

CONTROLE DE UM CONVERSOR CC-CA PARA CONEXÃO À REDE COM EMULAÇÃO DE MÁQUINA SÍNCRONA

César A. Palacio R.¹, José R. Pinheiro² e Marcello Mezaroba¹

¹Universidade do Estado de Santa Catarina (UDESC), Núcleo de Processamento de Energia - nPEE, Joinville - SC, Brasil

²Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), Grupo de Eletrônica de Potência e Controle - GEPOC, Santa Maria-RS, Brasil
e-mail: cesar.apr21@gmail.com, jrenes@gepoc.ufsm.br, marcello.mezaroba@udesc.br

Resumo – O emprego de conversores estáticos nos sistemas de potência é cada vez maior, suas aplicações em geração de energia elétrica distribuída a partir de fontes solar e eólica são um grande foco de estudo por causa dos desafios técnicos que apresentam. Um destes desafios reside na dificuldade de integração de sistemas de geração distribuída (GD) e microrredes de energia com os bem consolidados algoritmos de controle e proteção de sistemas de potência. Esses sistemas são concebidos para atuar com máquinas síncronas de grande porte, com resposta dinâmica lenta devido à sua inerente inércia e amortecimento. Esse trabalho aborda a fundamentação, definição do sistema, simulação, implementação e validação experimental de uma técnica de controle de emulação de máquina síncrona aplicada ao conversor CC-CA trifásico (VSI) para operação associada a geração distribuída em microrredes de energia. Para melhorar o desempenho do algoritmo de emulação é proposto um controle de rastreamento de referências em malha fechada, garantindo a redução das distorções da tensão no ponto de acoplamento comum (PAC) devido à presença de harmônicos. Os resultados experimentais apresentam vários cenários de operação e também uma avaliação da influência de variações paramétricas no desempenho dinâmico do conversor.

Palavras-Chave – Geração distribuída, Inversor, microrredes, Máquina síncrona virtual.

VSG BASED CONTROL OF A DC-AC CONVERTER APPLIED TO GRID CONNECTION

Abstract – The use of static converters in power systems is increasing, its applications in electric power distributed generation from solar and wind sources are a major focus of study because of the technical challenges they present. One of these challenges is the difficulty of integrating distributed generation systems (DGs) and micro-grids with the well-established power system protection and control algorithms. These systems are designed to work with large synchronous machines with slow dynamic response due to their inherent inertia and damping. This work deals with the background, system definition, simulation, implementation and experimental validation of a synchronous machine emulation control technique applied to the three-phase DC-to-AC converter (VSI) for operation associated with DGs in microgrids. In order to improve the performance of the emulation algorithm, it is proposed a closed-loop reference tracking control,

ensuring the reduction of voltage distortion at the point of common coupling (PCC) due to the presence of harmonics.

The experimental results present several operating scenarios and also an evaluation of the influence of parametric variations on the dynamic performance of the converter.

Keywords – Distributed generation, Inverter, microgrids, Virtual synchronous generator.

I. INTRODUÇÃO

Os sistemas de potência estão em um processo de mudança na sua estrutura. Os sistemas tradicionais são caracterizados por operar e transferir potência de maneira unidirecional e radial. Isto resulta, como consequência, ter-se as fontes de energia centralizadas em grandes usinas longe dos centros de consumo. Com o avanço em novas tecnologias nas áreas de eletrônica de potência, controle e sistemas de geração, houve uma transição dos sistemas centralizados para sistemas distribuídos. Nestes sistemas os usuários finais e os novos geradores de pequeno porte se conectam aos sistemas de distribuição locais. A transferência de potência deixa de ser radial e unidirecional, passando a ter fluxos de potência bidirecionais, por vezes integradas com sistemas de armazenamento de energia.

Dentro desse contexto surgiu a definição de Microrredes de Energia Elétrica, que podem ser descritas como um conjunto de cargas, unidades de geração distribuída (GDs) e sistemas de armazenamento de energia operando em coordenação para fornecer eletricidade de maneira confiável, conectado ao sistema interligado, ao nível de distribuição, por um único ponto de conexão denominado ponto de acoplamento comum (PAC) [1]-[3]. As microrredes possuem a característica de poder fornecer ou absorver energia da rede principal dependendo das suas necessidades, utilizando um sistema gerenciamento da potência gerada e consumida. Um dos principais componentes de uma microrrede são os conversores estáticos, que possibilitam o processamento eletrônico da energia e viabilizam diversas funcionalidades tais como despacho de energia, regulação, melhora da qualidade da tensão, compensação de reativos e correção de harmônicos. As técnicas de controle empregadas para operar estes conversores, permitem que sejam classificados como formadores de rede, auxiliares de rede ou alimentadores de rede, dependendo da função que desempenham dentro da microrrede [4],[5]. Os conversores auxiliares de rede são caracterizados pela sua flexibilidade, por poderem operar

Artigo submetido em 10/05/2019. Primeira revisão em 15/06/2019. Aceito para publicação em 27/11/2019 por recomendação do Editor Marcelo Cabral Cavalcanti. <http://dx.doi.org/10.18618/REP.2019.4.0039>

tanto como formadores de rede quanto como alimentadores de rede. Para que possam desempenhar essas funções esses conversores possuem, na maioria das vezes, saída controlada em tensão e utilizam técnicas de controle que permitem o despacho de potência ativa e reativa, bem como, a regulação e melhoria da qualidade da tensão. Uma das técnicas mais importantes e difundidas é o Controle por Decaimento (Droop Control) [4]-[5]. O Droop control possui a vantagem de possuir uma implementação simples e bem adaptada para aplicações em microrredes, porém sua aplicação na forma clássica pode trazer problemas de instabilidades devido à sua rápida atuação transitória, com resposta dinâmica muito superior a respostas dinâmicas dos reguladores utilizados nos sistemas de controle de sistemas de distribuição.

Buscando compatibilizar o comportamento dinâmico dos conversores auxiliares de rede com as bem conhecidas e dominadas técnicas de controle de sistemas elétricos, surgiram diversas propostas de controle que incorporam questões inerciais e de amortecimentos comumente presentes em geradores e compensadores síncronos [6]. Uma das primeiras propostas de controle de inversores emulando a máquina síncrona (MS) foi denominada VISMA [7] (Virtual Synchronous Machine) desenvolvida pelo IEPE (Institute of Electrical Power Engineering) na Clausthal University of Technology na Alemanha. Os autores propõem os seus esquemas de controle e mostram o grande potencial da técnica para a estabilização de sistemas de geração conectados à rede (Grid Connected Mode) e para sistemas que operam isolados da rede (Island Mode). No fim do ano 2007 constituiu-se o VSYNC project [8], a partir da parceria de diferentes universidades e empresas europeias. Esse projeto tinha como objetivo o desenvolvimento e aplicação do conceito Virtual Synchronous Generator (VSG) como solução aos possíveis problemas de estabilidade dos sistemas de potência devido ao grande crescimento da GD. Outra proposta apresentada em [9] introduziu o conceito Synchronvertes, que ao longo dos últimos anos foi adaptada para diversas aplicações tais como a conexão de fontes de energia renováveis, veículos elétricos, controle de STATCOM's e transmissão HDVC. O laboratório ISE da Universidade de Osaka – Japão tem desenvolvido desde 2011 várias topologias de controle e esquemas VSG (Virtual Synchronous Generators) [9]-[11]. Nesta arquitetura o modelo do VSG inclui a inércia virtual equivalente com a inércia do rotor cilíndrico da MS e o controle emprega a equação de oscilação da máquina síncrona. Características como controle da potência reativa, a inércia virtual variável, controle de tensão, ajuste da impedância do estator, controle de frequência e compensação de sequência negativa foram propostas. Uma característica dessa técnica é que a sintetização da tensão proveniente do algoritmo VSG é feita em malha aberta, prejudicando sua operação em ambientes com grande presença de cargas não lineares, principalmente em microrredes fracas, com elevados valores de impedância de conexão. Nessa situação, a circulação dos harmônicos de corrente na indutância do filtro de saída do inversor, dá origem a uma queda de tensão também com conteúdo harmônico, distorcendo a tensão na saída do inversor.

Assim como o VSG, o esquema original utilizado em Synchronverters sintetiza a tensão do inversor em malha aberta, apresentando distorções importantes que prejudicam a

qualidade da tensão na presença de cargas não lineares. Buscando mitigar esse problema, foi proposta em [19] uma estratégia de controle baseada em Synchronverter chamada de SSG-HC (Static Synchronous Generator with Harmonic Compensation) com compensação harmônica. A técnica faz uso de um compensador proporcional + ressonante para eliminar componentes harmônicos indesejados da tensão no ponto de conexão.

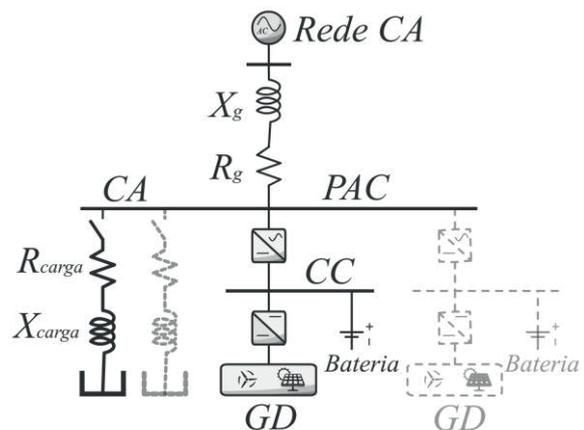


Fig. 1 - Microrrede básica do estudo de caso

Neste artigo é proposta uma modificação da estratégia de controle VSG proposta por [11] aplicada a inversores trifásicos (VSI) operando como auxiliares de rede em microrredes de energia. A principal contribuição é a proposição de um controle em malha fechada para a sintetização das referências provenientes do algoritmo VSG. Com isso os inversores podem atuar em microrredes com impedâncias de conexão elevadas, permitindo a rastreabilidade das referências e assegurando a qualidade da tensão mesmo na presença de cargas não lineares. A implementação dessa técnica é simples, não interferindo na geração das referências pelo algoritmo VSG.

A organização do trabalho se dará da seguinte maneira: na seção II são definidas as especificações gerais da microrrede, do circuito de potência e do esquema geral de controle. Na seção III serão apresentados detalhadamente os sistemas de controle e emulação VSG. Resultados de simulação e experimentais são mostrados nas seções IV e V, respectivamente.

II. DEFINIÇÃO DO SISTEMA

A Figura 1 mostra o sistema considerado para a implementação da proposta, que é composto por uma microrrede CA, conectada a uma rede de distribuição de baixa tensão. A impedância de conexão entre o sistema de distribuição e o ponto de acoplamento comum (PAC) da microrrede está representada por uma resistência R_g e uma reatância (X_g). Considera-se que a impedância total de conexão possui um valor elevado, condição que pode levar à condições críticas de regulação e qualidade da tensão. As cargas da microrrede estão representadas por R_{carga} e X_{carga} . As fontes de GD são conectadas a um barramento de tensão CC por meio de conversores CC-CC. A conexão do barramento

CC ao PAC da microrrede é feita por conversores CC-CA auxiliares de rede, que são responsáveis pelo despacho de energia ativa proveniente das fontes renováveis e sistemas de armazenamento, além de poderem atuar também no despacho de energia reativa visando a regulação da tensão no ponto de conexão. O foco do trabalho é o controle dos conversores CC-CA utilizando da estratégia de controle VSG baseada em [11], porém com a sintetização das tensões em malha fechada, garantindo o rastreamento adequado das referências mesmo na presença de cargas não lineares ou na conexão em paralelo com uma rede de distribuição que possua tensão com forte distorção harmônica.

Na Figura 2 pode ser visualizado o sistema de controle a ser implementado. Na parte superior pode ser visualizado de maneira simplificada a microrrede, o conversor CC-CA e o barramento de GD. Na parte inferior são mostrados os blocos do circuito de controle, divididos em dois componentes principais. O primeiro é o bloco chamado de “Controlador VSG” que é responsável pela emulação do comportamento dinâmico de uma máquina síncrona. A partir das referências de potência (P_0^* e Q_0^*), da tensão de referência (V_0^*) e da frequência de referência (ω_0^*), o controlador VSG gera o sinal de referência para o controlador de tensão V_{out}^* . O segundo bloco é denominado “Controlador de Tensão” que é responsável pela sintetização da tensão de saída do conversor CC-CA, através do rastreamento da referência V_{out}^* .

É importante destacar, que nas principais propostas que empregam estratégias de controle baseadas na emulação de máquina síncrona essa etapa é feita em malha aberta, fazendo com que haja distorções na tensão sintetizada, principalmente na presença de cargas não lineares ou de rede distorcida. O controle em malha fechada assegura uma tensão senoidal no PAC, atuando de forma semelhante a um filtro ativo série, ou a um D-STATCOM controlado em tensão.

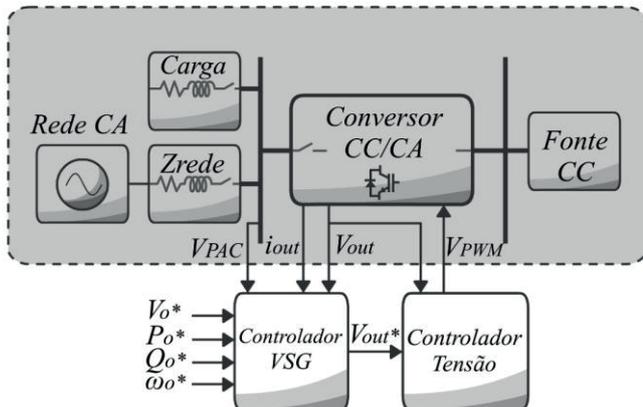


Fig. 2 - Estrutura geral do sistema de controle

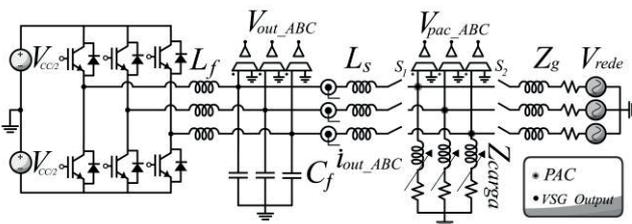


Fig. 3 - Circuito de potência do sistema

O circuito de potência que considera o conversor CC-CA a 4 fios, filtro LCL de saída, medições de tensões e correntes necessárias é apresentado na Fig. 3. A conexão do inversor a 4 fios permite a operação independente por fase com cargas desequilibradas. A utilização de um filtro LCL na saída, assegura uma baixa ondulação de alta frequência na corrente de saída e colabora para que a impedância de conexão tenha uma característica predominantemente indutiva mesmo quando conectado em microrredes com característica de saída predominantemente resistiva (redes fracas).

III. CONTROLADOR VSG

Na Figura 4 pode ser observado o diagrama de blocos que permite obter uma visão geral da arquitetura do bloco “Controlador VSG”. Para facilitar a compreensão do seu funcionamento, o esquema de controle será dividido em duas malhas principais acopladas, uma malha de frequência e outra de tensão eficaz.

A. Malha de Frequência (Governador)

Esta malha, também denominada de governador, é responsável pela geração da frequência angular do sinal de referência de tensão V_{out}^* em função da potência ativa fornecida ou absorvida pelo conversor. A frequência denominada ω_m representa a frequência mecânica da MS, por isto é chamada de frequência angular virtual.

A malha de frequência é apresentada em verde (destaque superior) na Figura 4 onde são identificados como componentes do sistema o blocos do *Droop* ω - P , de sincronização, o do cálculo da potência ativa na saída do conversor e o algoritmo VSG. O algoritmo VSG precisa da medição da frequência no PAC para a resolução da equação de oscilação da MS. A medição desta frequência é feita de maneira indireta a partir das tensões de cada fase no PAC, empregando um esquema PLL (*Phase-locked-loop*), apresentado na Figura 5. Outra variável necessária para a solução da equação de oscilação é a potência de saída do conversor (P_{out}), que é obtida a partir da medição dos valores instantâneos da tensão e corrente de saída do inversor (v_{out} e i_{out}) aplicando a equação:

$$P_{out} = v_{out_a} i_{out_a} + v_{out_b} i_{out_b} + v_{out_c} i_{out_c}. \quad (1)$$

A potência de entrada do bloco VSG, análoga à potência mecânica de uma máquina síncrona, é chamada de P_{in} e é obtida a partir do controle por inclinação de frequência (*Droop* ω - P), de acordo com a equação

$$P_{in} = P_0^* - k_p(\omega_m - \omega_0^*) \quad (2)$$

sendo P_0^* a referência para potência ativa a ser despachada, k_p é o coeficiente *droop*, ω_0^* é a frequência de referência e ω_m é a frequência angular virtual do conversor. A Figura 6 mostra a representação em diagrama de blocos do controle por inclinação.

O algoritmo VSG é mostrado na Figura 7 e é o responsável pela resolução da equação de oscilação do modelo de segunda ordem da MS, representada pela expressão

Na Figura 9 apresenta-se o diagrama de blocos do *Droop V-Q*. Para garantir o rastreamento da referência de potência reativa de saída Q_{out}^* , foi implementado um controlador tipo proporcional integral (PI), cuja ação de controle U_q é somada à referência de tensão eficaz no PAC V_0^* para o cálculo da amplitude de referência para tensão de saída, V_{o_rms} . Esse controlador PI, representado por (7), atua de modo similar aos reguladores automáticos de potência reativa de geradores síncronos.

$$C_q(s) = k_{pq} \frac{1+T_{iq}s}{T_{iq}s} \quad (7)$$

Onde k_{pq} e T_{iq} representam os parâmetros de ganho e constante de tempo adotados para o controlador.

C. Geração do Sinal de Referência de Tensão

O último componente do esquema interno do controlador VSG é o bloco onde são gerados os sinais de referência de tensão V_{out}^* que serão sintetizados pelos controladores de tensão. Neste bloco são gerados os três sinais senoidais com frequência ω_m , tensão eficaz V_{o_rms} e defasagem de 120 graus, sincronizados com a tensão V_{PAC} . As expressões (8) a (10) correspondem com os sinais já descritos para cada uma das fases.

$$V_{out_A}^* = \sqrt{2} \cdot V_{0_rms}^* \cdot \sin(\omega_m t + \theta_0) \quad (8)$$

$$V_{out_B}^* = \sqrt{2} \cdot V_{0_rms}^* \cdot \sin(\omega_m t - 120^\circ + \theta_0) \quad (9)$$

$$V_{out_C}^* = \sqrt{2} \cdot V_{0_rms}^* \cdot \sin(\omega_m t + 120^\circ + \theta_0) \quad (10)$$

IV. CONTROLADOR DE TENSÃO

Uma característica das Microrredes em baixa tensão é o alto valor de impedância equivalente no PAC, que prejudica muito a regulação e gera uma elevada distorção harmônica da tensão na presença de cargas não lineares. Originalmente, o esquema de emulação de máquina síncrona não utiliza um controle interno do inversor em malha fechada para efetuar o rastreamento das referências oriundas do controlador VSG. Isso faz com que o conversor não consiga sintetizar tensões senoidais, não contribuindo significativamente com a melhoria da tensão no PAC. Buscando incorporar no sistema proposto o condicionamento da tensão, foi incluído um controle em malha fechada da tensão de saída, que garante o rastreamento das referências e assegura um correto rastreamento das referências do controlador VSG.

A Figura 10 mostra o diagrama de blocos para os controladores de tensão, que atuarão de modo independente para cada fase. Os controladores devem ter uma larga banda passante para que sua resposta dinâmica não modifique a dinâmica da MS adicionada pelo controlador VSG. A obtenção do modelo da planta, que é necessário para o projeto dos controladores, é apresentado em [13] e pode ser visto na expressão

$$Gv(s) = \frac{V_{outA}(s)}{d_A(s)} = \frac{V_{cc} \cdot L_s \cdot s}{s(s^2 \cdot L_f L_s C_f + L_f + L_s)} \quad (11)$$

Esta função de transferência é de segunda ordem incluindo dois polos complexos conjugados. Para efetuar o rastreamento

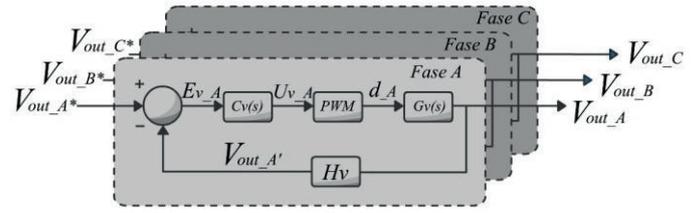


Fig. 10 - Controladores da tensão de saída.

de referência foi utilizado um controlador PID (proporcional-integral-derivativo) com a adição de um polo em alta frequência para a atenuação de componentes oriundas do chaveamento do conversor. A função de transferência desse controlador pode ser vista na equação (12), onde k_{pid} representa o ganho do controlador, z_{pid1} e z_{pid2} representam os zeros e p_{pid} o polo de alta frequência.

$$C_v(s) = k_{pid} \frac{(s+z_{pid1})(s+z_{pid2})}{s(s+p_{pid})} \quad (12)$$

V. PROJETO DOS CONTROLADORES VSG

Nesta seção será apresentada a metodologia de projeto dos controladores e definição dos parâmetros do sistema que será implementado para a validação da técnica de controle do conversor CC-CA com emulação da MS. As especificações gerais do sistema a ser projetado bem como alguns parâmetros da rede e dos sensores são mostrados na Tabela I.

TABELA I
Especificações do Sistema

Parâmetro	Valor
Tensão do barramento CC, V_{cc}	800 V
Tensão nominal da rede, V_{rede}	220 V/380V
Potência aparente nominal, S_n	10 kVA
Frequência nominal da rede, f_0	60 Hz
Frequência angular nominal da rede, ω_0	376.9 rad/s
Resistência série da rede, R_g	2.5 Ω
Indutância série da rede, L_g	1.82 mH
Frequência de comutação, f_s	20 kHz
Ganho dos sensores de corrente, H_i	1/2000
Ganho dos sensores de tensão, H_v	0.0036
Indutância de filtragem L_f	600 μ H
Indutância de filtragem L_s	600 μ H
Capacitância de filtragem C_f	50 μ F

A. Ajuste dos Coeficientes de Inclinação

O bloco *Droop $\omega-P$* emula de maneira simplificada a ação do controlador de frequência ou governador nos sistemas de geração com MS. Em uma MS a referência de potência ativa controla a abertura do sistema de admissão do combustível nas máquinas térmicas ou de água nos sistemas hidrelétricos. Uma das tarefas principais do controlador de frequência é estabelecer esta característica com baixa inclinação.

As MS podem fornecer ou absorver potência reativa dependendo da corrente no enrolamento de excitação. Normalmente as MS estão equipadas com reguladores automáticos de tensão que continuamente ajustam a corrente

de excitação e conseqüentemente a tensão de saída. No caso do sistema em estudo o sistema inversor pode ser utilizado para transferência bidirecional de potência reativa através do controle da tensão de saída. Para possibilitar esta funcionalidade, é implementada uma malha de tensão eficaz (regulador) com um controle por inclinação denominado *Droop V-Q* que estabelece uma relação linear entre o valor eficaz da tensão de saída e a potência reativa. A Figura 11 mostra as curvas dos controles de inclinação.

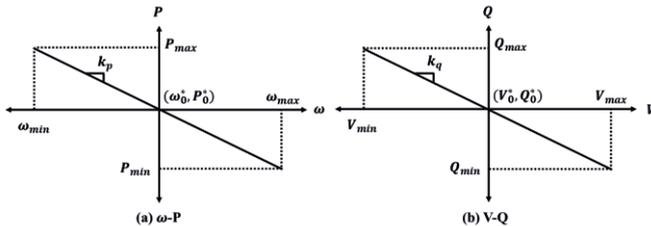


Fig. 11 – Curvas dos controles por inclinação (a) *Droop ω-P* (b) *Droop V-Q*.

Para sistemas que utilizam conversores estáticos bidirecionais o ajuste dos coeficientes de decaimento k_p e k_q pode ser feito com base nas variações máximas frequência e tensão permitidas, $\Delta\omega$ e ΔV , considerando as máximas variações para as potências ativa ΔP e reativa ΔQ processadas pelo inversor [14].

$$k_p = \frac{\Delta P}{\Delta\omega} \quad (13)$$

$$k_q = \frac{\Delta Q}{\Delta V} \quad (14)$$

B. Parâmetros Virtuais – VSG

A emulação da dinâmica da MS no inversor é feita a partir da solução da equação de oscilação da MS onde estão presentes parâmetros associados com as características construtivas e mecânicas da máquina, o momento de inércia J e o fator de amortecimento D . Para o caso do VSG estes parâmetros são estabelecidos de maneira virtual e o seu valor pode-se ajustar em função da resposta dinâmica desejada do sistema e da capacidade do sistema de armazenamento de energia. O parâmetro J corresponde ao momento de inércia total do rotor do grupo turbina gerador em $\text{kg}\cdot\text{m}^2$. É comum expressar a equação de oscilação da MS em função do momento angular do rotor $M_m = J\omega_m$. Com esta consideração a equação (3) fica:

$$P_{in} - P_{out} = M_m \cdot \frac{d\omega_m}{dt} + D \cdot (\omega_m - \omega_g). \quad (15)$$

O momento de inércia pode ser normalizado em termos da constante de inércia H segundo a expressão

$$J = \frac{2HS_n}{\omega_o^2}, \quad (16)$$

onde ω_o e S_n são a valores nominais de frequência angular e potência aparente da máquina. A Tabela II apresenta valores típicos da constante de inércia H para os casos de unidades de geração térmicas e hidrelétricas [15].

TABELA II
Valores Típicos da Constante de Inércia H

Tecnologia do grupo turbina-gerador	H [s]
Térmica de 2 polos @3600 RPM	2.5 a 6
Térmica de 4 polos @1800 RPM	4 a 10
Hidráulica	2 a 4

Estes valores são dados em MW·s por MVA nominais do gerador e representam a inércia combinada do grupo turbina – gerador.

Nas máquinas síncronas, o amortecimento está ligado a fenômenos de natureza elétrica ou mecânica. O amortecimento resultante das perdas mecânicas causadas pela fricção do rotor geralmente é desprezado e não levado em conta nos modelos matemáticos. A principal componente do amortecimento é dada pelo enrolamento amortecedor (*damper*). O valor do fator de amortecimento D pode ser calculado através de (17).

$$D \approx V_{out}^2 \left[\frac{T_d'' X_d' (X_d' - X_d'')}{X_d'' (X_d' + X_g)^2} \cdot \sin^2 \delta + \frac{T_q'' X_q' (X_q' - X_q'')}{X_q'' (X_q' + X_g)^2} \cdot \cos^2 \delta \right]. \quad (17)$$

Essa equação depende do ângulo de carga (δ) e dos parâmetros elétricos tais como as reatâncias transitórias X_d' , X_q' e subtransitórias X_d'' , X_q'' de eixo direto e de quadratura, das constantes de tempo T_d' e T_q' , da tensão de saída do inversor e da reatância de conexão X_g . A Tabela III apresenta os parâmetros elétricos típicos das unidades de geração. [17]

TABELA III
Valores de Parâmetros Elétricos Típicos para MS em p.u

Parâmetro		Geradores Hidráulicos	Geradores Térmicos
Reatância Síncrona	X_d	0,60 - 1,50	1,00 - 2,30
	X_q	0,40 - 1,00	1,00 - 2,30
Reatância Transitória	X_d'	0,20 - 0,50	0,15 - 0,40
	X_q'	-	0,30 - 1,00
Reatância Subtransitória	X_d''	0,15 - 0,35	0,12 - 0,25
	X_q''	0,20 - 0,45	0,12 - 0,25
Contante de Tempo Transitória	T_{d0}'	1,50 - 9,00 s	3,00 - 10,0 s
	T_{q0}'	-	0,50 - 2,00 s
Contante de Tempo Subtransitória	T_{d0}''	0,10 - 0,05 s	0,02-0,05 s
	T_{q0}''	0,10 - 0,09 s	0,02-0,05 s

VI. SIMULAÇÃO NUMÉRICA

A seguir são apresentados os resultados obtidos de simulações feitas do sistema proposto utilizando o software *PSIM* executando análise da resposta ao degrau de referências de potência ativa e reativa. Os parâmetros de simulação podem ser vistos na Tabela IV.

Inicialmente são sincronizadas as tensões de saída do conversor com as tensões do PAC enquanto as referências Q_0^* e P_0^* permanecem nulas. Na sequência em $t = 3s$ acontece a variação de potência ativa passando de $P_0^* = 0$ a 1 p.u em rampa. Observa-se na Figura 12 que o conversor segue sem erro de regime permanente a nova referência estabelecida e após o transitório estabiliza-se adequadamente.

TABELA IV

Parâmetros para Simulação e Experimentação

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
S_n	10 kVA	T_q'	1 s
ω_n	376,9 rad/s	T_d''	0,05 s
k_p	20 pu/pu	T_q''	0,025 s
H	4 s	δ	0
J	0,562 kg m ²	D	0,0691
X_d	1 pu	k_q	0,1 pu/pu
X_q	1 pu	k_{pq}	50,28
X_d'	0,2 pu	T_{iq}	1.59e-04
X_q'	0,5 pu	k_{pid}	1420
X_d''	0,15 pu	z_{pid1}	6580
X_q''	0,25 pu	z_{pid2}	6580
T_d'	5 s	p_{pid1}	502000
$R_{carga(a,b,c)}$	112 Ω	$L_{carga(a,b,c)}$	25 mH

A tensão do PAC inicialmente possui baixo valor eficaz devido à queda de tensão na impedância de conexão com a rede. Com a injeção de potência ativa parte da corrente de carga passa ser fornecida pelo conversor e consequentemente evidencia-se uma melhora na tensão na carga. No instante $t = 5s$ acontece a rampa da referência de potência reativa onde Q_0^* passa de 0 a 1 p.u enquanto P_0^* é mantido em 1 p.u. Neste ponto de operação o conversor processa praticamente toda a potência ativa e reativa demandada pela carga, reduzindo a quase zero o valor absorvido da rede e tensão na carga passa a ter o valor nominal. A Fig. 13 apresenta as curvas das variáveis de principal interesse.

Na sequência foi avaliado o rastreamento de referências de potência negativas. Na Figura 14 observa-se a resposta do sistema ante uma rampa negativa da referência Q_0^* em $t = 7s$. Observa-se que neste caso a tensão do PAC diminui novamente seu valor eficaz devido ao efeito da absorção de reativo na impedância de conexão da rede. Em $t = 9s$ mais uma rampa de referência de potência é feita (Figura 15).

Neste caso a potência ativa passa de $P_0^* = 1$ a -1 p.u. Apresenta-se absorção tanto de potência ativa como reativa por parte do conversor. Nesta circunstância o nível de tensão do PAC fica diminuído consideravelmente, devido ao alto valor da sua impedância, mas o rastreamento das referências de potências negativas é confirmado.

Uma importante análise a ser feita é a capacidade do conversor VSG sintetizar tensões de saída senoidais, mesmo quando conectado a uma rede distorcida. Utilizando uma sintetização das tensões de saída em malha fechada, o conversor atua indiretamente como um filtro ativo de tensão, impondo sobre a carga tensão senoidal com baixa distorção.

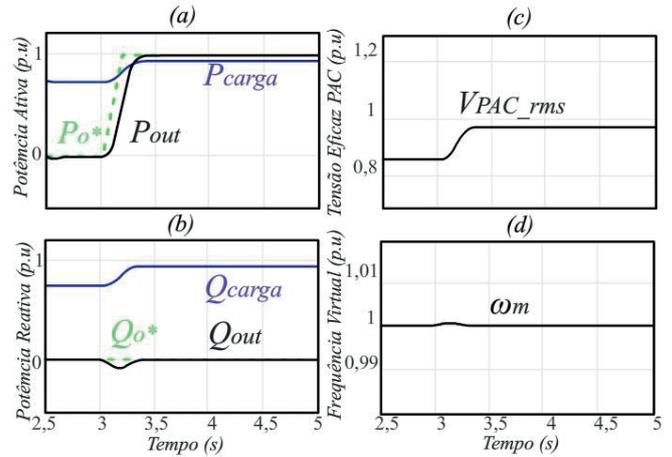


Fig. 12 - Degrau positivo de potência ativa ($P_0^* = 1, Q_0^* = 0$) – P_{out} (a), Q_{out} (b), V_{PAC_rms} (c), ω_m (d)

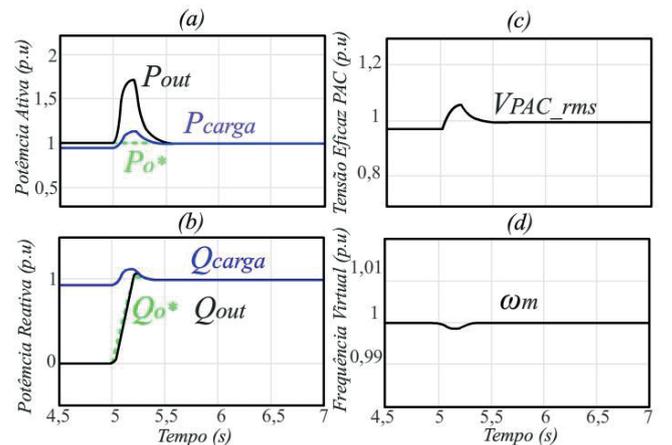


Fig. 13 - Degrau positivo de potência reativa ($P_0^* = 1, Q_0^* = 1$) – P_{out} (a), Q_{out} (b), V_{PAC_rms} (c), ω_m (d)

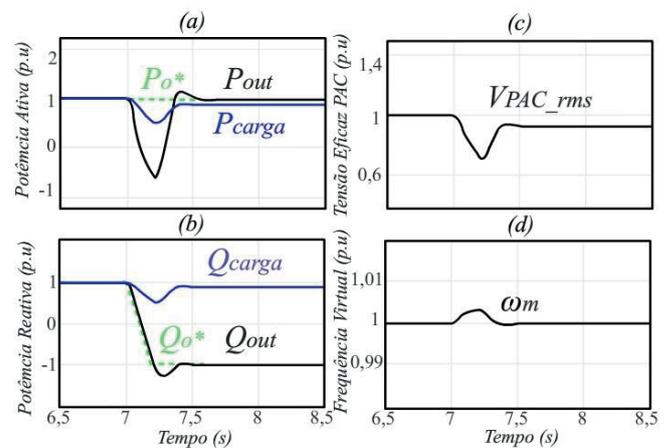


Fig. 14 - Degrau negativo de potência reativa ($P_0^* = 1, Q_0^* = -1$) – P_{out} (a), Q_{out} (b), V_{PAC_rms} (c), ω_m (d)

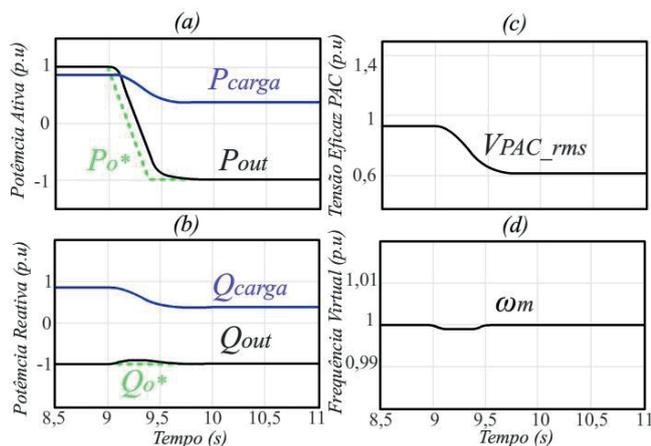


Fig. 15 - Degrau negativo de potência ativa ($P_o^* = -1$, $Q_o^* = -1$) – P_{out} (a), Q_{out} (b), V_{PAC_rms} (c), ω_m (d)

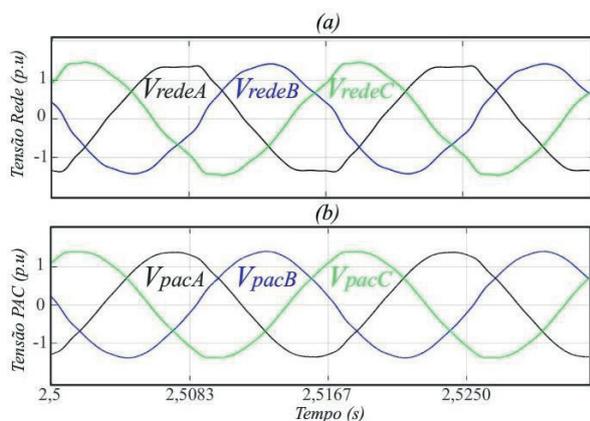


Fig. 16 - Formas de onda em regime permanente da tensão da rede distorcida (a) e da tensão do PAC (b)

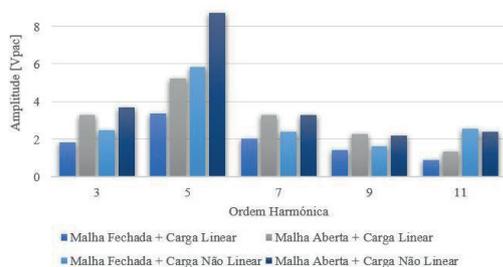


Fig. 17 - Análise harmônica da tensão V_{pac} . Comparação do sistema operando em malha aberta e fechada com carga linear e não linear

TABELA VI
THD da Tensão do PAC

Modo de Operação	THD V_{pac} [%]
Malha Aberta + Carga Linear	2,55
Malha Fechada + Carga Linear	1,68
Malha Aberta + Carga Não Linear	3,83
Malha Fechada + Carga Não Linear	2,69

A Figura 16 apresenta as formas de onda da tensão na rede no PAC em regime permanente. Foi considerada uma rede com componentes harmônicas de ordem ímpar que resultaram uma THD de 4,66 %. Com a sintetização em malha fechada

proposta, a THD da tensão no PAC ficou limitada em 1,68 %, demonstrando a melhoria significativa da qualidade da tensão sobre a carga.

Para avaliar a eficácia da inclusão da malha de tensão adicionada no esquema de controle foram feitas simulações que permitiram comparar a THD da tensão no PAC em diferentes cenários de operação. Análise harmônica de V_{pac} é apresentada na Figura 17 para quatro casos simulados. No primeiro o sistema considera a inclusão da malha fechada de tensão conectada a uma carga linear. No segundo caso é mantida a carga linear e realizado o teste em malha aberta. Nos casos 3 e 4 os testes são realizados para carga não linear com e sem a malha de fechada de tensão respectivamente. Observa-se que nos casos onde a malha fechada da tensão é incluída, ocorre redução da amplitude das componentes harmônicas.

A Tabela VI mostra a THD obtida para os mesmos casos citados anteriormente. A adoção da malha fechada na sintetização das tensões promove uma redução na TDH de 34% para cargas lineares e 30% para cargas não lineares.

VII. VALIDAÇÃO EXPERIMENTAL

A seguir serão apresentados os resultados experimentais obtidos na etapa de testes do protótipo construído. Na Figura 18 mostra as fotos do protótipo implementado. Na parte superior ficam as fontes auxiliares, circuitos de condicionamento e controladores. Na parte central fica o conjunto de potência com os semicondutores, capacitores, dissipadores, ventiladores e os circuitos de comando isolados. Na parte inferior ficam os filtros de alta frequência, sensores e controladores.

Inicialmente foi realizada a sincronização e conexão com a rede e logo após foram efetuadas variações das referências (P_o^* e Q_o^*). Inicialmente P_o^* foi aumentado até o valor de 2,0 kW seguindo a sequência apresentada na Figura 19. Observa-se a resposta do sistema durante o rastreamento da referência de potência ativa. A potência reativa se mantém praticamente nula, mas com algumas oscilações causadas por componentes não lineares presente na corrente de saída. Como esperado, com a injeção de potência ativa a tensão do PAC é incrementada, aproximando-se do valor nominal da rede. A frequência angular no ponto de conexão permanece em torno do seu valor nominal, determinado pela rede. A referência de potência ativa foi fixada em 2,0 kW então foram aplicados degraus positivos e negativos na referência de potência reativa, que podem ser vistos na Fig. 20. Inicialmente Q_o^* foi incrementado de zero a 1,0 kVAr e na sequência foi reduzido para -1,0 kVAr.

Na Figura 21 apresenta-se o resultado do teste correspondente à degraus negativos de potência ativa, onde o conversor está operando como uma carga. Observa-se como tal absorção influencia o valor eficaz da tensão do PAC, como esperado. Isto acontece devido ao incremento da queda de tensão na impedância de conexão com a rede, que possui uma importante componente resistiva. Durante esse teste a potência reativa permaneceu nula, conforme determinado pela sua referência.

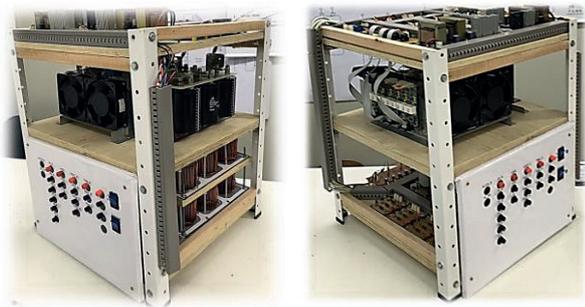


Fig. 18 – Fotos do protótipo implementado

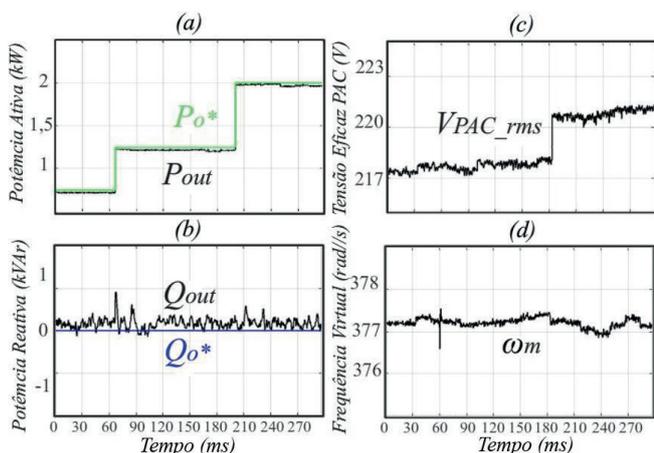


Fig. 19 - Degrau positivo de potência ativa ($P_0^* = 2\text{kW}$, $Q_0^* = 0$) - Respostas experimentais de P_{out} (a), Q_{out} (b), V_{PAC_rms} (c), ω_m (d)

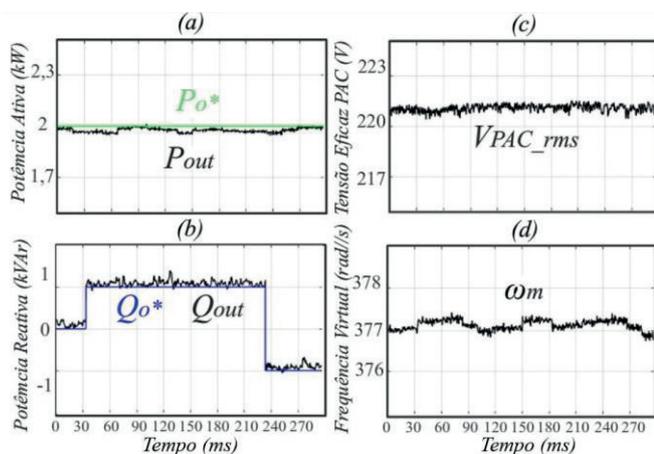


Fig. 20 - Degrau positivo e negativo de potência reativa ($P_0^* = 2\text{kW}$, $Q_0^* = \pm 1\text{kVar}$) - Respostas experimentais de P_{out} (a), Q_{out} (b), V_{PAC_rms} (c), ω_m (d).

Na Figura 22 apresenta-se novamente o resultado de uma variação na potência reativa, porém desta vez o conversor é mantido na condição de absorção de potência ativa ($P_0^* = -1,0\text{ kW}$). Observa-se que o sistema permanece estável e as variações de potência reativa tem pouco impacto na potência ativa. É identificada uma pequena variação no valor eficaz da tensão do PAC, devido à variação na injeção de reativos. Após comprovar a capacidade da estratégia de controle implementada para rastreamento de referências de potência ativa e reativa foram feitos testes de variações paramétricas.

Na Figura 23.a mostram-se as respostas ao degrau de P_0^* variando o coeficiente k_p . Resposta com maior sobressinal e

oscilação foi obtida para o caso de menor valor. Nas Figuras 23.b e 23.c as respostas da potência ativa ante variações dos parâmetros J e D são apresentadas. Observa-se que o aumento da inércia virtual muda a resposta transitória aumentando o tempo de acomodação e o sobressinal. Enquanto à variação do fator de amortecimento foi identificado que pode aumentar oscilações em regime permanente conforme seu valor é acrescido. Finalmente o impacto do aumento do coeficiente k_q foi avaliado na resposta da potência reativa de saída ante o degrau de P_0^* .

Na Figura 23.d é identificado que o aumento deste parâmetro gera um erro em regime permanente no rastreamento da referência de potência reativa Q_0^* . Essa característica é esperada para o controle droop pois com o aumento de k_q , quanto mais a tensão V_{pac_rms} se afasta do seu valor de referência V_0^* , maior será a contribuição do conversor com potência reativa.

A performance do controle em malha fechada da tensão gerada pelo algoritmo VSG pode ser vista na Figura 24. Nas Figuras 24.a e 24.b podem ser observadas as tensões $V_{redeABC}$ e V_{pacABC} antes da conexão do conversor. A Figura 24.c mostra a tensão V_{pacABC} após a conexão do conversor, porém com as referências de potência ativa e reativa zeradas. Mesmo sem o conversor injetar potência ativa ou reativa fica evidente a melhora da qualidade da tensão no PAC. Finalmente, a Figura 24.d mostra a tensão V_{pacABC} com o conversor injetando uma potência ativa de 2,0 kW, suprimindo o consumo da carga e restaurando a tensão no PAC próximo ao seu valor nominal. A Figura 25 mostra a análise das componentes harmônicas dos resultados experimentais mostrados na Figura 24. Como esperado, a estratégia de controle implementada contribui para a redução da amplitude das principais componentes harmônicas da tensão no PAC.

Os valores obtidos para taxa de distorção harmônica das tensões experimentais analisadas na Figura 24 são apresentados na Tabela VII. Foi obtida uma redução na THD do PAC de 17% para operação sem injeção de potência e de 23% na operação com injeção de 2,0 kW de potência ativa. Para avaliar o comportamento do controle proposto frente às variações de carga, foi realizado um ensaio com cargas adicionais conectadas ao PAC, com os valores apresentados na Tabela IV.

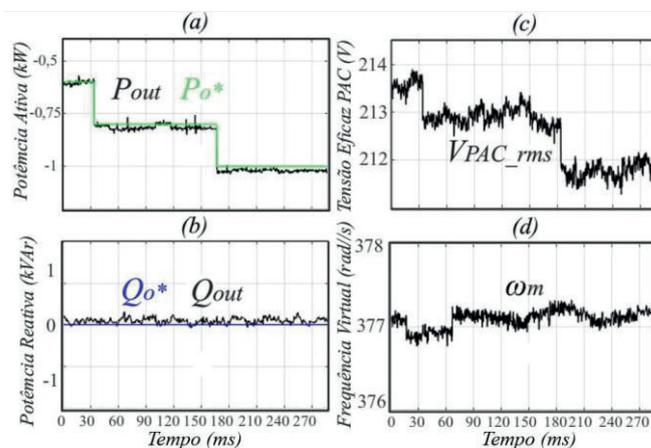


Fig. 21 - Degrau negativo de potência ativa ($P_0^* = -1\text{kW}$, $Q_0^* = 0$) - Respostas experimentais de P_{out} (a), Q_{out} (b), V_{PAC_rms} (c), ω_m (d).

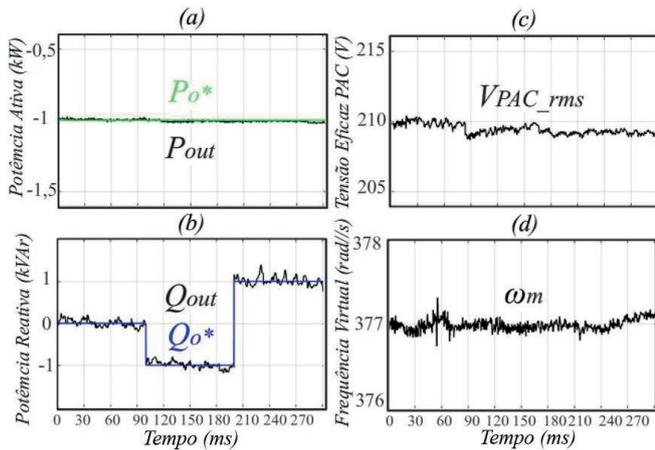


Fig. 22 - Degrau positivo e negativo de potência reativa ($P_o^* = -1\text{kW}$, $Q_o^* = \pm 1\text{kVar}$) - Respostas experimentais de P_{out} (a), Q_{out} (b), V_{PAC_rms} (c), ω_m (d).

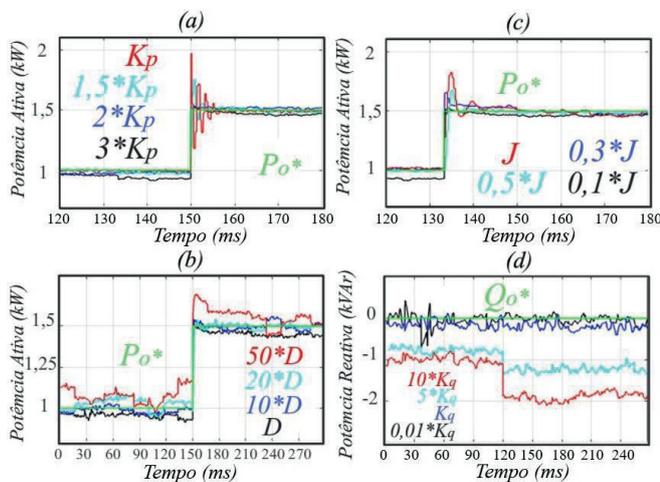


Fig. 23 - Variações paramétricas - Resposta de P_{out} ante variação de k_p (a), D (b), J (c) e de Q_{out} ante variação de k_q (d). Degrau de P_o^* aplicado em $t=150\text{ms}$ para (a) e (b), em $t=133\text{ms}$ para (c) e em $t=120\text{ms}$ para o caso (d).

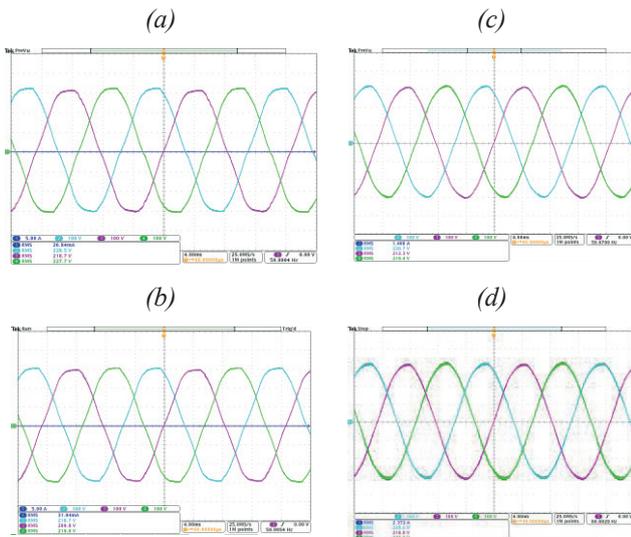


Fig. 24 - Tensões trifásicas instantâneas - $V_{redeABC}$ (a) e V_{pacABC} (b) sem operação do conversor. V_{pacABC} (c) com conversor conectado e sem injeção de potências. V_{pacABC} (d) com conversor conectado injetando $2,0\text{ kW}$ de potência ativa.

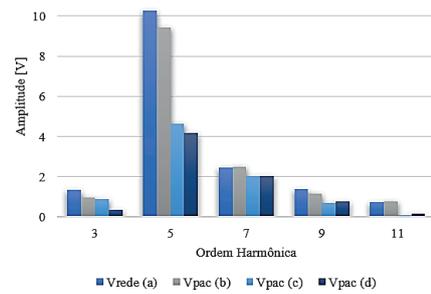


Fig. 25 - Análise harmônica - V_{rede} (a) e V_{pac} (b) sem operação do conversor. V_{pac} (c) com conversor conectado e sem injeção de potências. V_{pac} (d) com conversor conectado injetando $2,0\text{ kW}$ de potência ativa.

TABELA VII
THD Experimental das Tensões da Rede e do PAC

Tensão	THD [%]
Vrede (a)	5,47
Vpac (b)	5,18
Vpac (c)	4,34
Vpac (d)	3,98

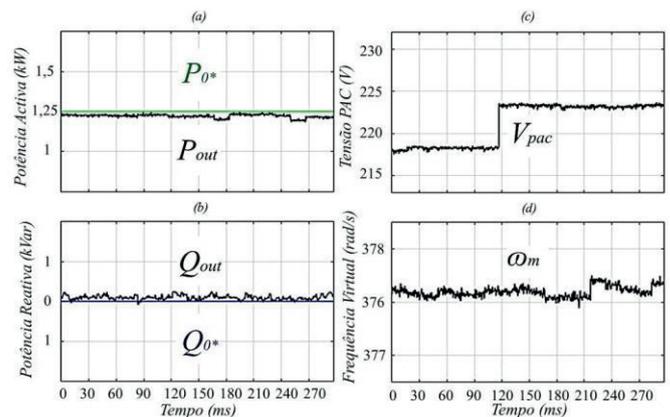


Fig. 26 - Degrau de Carga - Formas de onda experimentais da Potência Ativa (a) da Potência Reativa (b) da Tensão Eficaz do PAC (c) e da Frequência Virtual (d)

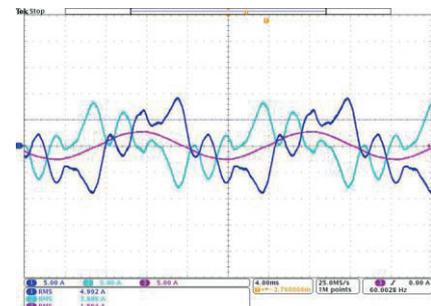


Fig. 27 - Formas de onda experimentais da corrente de saída do inversor (Azul), da corrente de carga (Magenta) e da corrente da rede (Ciano) pela fase A em regime permanente.

O inversor foi programado para fornecer $1,25\text{kW}$ de potência ativa e nenhuma potência reativa. A Figura 26 mostra um ensaio de retirada de carga em $t=120\text{s}$, pode-se observar que mesmo após a retirada de carga, o conversor continua transferindo a quantidade de potência estabelecida nas

referências P_0^* e Q_0^* , ou seja, não houve influência do degrau de carga no rastreamento das referências de potência. Também pode ser observado que a tensão do PAC apresenta um aumento do seu valor eficaz, devido à retirada de cargas e consequente redução na queda de tensão nas impedâncias de conexão.

Para comprovar a operação com correntes não lineares, a Figura 27 mostra as correntes de saída do inversor (azul), na carga linear conectada no PAC (Magenta) e da corrente injetada na rede (ciano). Nessa condição o inversor foi programado para fornecer 2kW de potência ativa e -1kVar de potência reativa, assim como na parte final do ensaio apresentado na Figura 20. Nesse ensaio a corrente senoidal observa-se que a rede demanda uma corrente com alto conteúdo harmônico, devido às cargas não lineares distribuídas pela instalação, e à presença de harmônicos na tensão do alimentador. Como a tensão imposta em malha fechada pelo inversor no PAC possui baixo conteúdo harmônico, os harmônicos da tensão da rede são impostos na impedância do alimentador Z_g , levando à circulação de correntes com alto conteúdo harmônico. Com isso fica evidenciado o funcionamento do inversor e da técnica de controle proposta com correntes não lineares.

VIII. CONCLUSÕES

Neste trabalho foi analisado, implementado e validado o controle de um conversor CC-CA trifásico a 4 fios baseado em conceitos de emulação de máquinas síncronas. O caso de estudo tem aplicações em qualquer sistema trifásico que apresente transferência de potência ativa e/ou reativa entre um barramento CC e um CA de maneira bidirecional.

Adicionalmente foi proposta uma estratégia de controle para rastreamento das referências geradas pelo algoritmo VSG, visando a operação em microrredes com elevadas impedâncias de conexão. A utilização da sintetização das tensões em malha fechada proporciona uma significativa melhora na qualidade da tensão do PAC, com o conversor operando indiretamente como um filtro ativo para tensão.

Análise da operação nos 4 possíveis quadrantes permitiu observar e validar a injeção e absorção de potências ativa e reativa e seu efeito na regulação da tensão no PAC; Além disso, o comportamento dinâmico foi avaliado frente à variações paramétricas, identificando o efeito dos parâmetros virtuais J e D e dos coeficientes k_p e k_q na resposta dinâmica do sistema.

A estratégia de controle proposta mostrou-se adequada para a operação em microrredes de energia em baixa tensão, permitindo o despacho de potência ativa e reativa com emulação da dinâmica de uma máquina síncrona, tornando mais natural a sua integração com os sistemas de potência atuais, que já possuem algoritmos de controle bem consolidados.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi apoiado pelas fundações FAPESC e FITEJ, pelo Programa Nacional de Cooperação Acadêmica (PROCAD), pelo projeto INCT-GD através dos órgãos Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível

Superior (CAPES) processo no. 23038.000776/2017-54, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) processo 465640/2014-1 e FAPERGS 17/2551-0000517-1).

REFERÊNCIAS

- [1] J. G. de Matos, L. A. de S. Ribeiro, F. S. F. e Silva. Controle da potência gerada em microrredes autônomas e isoladas com fontes de energia renováveis e sistema de armazenamento com bancos de baterias. *Revista Eletrônica de Potência*, vol. 19, n. 2, p. 152-162, maio 2014.
- [2] D. I. Brandão, J. A. Pomilio, F. P. Marafão, A. M. Alonso. Validação Experimental de uma Microrrede com Controle Centralizado e Despachável. *Revista Eletrônica de Potência*, vol. 23, n. 3, p. 281-291, set. 2018.
- [3] R. F. Coelho, L. Schmitz, L. T. Macedo, D. C. Martins. Estratégia para Controle do Fluxo de Potência em uma Microrrede Híbrida Destinada a Alimentação de Cargas CC críticas. *Revista Eletrônica de Potência*, vol. 20, n. 2, p. 205-214, maio 2015.
- [4] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg and P. Rodríguez, "Control of Power Converters in AC Microgrids," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, n. 11, p. 4734-4749, nov. 2012. doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334
- [5] G. M. S. Azevedo, M. C. Cavalcanti, F. A. S. Neves, L. R. Limongi, F. Bradaschia. Microgrid power converter control with smooth transient response during the change of connection mode. *Revista Eletrônica de Potência*, vol. 19, n. 3, p. 285-294, ago. 2014.
- [6] B. W. França, E. L. van Emmerik, J. F. Caldeira, M. Aredes. Sliding droop control for distributed generation in microgrids. *Revista Eletrônica de Potência*, vol. 22, n. 4, p. 429-439, dez. 2017.
- [7] Beck, H. and Hesse, R. Virtual synchronous machine. *International Conference on Electrical Power Quality and Utilization*, 2007.
- [8] Loix, T., De Breucker, S., Vanassche, P., Van den Keybus, J., Driesen, J. and Visscher, K. Layout and performance of the power electronic converter platform for the VSYNC project. *IEEE Bucharest PowerTech*, 2009.
- [9] Zhong, Q. and Weiss, G. Synchronverters: Inverters That Mimic Synchronous Generators. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58(4), p.1259-1267, 2011.
- [10] Liu, J., Miura, Y. and Ise, T. Dynamic characteristics and stability comparisons between virtual synchronous generator and droop control in inverter-based distributed generators. *International Power Electronics Conference (IPEC-Hiroshima 2014 - ECCE ASIA)*, 2014.
- [11] Sakimoto, K., Miura, Y. and Ise, T. Stabilization of a power system with a distributed generator by a Virtual Synchronous Generator function. *8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia*, 2011.
- [12] Alipoor, J., Miura, Y. and Ise, T. Stability Assessment and Optimization Methods for Microgrid With Multiple

- VSG Units. IEEE Transactions on Smart Grid, 9(2), p.1462-1471, 2018.
- [13] F. J. Zimann. Sistema de Controle de Potência Ativa e Reativa para a Regulação de Tensão em Redes de Distribuição de Baixa Tensão. Dissertação de Mestrado, Universidade do Estado de Santa Catarina, 2016.
- [14] IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems. IEEE Std 1547.4-2011, p. 1–54, July 2011.
- [15] P. KUNDUR. Power System Stability and Control. Palo Alto, California: McGraw-Hill, 1994.
- [16] J. Alipoor, Y. Miura and T. Ise, "Stability Assessment and Optimization Methods for Microgrid With Multiple VSG Units," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9, n. 2, p. 1462-1471, March 2018.
- [17] J. Machowski, J. Bialek, and J. R. Bumby, Power System Dynamics and Stability. New York: John Wiley & Sons, 2008.
- [18] C. Palacio, M. Mezaroba, and J.R. Pinheiro, "VSG based control application for inverter-interfaced distributed generators in microgrids", Brazilian Power Electronics Conference (COBEP), 2017.
- [19] J. Caicedo, A. R. de Castro, B. França and M. Aredes, "Resonant harmonic compensation for synchronverter, integrating wind and photovoltaic power generation into an electrical grid, case study: Nonlinear and unbalanced load," Brazilian Power Electronics Conference (COBEP), Juiz de Fora, p. 1-6, 2017.

Graduação e Pós-Graduação. Em 2004 foi um dos sócios fundadores da Empresa SUPPLIER onde atua como Diretor Técnico. Atua no Conselho de Gestão e como Pesquisador Associado no Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia em Geração Distribuída de Energia Elétrica (INCT-GD). É membro do Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) e da Sociedade Brasileira de Eletrônica de Potência (SOBRAEP). Desde 2017 atua como Editor Geral da Revista Eletrônica de Potência (REP). Suas áreas de interesse incluem comutação suave, processamento de energias alternativas, fontes de alimentação CC e CA, condicionadores de energia elétrica e microrredes de energia.

DADOS BIOGRÁFICOS

César Augusto Palacio Restrepo, nascido na Colômbia, possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Pontifícia Bolivariana (2015) e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade do Estado de Santa Catarina (2018).

José Renes Pinheiro, possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria (1981), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (1984), doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (1994), e pós-doutorado pela Virginia Tech, VA, EUA (2002). Atualmente é Professor Voluntário (20h) junto ao Departamento de Processamento de Energia Elétrica e Professor Permanente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria. Bem como, Professor Visitante (Titular 40h/DE) do PPGEE da Universidade Federal da Bahia. Fundador e Líder do Grupo de pesquisa em Eletrônica de Potência e Controle/GEPOC, Vice-Coordenador do Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia para Geração Distribuída de Energia Elétrica (INCT-GD).

Marcello Mezaroba, recebeu os graus de Engenheiro Eletricista, Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica em 1996, 1998 e 2001 respectivamente, pela Universidade Federal de Santa Catarina. Desde 2002 é Professor Associado no Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Estadual de Santa Catarina (DEE/UDESC) onde atua na