

ESTRATÉGIA DE CONTROLE MULTIFUNCIONAL PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

D. I. Brandão² F. P. Marafão¹ F. A. S. Gonçalves¹ M. G. Villalva¹ J. R. Gazoli²

¹UNESP – Univ. Estadual Paulista, Campus de Sorocaba, Grupo de Automação e Sistemas Integráveis – GASI

²UNICAMP – Univ. Estadual de Campinas, Departamento de Sistemas e Controle de Energia – DSCE
daniolglesiasb@yahoo.com.br; fmarafao@sorocaba.unesp.br; flavioasg@sorocaba.unesp.br; mvillalva@sorocaba.unesp.br; gazoli@ieee.org

Resumo – Este artigo propõe uma estratégia multifuncional para o controle dos inversores nos sistemas fotovoltaicos de geração distribuída. Tal estratégia permite que o sistema injete na rede a energia disponível do lado primário, e funcione simultaneamente como regulador de tensão no ponto de acoplamento comum ou filtro ativo de potência, reduzindo os distúrbios da corrente e melhorando a qualidade da energia no ponto de conexão. A principal diferença entre a estratégia proposta e outras encontradas na literatura é que neste trabalho, as referências de controle são geradas por meio da Teoria de Potência Conservativa. Isto possibilita o uso de referências desacopladas (ortogonais) de corrente e de potência para o controle do inversor, o que torna o sistema de controle bastante flexível e seletivo no que diz respeito à escolha de diferentes objetivos de operação. Além disto, o controlador multifuncional também permite a operação do sistema em modo ilhado ou conectado à rede. Resultados de simulação e experimentais são apresentados para validar a metodologia proposta.

Palavras-Chave – Compensação Seletiva, Controle Multifuncional, Filtro Ativo de Potência, Fotovoltaico, Geração Distribuída, Teoria de Potência Conservativa.

MULTIFUNCTIONAL CONTROL STRATEGY FOR PHOTOVOLTAIC DISTRIBUTED GENERATION SYSTEMS

Abstract – This paper deals with a multi task control strategy for photovoltaic distributed generation inverters. Such strategy simultaneously allows the systems to inject the available energy on the primary side (usually DC), as well as to work as a voltage drop compensator or an active power filter, mitigating load current disturbances and improving power quality at the point of common coupling. The main difference among the proposed methodology from others in literature is that most of the proposed control loops are based on the Conservative Power Theory. It provides decoupled power and current references for the inverter control, offering a very flexible, selective and powerful strategy for the control system. Moreover, the proposed multifunctional controller also allows the system's operation in island or grid-connected mode. Simulation and experimental results will be de-

icted in order to validate some of the possible functionalities of the proposed scheme control.

Keywords – Active Power Filter, Conservative Power Theory, Distributed Generation, Multifunctional Control, Photovoltaic, Selective Compensation.

I. INTRODUÇÃO

O papel das fontes renováveis de energia no cenário internacional vem sendo reforçado a cada ano, principalmente em função das preocupações com o meio ambiente, da escassez de fontes não renováveis de energia e do aumento da demanda energética mundial. Neste contexto, os sistemas de geração distribuída (GD) também tem despertado grande interesse, pois permitem o condicionamento de diversos tipos de fontes primárias de energia para conexão com a rede, além de poderem ser instalados próximos das cargas. Tais características atenuam as necessidades imediatas dos governos em realizar investimentos onerosos na matriz energética [1].

Em abril de 2012 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou a resolução que estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica [2]. A resolução cria no país um sistema de compensação de créditos que deverá impulsionar a instalação e a disseminação de pequenos sistemas fotovoltaicos residenciais e comerciais conectados à rede elétrica em todo o país.

Neste contexto, a energia fotovoltaica se destaca das outras fontes renováveis pelo fato de poder ser instalada rapidamente em comércios e residências, além de ser silenciosa, limpa, praticamente inesgotável e, ocupar um espaço físico normalmente ocioso [3].

Assim, este artigo concentra-se sobre um sistema fotovoltaico monofásico de geração distribuída, capaz de funcionar em dois modos de operação, ilhado e conectado à rede. A operação de conexão à rede é baseada nas recomendações de [4] e em determinadas premissas de operação da rede e do sistema de GD [5]. A Figura 1 apresenta o diagrama de blocos do sistema de geração distribuída proposto.

Destaca-se, que os conversores CC-CA convencionais, responsáveis por realizar a interface eletrônica dos geradores fotovoltaicos, têm sido limitados apenas à função de injetar potência ativa gerada localmente na rede elétrica de distribuição. No entanto, dentro de sua capacidade de corrente, um sistema multifuncional pode assumir outras importantes funções concomitantes [6-8].

Neste sentido, o objetivo principal deste trabalho é apresentar algumas das muitas multifuncionalidades que podem ser agregadas ao sistema de geração fotovoltaico, especificamente, capacidade de operação nos modos ilhado e conec-

Artigo submetido em 08/03/2013. Revisado em 16/07/2013. Aceito para publicação em 16/07/2013, por recomendação do Editor Henrique A. C. Braga.

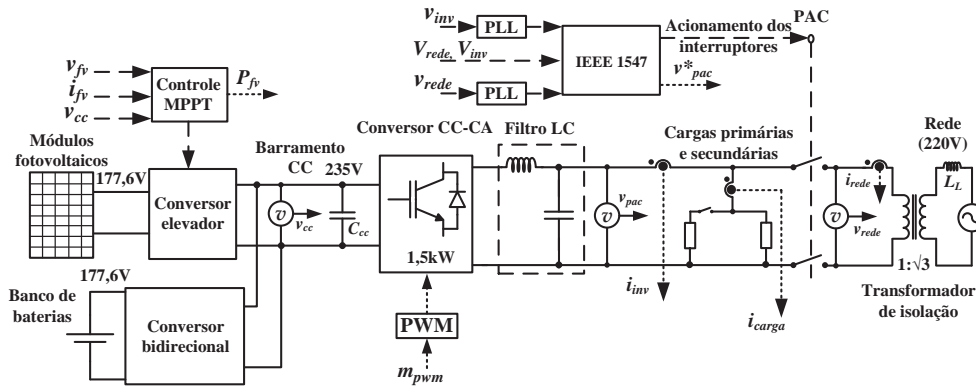


Fig. 1. Diagrama de blocos do sistema de geração distribuída desenvolvido.

tado; priorização de cargas; exercer suporte de tensão no ponto de acoplamento comum (PAC) e atuar como filtro ativo de potência, compensando os distúrbios presentes na corrente da carga [8].

No caso da compensação de distúrbios, este artigo propõe a utilização das parcelas de corrente e de potência calculadas por meio da Teoria de Potência Conservativa (CPT) [9], a qual possibilita a minimização dos distúrbios de forma seletiva, tornando o gerador distribuído bastante flexível.

II. DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICO PROPOSTO

Antes de avançar para a análise das multifuncionalidades propostas para o sistema de geração distribuída fotovoltaico, faz-se necessária apresentar os principais subsistemas que compõem o sistema estudado neste trabalho. Como pode ser observado na Figura 1, o sistema possui três pontos de fornecimento de energia, módulos fotovoltaicos, banco de baterias e rede elétrica. Para gerenciar o fluxo energético, o sistema dispõe de três conversores eletrônicos, conversor CC-CC elevador, conversor CC-CC bidirecional e conversor CC-CA com filtro LC de saída, vide Figura 2. Além disso, as cargas locais são divididas em cargas primárias e secundárias, sendo que as cargas primárias são cargas locais consideradas essenciais pelo usuário. No ponto de acoplamento comum existe um transformador de isolamento do sistema. Para finalizar, existe uma função de conexão e ilhamento responsável por conectar ou ilhar o sistema da rede elétrica de distribuição.

Neste artigo, utilizaram-se seis módulos fotovoltaicos [10] em série, fornecendo 180V em circuito aberto na saída, e para sua modelagem usou-se o modelo proposto em [11] que apresenta um bom compromisso entre simplicidade e precisão. A técnica de MPPT escolhida foi o método Beta [12]. Neste sistema, o banco de baterias atua somente quando o sistema estiver no modo de operação ilhado. Entretanto, dependendo das premissas de operação pré-definidas para o sistema conectado [5], o sistema poderia optar por vender energia armazenada no banco de baterias ou comprar para armazenamento, em função de tarifas horossazonais previamente conhecidas. O modelo matemático usado para modelar o banco de bateria é apresentado em [13].

O diagrama de blocos da Figura 2 apresenta os três conversores eletrônicos utilizados. Destaca-se que a potência nominal do sistema é de 1,5kVA, a tensão CA é de 127V

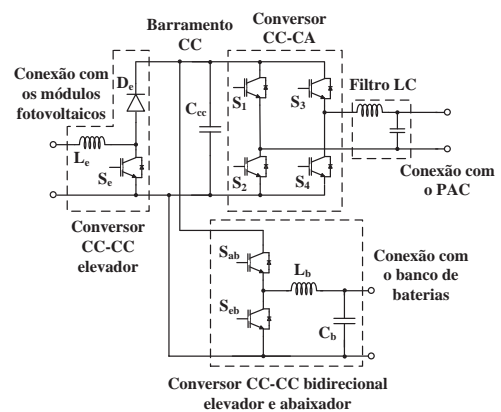


Fig. 2. Diagrama de blocos dos conversores eletrônicos.

(60Hz), a tensão de saída dos módulos fotovoltaicos e banco de baterias é de aproximadamente 180V e a tensão no barramento CC é de 235V. Os conversores CC-CC e CC-CA são controlados por modulação por largura de pulso, com frequência de 48kHz e 12kHz, respectivamente.

Dependendo do modo de operação do sistema de geração fotovoltaico, o inversor modifica completamente suas características e, conseqüentemente, seu sistema de controle [14]. No modo de operação conectado à rede elétrica, o inversor trabalha como uma fonte de corrente, podendo injetar potência na rede elétrica ou consumir energia da rede para carregar o banco de baterias. Neste modo de operação o próprio inversor consegue regular o nível de tensão no barramento CC. No modo de operação ilhado, o inversor funciona como uma fonte de tensão, não podendo controlar o fluxo de corrente. Neste modo, torna-se impossível para o inversor realizar a regulação da tensão no barramento CC, ficando tal função a cargo dos conversores CC-CC.

III. MULTIFUNCIONALIDADES PROPOSTAS PARA O SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Um dos principais problemas nos sistemas de distribuição é a circulação de correntes reativas, harmônicas e/ou de desbalanço. Estes distúrbios aumentam as perdas técnicas e, conseqüentemente, as quedas de tensão. Além disso, a propagação de harmônicos poder causar interferências em instrumentos mais sensíveis e eventuais ressonâncias entre equipamentos e sistemas distintos. Neste contexto, propõe-se utilizar os próprios geradores distribuídos como condicionadores de energia elétrica, tal como proposto em [15-17].

O termo multifuncionalidade é utilizado neste trabalho para indicar que o conversor CC-CA do gerador fotovoltaico pode operar em pelo menos quatro modos de operação distintos, a saber: como fonte de tensão controlada, como fonte de corrente controlada, como regulador de tensão ou como compensador ativo de distúrbios de corrente. O diagrama de blocos do controle do sistema é mostrado na Figura 3.

A. Teoria de Potência Conservativa

O principal diferencial deste trabalho é o fato de utilizar a Teoria de Potência Conservativa (CPT – *Conservative Power Theory*) [9] nas malhas de controle do sistema.

Basicamente, a CPT propõe uma decomposição da corrente total em parcelas de corrente relacionadas às características elétricas específicas (transferência de trabalho, reatividade, não linearidade e desbalanço) do circuito analisado [9,18]. Para um sistema monofásico, como o sistema GD estudado, a corrente total pode ser decomposta, ortogonalmente, como mostrado em (1):

$$\|i\|^2 = \|i_a\|^2 + \|i_{na}\|^2 = \|i_a\|^2 + \|i_r\|^2 + \|i_v\|^2, \quad (1)$$

tal que:

- i_a é a corrente ativa encontrada por meio da condutância equivalente (G), a qual representa a transferência de trabalho útil no circuito;
- i_{na} é a corrente não ativa definida como a diferença entre a corrente total e a corrente ativa, a qual representa todos os possíveis distúrbios elétricos relacionados a corrente do circuito;
- i_r é a corrente reativa encontrada por meio da reatividade equivalente (B), a qual representa a circulação de reativos no circuito, seja ela proveniente de elementos lineares ou não lineares e;
- i_v é a corrente de distorção calculada pela diferença entre a corrente não ativa e a reativa, a qual representa as não linearidades entre a tensão e a corrente do circuito.

Multiplicando o valor eficaz de cada componente de corrente, pelo valor eficaz da tensão, pode-se definir:

$$A^2 = P^2 + Q^2 + D^2, \quad (2)$$

tal que A é a potência aparente; P é a potência ativa relacionada à transferência de trabalho; Q é a potência reativa relacionada à circulação de reativos e D é a potência de distorção relacionada a não linearidade das cargas.

A CPT também define o fator de potência como a razão:

$$\lambda = \frac{P}{A}, \quad (3)$$

a qual indica que a eficiência do sistema pode ser reduzida não apenas em função da circulação de reativos, mas também das não linearidades dos circuitos (e desbalanço no caso de circuitos trifásicos).

Tais parcelas de potência permitem uma caracterização interessante do comportamento das cargas ou de uma dada instalação elétrica [18] e, serão utilizadas na seção VI para demonstrar a seletividade e a ortogonalidade entre possíveis estratégias de controle do sistema de GD.

Em [19], as parcelas de corrente decompostas foram aplicadas para compensação seletiva de distúrbios de corrente por meio de filtros ativos paralelos. Conforme demonstrado, uma vez que as parcelas de corrente são ortogonais entre si (desacopladas), a escolha de uma ou outra parcela como referência de compensação não afeta as demais parcelas, permitindo a compensação seletiva em função da escolha do usuário ou legislação específica.

Neste trabalho, as parcelas de corrente decompostas pela CPT serão utilizadas para definir, seletivamente, as referências do controlador multifuncional indicado na Figura 3.

B. Função de conexão e ilhamento

Neste trabalho, que tem o foco apenas sobre os conversores e seus sistemas de controle, optou-se pela detecção de ilhamento passiva, que realiza um monitoramento nas quantidades da rede e do inversor, comparando-as com os limites estabelecidos pela norma IEEE 1547 [4,20].

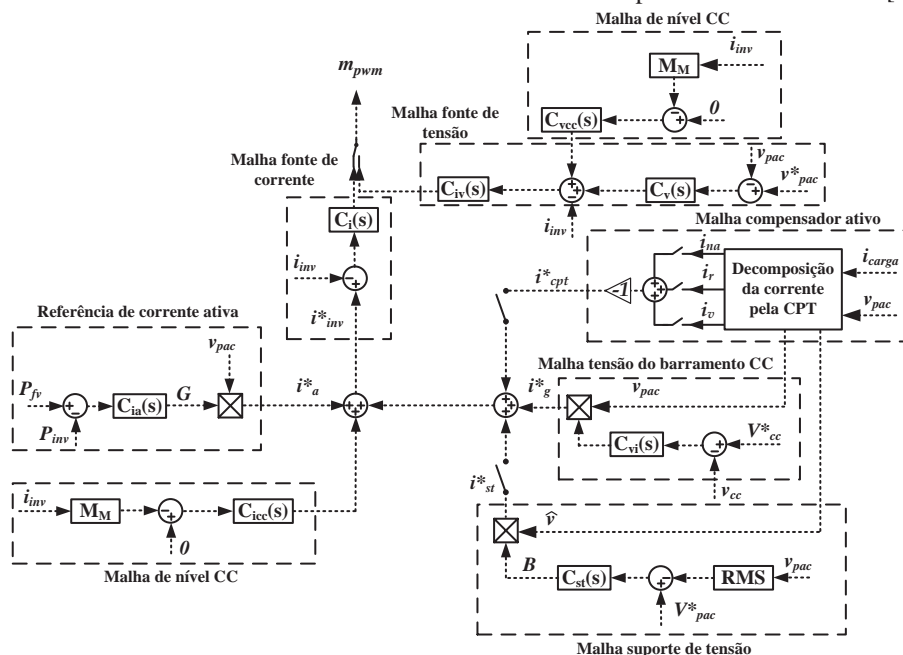


Fig. 3. Diagrama de blocos do sistema multifuncional de controle proposto para o gerador distribuído.

Esta função é definida como um subsistema que recebe informações de magnitude, frequência e fase da tensão da rede e do inversor por meio, por exemplo, de algoritmos de PLL [21] e compara estes com os valores limites estabelecidos em [4]. Neste trabalho, utilizou-se a norma IEEE 1547 como padrão, no entanto, destaca-se que o sistema poderia ser reformulado em função de outras recomendações mais recentes como as referenciadas em [22] e [23].

É importante destacar que a reconexão ocorre somente quando a tensão da rede cruza o valor zero para evitar transitórios elevados de tensão e de corrente.

C. Função de regulação (suporte) de tensão

Na função de suporte de tensão, o gerador fotovoltaico trabalha como um STATCOM injetando reativos na rede elétrica com o propósito de auxiliar na regulação de tensão. Para isto, utiliza-se a *malha suporte de tensão*, vide Figura 3, que é composta por um controlador $C_{st}(s)$ que fornece em sua saída a reatidade equivalente (B) necessária para elevar a tensão no PAC até o valor desejado (V^*_{PAC}). A reatidade equivalente é multiplicada pela integral da tensão sem valor médio (\hat{v}) resultando na corrente reativa que deve ser injetada para executar o suporte de tensão (i^*_{st}).

A integral da tensão sem valor médio é um sinal defasado de 90°, contudo, é a reatidade equivalente que define se é 90° atrasado ou adiantado. Quando $B > 0$ o sistema injeta reativos capacitivos e quando $B < 0$ injeta reativos indutivos.

Importante ressaltar que a aplicação prática desta funcionalidade ainda não é permitida em território nacional, uma vez que a estabilidade do sistema é muito influenciada pela impedância de linha, assim como pela presença de outros geradores distribuídos atuando do mesmo modo. Discussões adicionais sobre este tema podem ser encontradas em [24].

D. Função de compensador ativo seletivo

Na função de compensador ativo, o gerador fotovoltaico atua como um filtro ativo paralelo, compensando parte dos distúrbios da corrente da carga. A referência de corrente do inversor (i^*_{inv}) é formada pela *referência de corrente ativa*, responsável por transferir a energia fotovoltaica para a carga e/ou rede, e pela referência de corrente da CPT (i^*_{cpt}). Dependendo de qual distúrbio elétrico deseja-se atenuar, escolhe-se a parcela de corrente da CPT correspondente, por exemplo: atenuar a distorção harmônica, escolhe-se i_v [19].

Para garantir tensão constante no barramento CC, especialmente em situações de transitório, a *malha tensão do barramento CC* foi inserida baseada na estratégia de síntese de carga resistiva [25,26].

Estas funcionalidades, suporte de tensão e compensador ativo, não necessitam de mudanças no projeto do inversor, apenas modificações na estratégia de controle, contudo, as funcionalidades ficarão restritas a capacidade instantânea de corrente disponível do inversor.

IV. ESQUEMA DE CONTROLE

Os conversores elevadores (unidirecional e bidirecional) são idênticos e possuem duas malhas de controle, uma de tensão e outra de corrente. Os controladores utilizados nestas malhas possuem um zero e dois pólos, sendo um dos pólos na origem. Este controlador é denominado controlador tipo 2.

O conversor abaixador do bidirecional possui apenas uma malha de corrente e o controlador utilizado é baseado no regulador proporcional-integral (PI).

O conversor CC-CA tem duas estratégias de controle, uma para cada modo de operação. Quando ilhado (fonte de tensão) apresenta apenas uma malha de tensão, com um controlador proporcional ressonante (P+RES) sintonizado até a décima primeira ordem [27,28]. Quando conectado (fonte de corrente) têm duas malhas de controle, uma de tensão e outra de corrente. O controlador de tensão é um PI, enquanto que o de corrente é um proporcional ressonante sintonizado até a décima primeira ordem [29], em função do espectro harmônico de uma carga típica, conforme indica a Tabela I. Todos os conversores eletrônicos são controlados por modulação por largura de pulso (PWM – *pulse-width modulation*).

Os valores dos elementos passivos, ganhos dos sensores e ganhos dos controladores usados nos conversores são apresentados na Tabela II. Detalhes sobre a metodologia de projeto dos elementos passivos e dos controladores podem ser encontrados em [8].

TABELA I
Espectro harmônico da corrente da carga.

Fund.	3°H	5°H	7°H	9°H	11°H	13°H
12,2A	35,2%	28,7%	20,5%	11,5%	4,9%	2,4%

TABELA II
Valores dos elementos passivos e dos ganhos dos controladores do sistema implementado.

Elevador		Abaixador		Inversor	
$L_e=1\text{mH}$		$L_b=1\text{mH}$		$L=1,5\text{mH}$	
$C_{cc}=2,35\text{mF}$		$C_b=4,7\mu\text{F}$		$C=3\mu\text{F}$	
Controladores					
Tipo2v	PI _i	Ilhado		Conectado	
		PI _{IV}	PI _{VI}	PI _{VI}	PI _{VI}
$K_2=62$		$K_p=1,5$		$K_p=1$	
$\omega_z=5$		$K_i=200$		$K_i=5,5$	
$\omega_p=35$					
Tipo2i	PI _i	P+RES _v		P+RES _i	
$K_2=34600$	$K_p=1,21$	$K_p=0,42$		$K_p=2,8$	
$\omega_z=2300$	$K_i=6050$	$K_i \approx 16000$		$K_i \approx 10000$	
$\omega_p=29000$		$h=1^\circ \dots 11^\circ$		$h=1^\circ \dots 11^\circ$	
		$K_{vca}=1/350$	$K_{vcc}=1/500$	$K_i=1/35$	

V. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Para analisar as características de operação do sistema proposto e discutir algumas de suas multifuncionalidades, implementou-se na plataforma de simulação PSIM o sistema demonstrado na Figura 1. A seguir, será analisado o funcionamento do conversor CC-CA em ponte completa bidirecional e as suas multifuncionalidades de operar ilhado e conectado; executar a priorização de cargas e exercer suporte de tensão no ponto de acoplamento comum. As cargas primária e secundária são mostradas na Figura 4.

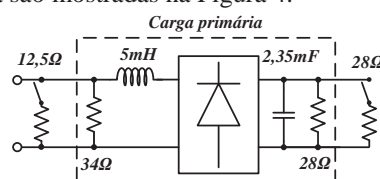


Fig. 4. Cargas primária e secundária.

A. Carga crítica das baterias

O primeiro caso simulado representa um sistema de geração fotovoltaico com as seguintes condições: conectado à rede elétrica e ocorrência de carga crítica no banco de baterias, ou seja, o nível do SOC do banco de baterias chegou ao valor mínimo limite e o carregamento deve ser realizado. O resultado é mostrado na Figura 5.

A condição para iniciar o processo de carga do banco de baterias é o SOC atingir o valor mínimo de 50% e a tensão no PAC cruzar o valor zero. Esta última condição é necessária para evitar transitório crítico de tensão e de corrente.

Observe que antes de iniciar o processo de carga, o conversor CC-CC bidirecional estava funcionando como elevador (corrente positiva). Ao iniciar o processo de carga, o sistema direciona toda a energia disponível nos módulos fotovoltaicos e, caso necessário, a energia da rede para o banco de baterias, então, o conversor CC-CC bidirecional passa a atuar como abaixador (corrente negativa).

A corrente da bateria ao cruzar o valor zero permanece constante por um período de tempo, isto acontece porque os controladores do elevador e do abaixador estão inativos, para evitar que eles fiquem permutando devido à ondulação (*ripple*) presente na forma de onda da corrente. Os controladores do conversor bidirecional, apenas são ativados quando a potência processada pela bateria for maior do que 3,5W.

Antes do processo de carga, o gerador fotovoltaico injeta potência ativa na rede. Consequentemente, a corrente i_{inv} está em fase com a tensão. Quando o processo de armazenamento é iniciado, a corrente i_{inv} aparece em oposição de fase com a tensão, indicando a troca do sentido do fluxo de potência. Nesta condição, a rede passa a alimentar a carga, em sua totalidade e, a fornecer potência ativa para o inversor.

B. Sistema conectado à rede durante uma elevação de tensão: ilhamento e priorização de cargas

Neste caso foi imposta à rede elétrica de distribuição uma sobre tensão maior que 20% do seu valor nominal, entre os instantes 0,69s e 0,76s. De acordo com a norma IEEE 1547, se este cenário permanecer por um período maior do que dez ciclos da tensão fundamental, o sistema de geração fotovoltaico deve ser desconectado da rede. Para melhor visualização do resultado, considerou como período limite, para ilhar o sistema, não dez ciclos, mas sim um ciclo. Para reconectar o sistema foi estabelecido como condição operar dentro dos

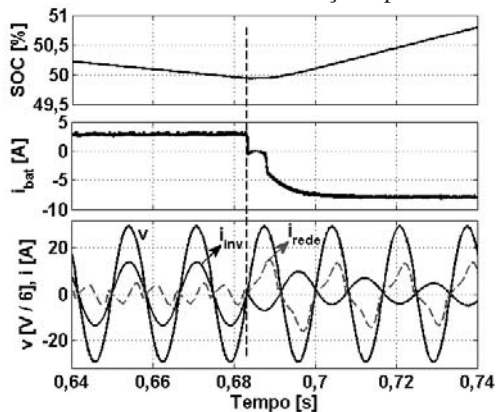


Fig. 5. Superior: SOC do banco de baterias. Intermediário: corrente do banco de baterias. Inferior: tensão no PAC e correntes da rede e do inversor.

limites estabelecidos por norma durante, no mínimo, um ciclo completo da tensão da rede. Quando satisfeita esta condição, deve-se aguardar que a tensão da rede cruze o valor zero para efetuar a reconexão. O resultado desta simulação é mostrado na Figura 6, na qual é possível analisar a resposta dinâmica do sistema.

Na Figura 6, no instante aproximado de 0,715s ocorre o ilhamento e em 0,783s acontece a reconexão, assim que a tensão cruza o valor zero. Os transitórios, não críticos, que aparecem nestes momentos são causados pela resposta dinâmica da permutação das malhas de controle do sistema. Para atenuar os transitórios, tanto do conversor CC-CC bidirecional como do conversor CC-CA, utilizou-se a estratégia de forçar o erro da malha de controle inativa a ser nulo, por meio de uma variável. Deste modo, quando a malha for necessária novamente e entrar em operação, a ação do controlador reiniciará suavemente.

Na Figura 6, antes de 0,715s e depois de 0,783s o sistema está interligado à rede elétrica e o conversor CC-CA funciona como fonte de corrente controlada, injetando corrente ativa senoidal (i_{inv}). Nestes períodos o sistema atua com carga plena, ou seja, cargas primária e secundária energizadas, uma vez que a rede pode realizar o complemento energético, impondo a tensão no PAC.

Entre o intervalo de 0,715s e 0,783s o sistema de geração fotovoltaico está ilhado e a energia disponível nos módulos fotovoltaicos é inferior à demanda total das cargas do inversor. Desta maneira é necessário executar a priorização das cargas, deixando para o sistema alimentar apenas as cargas primárias (cargas sem chave). Na Figura 6 pode-se observar que a corrente da carga (i_{carga}) é reduzida no estado ilhado. Neste modo de operação o inversor funciona como fonte de tensão, impondo a tensão para as cargas.

A energização das cargas primárias apenas foi possível porque o SOC do banco de baterias é superior a 50%. Caso contrário, ambas as cargas, primária e secundária, ficariam desenergizadas.

Note que i_{inv} após a reconexão apresenta um transitório lento (2-3 ciclos). Isto é devido ao transitório de potência dos módulos fotovoltaicos, a qual é utilizada para gerar a referência de corrente para o conversor bidirecional.

A Figura 7 representa o mesmo caso anterior, mas com os transitórios espaçados para melhor análise das quantidades

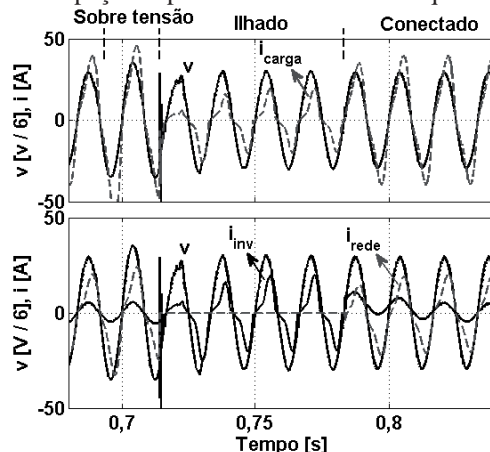


Fig. 6. Superior: tensão no PAC e corrente da carga. Inferior: tensão no PAC e correntes da rede e do inversor.

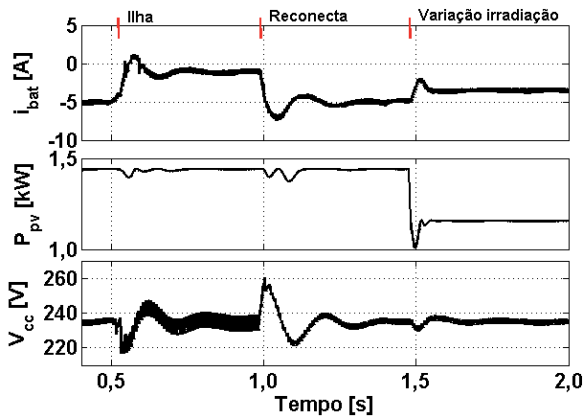


Fig. 7. Superior: corrente do conversor bidirecional. Intermediário: potência extraída dos módulos fotovoltaicos. Inferior: tensão no barramento CC.

com dinâmica lenta, tais como a tensão no barramento CC. Observe que quando o sistema está conectado à rede, a tensão do barramento CC é regulada pelo conversor CC-CA. Entretanto, no modo de operação ilhado, a regulação deve ser realizada pelos conversores CC-CC. Neste caso, o conversor bidirecional atua como elevador apenas em um curto período de tempo. Em seguida, a corrente da bateria tem valor negativo indicando que a bateria está sendo carregada, portanto, o bidirecional trabalha como abaixador. Ainda na Figura 7 é possível analisar a dinâmica causada pela variação da irradiação solar nos módulos fotovoltaicos (1,5s).

C. Suporte de tensão no PAC

Para este caso, o sistema possui um valor não desprezível de impedância de linha, de forma a obter uma queda de tensão de aproximadamente 6% do valor nominal. A potência do inversor é configurada para ser toda a potência disponível nos módulos fotovoltaicos, uma vez que o banco de baterias é utilizado apenas em caso de ilhamento. O complemento energético é feito pela rede elétrica.

A função de suporte de tensão é ativada em 0,55s e o resultado da compensação é mostrado na Figura 8. Antes de 0,55s o valor eficaz da tensão é de 119V e após a compensação atinge o valor de referência, que foi definido como sendo de 125V.

Na Figura 8 ainda é possível observar que no instante 0,96s ocorre uma variação de irradiação solar, e isto aumenta o nível de potência ativa que deve ser entregue à rede, chegando próximo ao valor nominal. Para evitar danos ao inversor, o suporte de tensão deve ser limitado por uma malha de potência que pode ser simplesmente uma multiplicação correspondente à porcentagem restante para se atingir a capacidade nominal do inversor. Antes da variação de irradiação, havia disponível, aproximadamente, 60% da capacidade do inversor para suporte de tensão. Com a variação da irradiação a capacidade caiu para 0%, obrigando o sistema a suspender completamente tal funcionalidade.

Interessante observar que após a suspensão do suporte de tensão, o valor eficaz da tensão não retorna aos 119V, como no início. Isto acontece porque uma potência maior está sendo fornecida pelo gerador fotovoltaico às cargas locais e, a magnitude da corrente que flui através da impedância de linha é menor, atenuando a queda de tensão na mesma. Este é um exemplo clássico das vantagens apresentadas pela gera-

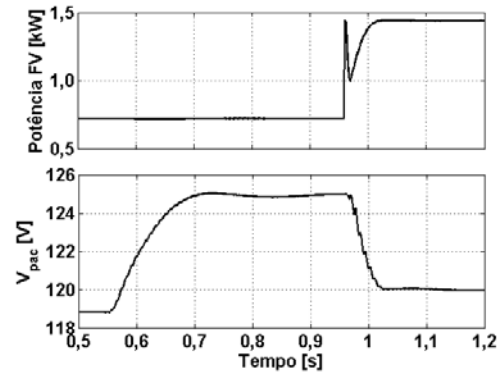


Fig. 8. Superior: potência fotovoltaica disponível. Inferior: valor eficaz da tensão no PAC.

ção distribuída, em que o fornecimento de energia elétrica fica próximo das cargas consumidoras, diminuindo as perdas nas linhas de transmissão e distribuição.

Notar que o transitório na potência FV é causado pela resposta da técnica de MPPT empregada frente à variação em degrau da irradiação.

VI. RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Como o foco é o controle do conversor CC-CA, o protótipo desenvolvido é composto por um inversor monofásico em ponte completa, da Semikron empregando módulos IGBT SKM 75GB128D e circuitos de disparo SKHI 23/12. O protótipo ainda possui sensores de tensão e de corrente, ambos da LEM e, o DSP utilizado no processamento e controle foi o F2812 da *Texas Instruments*, com processador de 32 bits e aritmética de ponto fixo. As frequências de amostragem e de comutação foram configuradas como sendo 12kHz. Os resultados experimentais foram capturados por meio do osciloscópio DPO 3014 da *Tektronix*, com modo de aquisição *Hi Resolution*. Por simplicidade, a tensão CC é fornecida por meio de uma fonte CA adicional e um circuito retificador. A Figura 9 mostra o circuito experimental desenvolvido.

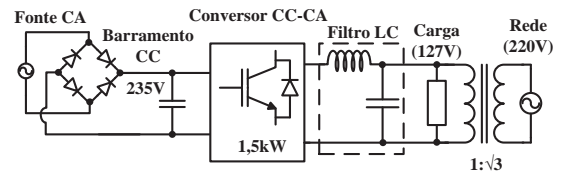


Fig. 9. Circuito implementado para validação experimental.

A. Compensação seletiva dos distúrbios da carga por meio do sistema fotovoltaico

Para validar a funcionalidade de filtro ativo de potência no sistema de geração distribuída, a seguir são apresentados alguns resultados, considerando que o conversor CC-CA possa operar como filtro seletivo dos distúrbios da carga. Tal funcionalidade é possível em função da utilização das correntes decompostas em (1).

O sistema fotovoltaico foi configurado para fornecer 6,85A de corrente ativa e, simultaneamente, funcionar como filtro ativo de potência, compensando seletivamente os distúrbios elétricos causados pela carga (circulação de reativos e distorção harmônica). A carga local é não linear tipo tensão harmônica com potência nominal de 1,68kVA (120V). Os resultados são mostrados na Figura 10 e na Tabela III.

Na Figura 10(a) é possível observar que o sistema fornece apenas potência ativa para a carga local e para a rede elétrica, o que pode ser verificado pela forma de onda senoidal e em fase da corrente do inversor com a tensão.

Na Figura 10(b), injeta-se potência ativa e compensam-se todos os distúrbios elétricos, somando i_{na} à referência de corrente do inversor (i_{inv}^*). Assim, a rede passa a fornecer apenas o complemento de potência ativa, com forma de onda senoidal e em oposição de fase, configurando fator de potência unitário com sentido de fluxo de potência da rede para a carga.

Na Figura 10(c), injeta-se potência ativa e corrente reativa i_r , compensando a circulação de reativos. Nota-se que a corrente do inversor é praticamente senoidal.

Na Figura 10(d) ocorre o contrário, a corrente do inversor não é senoidal, contudo, sua componente fundamental encontra-se em fase com a tensão, enquanto que a corrente da rede é praticamente senoidal, mas não defasada de 180° da tensão no PAC. Isto porque neste caso foi compensada apenas a corrente de distorção i_v .

A Tabela III mostra as parcelas de potência decompostas de acordo com a CPT, sendo possível visualizar quantitativamente o efeito de cada estratégia de compensação. Também mostra o valor eficaz e a distorção harmônica total (DHT) da tensão e das correntes para cada estratégia.

Notar que devido à ortogonalidade (desacoplamento) entre as parcelas de corrente (1), cada parcela de potência foi compensada individualmente e, conseqüentemente, seus respectivos distúrbios elétricos.

A coluna GD indica os valores das potências, tensão e correntes quando o sistema funciona apenas injetando corrente (potência) ativa. Neste caso, pode-se observar que a injeção

de corrente ativa próxima às cargas já produz um efeito de compensação da queda de tensão da linha, sendo a tensão do PAC ligeiramente aumentada. Ao compensar os distúrbios o nível de tensão aumenta ainda mais.

Observe que cada estratégia de controle apresenta um valor diferente de corrente que flui através do indutor do inversor (i_{inv}). Isto torna o sistema mais flexível, especialmente em condições em que não é possível compensar totalmente os distúrbios, possivelmente, devido à restrição de capacidade de potência disponível.

TABELA III

Parcelas de potência, tensão e correntes da carga e do sistema, variando-se a estratégia de controle do sistema de geração fotovoltaico.

	Carga	GD	i_{na}	i_r	i_v
A[kVA]	1,68	1,06	0,70	0,88	0,92
P[kW]	1,49	0,69	0,70	0,69	0,69
Q[kVar]	0,55	0,59	0,02	0,02	0,61
D[kVA]	0,55	0,55	0,07	0,55	0,06
λ	0,887	0,645	0,992	0,779	0,741
V_{pac} [V]	120,05	121,88	122,47	121,82	121,74
DHT[%]	2,95	2,88	2,26	2,80	2,20
I_{rede} [A]	13,96	8,69	5,73	7,23	7,56
DHT[%]	33,08	58,86	6,00	77,76	5,84
I_{inv} [A]	---	6,85	9,56	8,21	8,19
DHT[%]	---	1,99	54,51	1,23	65,38

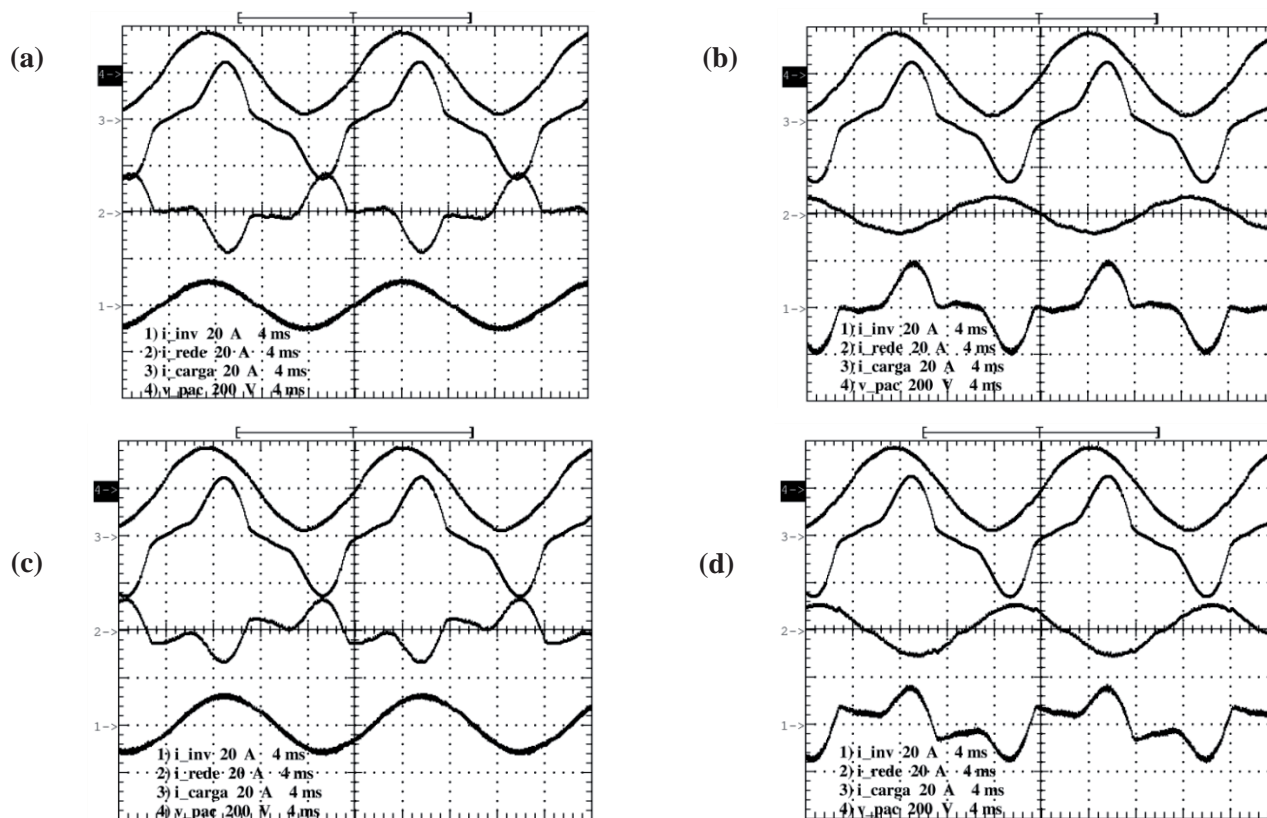


Fig. 10. Compensação seletiva por meio do gerador fotovoltaico multifuncional: (a) i_a , (b) i_{na} , (c) i_r , (d) i_v .

VII. CONCLUSÕES

O sistema de geração fotovoltaico proposto e avaliado neste artigo é constituído por módulos fotovoltaicos, banco de baterias, conversores eletrônicos (unidirecional e bidirecional) e rede elétrica. Este sistema tem a capacidade de operar conectado à rede elétrica ou ilhado. No modo conectado existe a opção de atuar como regulador de tensão, dando suporte de tensão ao PAC, ou de atuar como filtro ativo de potência compensando parte dos distúrbios elétricos causados pela carga.

Por meio dos resultados de simulação, observou-se que o conversor CC-CA deve atuar de forma bidirecional, ora fornecendo corrente, ora consumindo corrente da rede para carregar o banco de baterias. Além disso, as funções de conexão e ilhamento e priorização de cargas também puderam ser avaliadas. Observou-se que tanto o ilhamento como a reconexão não apresentam transitórios críticos, desde que controlados de forma adequada.

Conforme proposto, a funcionalidade de suporte de tensão pode auxiliar as concessionárias de energia elétrica na regulação da tensão em uma determinada rede de distribuição. Os resultados indicaram que desde que o conversor tenha capacidade de corrente (ou potência) ociosa, este pode ser utilizado para injetar corrente reativa na rede e controlar o nível de tensão em um valor pré-definido, simultaneamente a injeção de potência ativa na rede.

Explorou-se também a função de filtro ativo de potência seletivo, o que pode auxiliar na redução de reativos e harmônicos na rede, elevando o fator de potência no ponto de acoplamento comum e consequentemente, aumentando a eficiência do sistema. A seletividade no controle dos distúrbios é possível em função do uso da Teoria de Potência Conservativa, a qual fornece referências de corrente e/ou potência, associadas às características da rede em análise, sendo estas ortogonais entre si. Tal seletividade agrega maior flexibilidade ao sistema, tornando possível compensar apenas os distúrbios mais relevantes, ou apenas um determinado percentual (definido individualmente) de cada distúrbio.

É importante destacar que as funcionalidades referentes à operação do sistema em modo de suporte de reativos ou filtro ativo não requerem um aumento da capacidade de potência do inversor. Entretanto, tais funcionalidades ficarão restritas a potência disponível (ociosa) no inversor durante uma data condição de operação (cargas, insolação, rede, etc.), a não ser que por motivos técnicos ou financeiros, seja mais interessante ao sistema de GD operar em tal modo.

Vale também ressaltar que a operação como filtro ativo de potência ou regulador de tensão são possíveis mesmo na ausência de irradiação solar, elevando o fator de utilização do sistema de GD e, consequentemente, sua relação de custo-benefício.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao CNPq (Proc. 554960/2006-0), e à FAPESP (Proc. 2011/05488-6, 2011/01006-7 e 2012/14014-0) pelo apoio financeiro.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. A. Pomilio, C. A. Canesin, F. L. M. Antunes, F. S. dos Reis, L. P. Sampaio, "Power electronics courses for the new paradigms of the electrical system", in *Proc. of COBEP*, pp. 1-6, 2011.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Resolução Normativa No. 482 - Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências*, 2012.
- [3] P. P. Barker, J. M. Bing, "Advances in solar photovoltaic technology: an applications perspective", *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol. 2, pp. 1955-1960, 2005.
- [4] IEEE Standard 1547-2003, *IEEE standard for interconnection distributed resource with electric power systems*, 2003.
- [5] R. Carnieletto, D. I. Brandão, S. Suryanarayanan, M. G. Simões, F. A. Farret, "Smart grid initiative: a multi-functional single-phase voltage source inverter", *IEEE Transaction on Industry Applications Magazine*, vol. 17, no. 5, pp. 27-35, 2011.
- [6] German Commission for Electrical, Electronic & Information Technologies. VDE-AR-N 4105: *Generators connected to the low-voltage distribution network - Technical requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks*, 2011.
- [7] Comitato Elettrotecnico Italiano. CEI 0-21: *Reference technical rules for the connection of active and passive users to the LV electrical Utilities*, 2012. (in Italian).
- [8] D. I. Brandão, "Sistema de geração fotovoltaico Multi-funcional", *Dissertação de Mestrado*, Universidade Estadual Paulista, Bauru, 2013.
- [9] P. Tenti, P. Mattavelli, H. K. M. Paredes, "Conservative Power Theory, sequence components and accountability in smart grids", *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 6, pp. 30-37, 2010.
- [10] Suntech, HiPerforma module PLUTO 240-Wde Polycrystalline solar module datasheet.
- [11] M. Villalva, J. Gazoli, E. Ruppert, "Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays", *Eletrônica de Potência*, vol. 14, pp. 35-45, 2009.
- [12] M. A. G. Brito, L. P. Sampaio, G. A. Melo, C. A. Canesin, "Contribuição ao estudo dos principais algoritmos de extração da máxima potência dos painéis fotovoltaicos", *Eletrônica de Potência*, vol. 17, no. 3, pp. 592-600, 2012.
- [13] O. Tremblay, L. Dessaint, A. Dekkiche, "A generic battery model for the dynamic simulation of hybrid electric vehicles", *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, pp. 284-289, 2007.
- [14] Sung-Hun Ko, S. R. Lee, H. Dehbonei, C. Nayar, "Application of voltage- and current-controlled voltage source inverters for distributed generation systems", *IEEE Transaction on Energy Conversion*, vol. 21, no. 3, pp. 782-792, 2006.
- [15] Wenjin Dai, Yongtao Dai, Tingjian Zhong, "A new method for harmonic and reactive power compensa-

- tion”, *IEEE International Conference on Industrial Technology*, 2008, pp. 1-5.
- [16] Su-Won Lee, Jae-Hyung Kim, Seong-Ryong Lee, Byoung-Kuk Lee, Chung-Yuen Won, “A transformerless grid-connected photovoltaic system with active and reactive power control”, *IEEE International Power Electronics and Motion Control Conference*, pp. 2178-2181, 2009.
- [17] Hyo-Ryong Seo et al., “Harmonics and reactive power compensation method by grid-connected photovoltaic generation system”, *International Conference on Electrical Machines and Systems*, pp. 1-5, 2009.
- [18] H. K. M. Paredes, “Teoria de potência conservativa: uma nova abordagem para o controle cooperativo de condicionadores de energia e considerações sobre atribuição de responsabilidades”, *Tese de doutorado*, Universidade Estadual de Campinas, 2011.
- [19] H. K. M. Paredes, D. I. Brandão, E. V. Liberado, F. P. Marafão, “Compensação ativa paralela baseada na Teoria de Potência Conservativa”, *Eletrônica de Potência*, vol. 17, pp. 409-418, 2012.
- [20] IEEE application guide for IEEE Std 1547-2, *IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems*, 2008.
- [21] F. P. Marafão, S. M. Deckmann, J. A. Pomílio, R. Q. Machado, “Metodologia de projeto e análise de algoritmos de sincronismo PLL”, *Eletrônica de Potência*, vol. 10, no. 1, pp. 7-14, 2005.
- [22] ABNT, NBR 16149 - *Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição*, 2013.
- [23] ABNT, NBR 16150 - *Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição - Procedimento de ensaio de conformidade*, 2013.
- [24] D. I. Brandão, F. P. Marafão, M. G. Simões, J. A. Pomílio, “Considerations on the modeling and control scheme of grid connected inverter with voltage support capability”, in *Proc. of COBEP*, 2013.
- [25] F. P. Marafão, S. M. Deckmann, J. A. Pomílio, R. Q. Machado, “Selective disturbance compensation and comparison of active filtering strategies,” *IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power*, pp. 484-489, 2002.
- [26] T. E. Nuñez-Zuñiga, J. A. Pomílio, “Introdução às técnicas de síntese e aplicações de indutâncias negativas”, *Eletrônica de Potência*, vol. 9, no. 1, pp. 19-27, 2004.
- [27] P. Mattavelli and S. Buso, *Digital control in power electronics*, Morgan & Claypoo, 1st ed., 2006.
- [28] C. E. Soares, M. Mezaroba, L. Michels, and C. Rech, “Técnica anti-windup para controladores P+ressonantes aplicados a inversores de tensão monofásicos com filtro LC na saída”, *Congresso Brasileiro de Automática*, pp. 748-754, 2010.
- [29] A. Rodriguez, M. Moranchel, E. J. Bueno, F. J. Rodriguez, “Tuning of Resonant Controllers Applied to the Current Control of Voltage-Source Converters”, *Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, 2012.

Danilo Iglesias Brandão, nascido em São Gonçalo do Sapucaí (MG), em 1986. Graduiu-se em Engenharia de Controle e Automação pela UNESP/Sorocaba (2011) e tem mestrado em Engenharia Elétrica pela UNESP/Bauru (2013). Desde 2008 é bolsista FAPESP. Em 2009 foi pesquisador visitante na Colorado School of Mines, EUA. Atualmente é doutorando em Engenharia Elétrica pela UNICAMP e integrante dos grupos de pesquisa DSCE e GASI. Suas áreas de interesse são: filtros eletrônicos de potência, estratégias de compensação seletiva, teoria de potência, qualidade de energia elétrica, sistemas fotovoltaicos, geração distribuída, microrredes, controle distribuído e controle cooperativo.

Fernando Pinhabel Marafão, nascido em 1975 em José Bonifácio (SP) é graduado em engenharia elétrica pela UNESP/Bauru (1998), tem mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela UNICAMP (2000 e 2004). Em 2002 foi pesquisador visitante na Universidade de Padova, Itália. Desde 2005, é professor assistente doutor no Campus de Sorocaba da UNESP, onde liderou o Grupo de Automação e Sistemas Integráveis (GASI), de 2007 a 2011. Suas principais áreas de interesse são análise e controle da qualidade de energia, teorias de potência para circuitos polifásicos não lineares e, técnicas de processamento e controle digital aplicadas a sistemas de potência. Dr. Marafão é membro da Sobraep, da SBA e do IEEE.

Flávio Alessandro Serrão Gonçalves, nascido em Porto Velho (RO) em 1975, é engenheiro eletricitista (1998), mestre (2001) e doutor (2005) em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual Paulista – UNESP-FEIS, em Ilha Solteira (SP). Em 2011 foi pesquisador visitante na Universidade de Padova, Itália. Atualmente é professor assistente doutor no Campus de Sorocaba da UNESP, e líder do Grupo de Automação e Sistemas Integráveis (GASI). Suas áreas de interesse incluem qualidade da energia elétrica, correção ativa do fator de potência, técnicas de associação para conversores, conversores CC-CC e CA-CC, inversores e plataformas distribuídas para E-Learning em eletrônica de potência. Dr. Gonçalves é membro da SOBRAEP desde 1999.

Jonas Gazoli, nascido em Americana-SP em 10/10/1983. Tem Graduação (2008) e Mestrado (2011) em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Esteve com o grupo de Eletrônica de Potência da Universidade de Pádua, Itália (2008-09), trabalhando com conversores eletrônicos para módulos fotovoltaicos de geração distribuída. Atualmente realiza seu Doutorado em Engenharia Elétrica na UNICAMP, nesta mesma área. Seus interesses são eletrônica de potência aplicada em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

Marcelo Villalva, Marcelo Gradella Villalva, natural de Campinas-SP, é Doutor, Mestre e Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Possui experiência em eletrônica de potência, energia solar fotovoltaica, acionamentos elétricos, filtros ativos, sistemas de controle e processamento digital. Membro da Sociedade Brasileira de Eletrônica de Potência, SOBRAEP, desde 2003. Desde 2011 integra o quadro de docentes da UNESP, Campus de Sorocaba.