

PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA O GERENCIAMENTO AUTOMÁTICO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

D. I. Brandão¹

F. P. Marafão¹

F. A. Farret²

M. Godoy Simões³

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

²UFSM – Univ. Federal de Santa Maria, Centro de Estudos em Energia e Meio Ambiente, RS, Brasil

³CSM – Colorado School of Mines, Department of Electrical Engineering and Computer Science, CO, EUA
daniiloiglesiasb@yahoo.com.br; fmarafao@sorocaba.unesp.br; faf@ct.ufsm.br; msimoies@mines.edu

Resumo – O objetivo principal deste artigo é propor uma metodologia de gerenciamento automático para um sistema fotovoltaico de geração distribuída. A metodologia apresentada é baseada em um conjunto de premissas de operação, bem como informações relativas ao preço de comercialização da energia em uma dada rede, ou ainda, preferências definidas pelos usuários do sistema. Algumas características do sistema proposto são: (i) capacidade de fornecer energia ativa e/ou reativa para cargas locais e vizinhas; (ii) armazenar energia em um banco de baterias; (iii) priorizar cargas; (iv) atuar conectado ou isolado da rede principal e, (v) operar como filtro ativo de potência. Por fim, algumas das possibilidades de operação do sistema serão discutidas e validadas por meio de resultados de simulação e experimental.

Palavras-Chave – Filtro Ativo de Potência, Fotovoltaico, Geração Distribuída, Gerenciamento Automático de Energia, IEEE 1547, Redes Inteligentes de Energia.

AUTOMATIC MANAGEMENT METHODOLOGY FOR PHOTOVOLTAIC DISTRIBUTED GENERATION SYSTEMS

Abstract – The main goal of this paper is to propose a proper methodology for automatic management of a photovoltaic distributed generation system. Such methodology is based on a group of operational premises, as well as energy price in a particular installation and user-driven preferences. Most features of the proposed system are based on the capability of: (i) supplying active and/or reactive power to local loads, (ii) storing energy on a battery bank (iii) selecting loads to be turned on or off; (iv) operating in islanded or connected modes and, (v) acting as active power filter. Finally, some of the proposed operation conditions will be discussed and validated by means of simulation and experimental results.

Keywords – Active Power Filter, Automatic Energy Management, Distributed Generation, IEEE 1547, Photovoltaic, Smart Grids.

Artigo submetido em 25/06/2013. Revisado em 28/08/2013. Aceito para publicação em 28/08/2013, por recomendação do Editor Henrique A. C. Braga.

I. INTRODUÇÃO

Em 2007, o governo dos Estados Unidos ratificou a iniciativa das redes inteligentes (*Smart Grid Initiative*) como uma política oficial para a modernização do sistema elétrico [1]. No Brasil, em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou a resolução que estabelece os requisitos técnicos necessários para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica [2], bem como a resolução que define novos padrões para a medição eletrônica de energia [3]. Espera-se que tais resoluções incentivem a instalação de fontes renováveis de pequeno porte, o que pode impulsionar a penetração de geradores distribuídos na matriz energética nacional; a implantação de tecnologias inteligentes e dispositivos avançados de medição e, a divulgação de informações, em tempo real, sobre os preços da energia ativa e reativa. Tais avanços poderão permitir, no futuro, que os consumidores controlem sua geração e/ou demanda de maneira otimizada [1].

É neste cenário que este artigo propõe e discute uma metodologia para o gerenciamento automático de um sistema de geração distribuída por conversão fotovoltaica, capaz de realizar a interface entre módulos fotovoltaicos e banco de baterias, com a rede elétrica de distribuição.

O termo gerenciamento automático do sistema de geração distribuída é definido neste trabalho como a capacidade multifuncional do sistema para: fornecer energia às cargas locais e cargas vizinhas até o limite nominal do inversor; armazenar energia em um banco de baterias; funcionar como filtro ativo paralelo na ausência de irradiação solar e, possibilitar ao consumidor a opção de controle baseado em informações dos preços das energias obtidas da concessionária (em tempo real ou de forma pré-definida), por meio de dispositivos de medição inteligentes. É importante destacar que o objetivo deste artigo não é o de discutir quem disponibilizará e, como se dará, a transmissão de tais informações ao consumidor, mas sim, como fazer uso de tais informações para o controle do sistema de GD ou das cargas conectadas.

Conforme ressaltado em [4], em países com baixa incidência solar ou durante estações menos ensolaradas, os sistemas fotovoltaicos operam em sua capacidade nominal por poucas horas do dia, especialmente os sistemas sem armazenagem energética. Em contrapartida, o sistema de gerenciamento proposto neste artigo permite a operação do sistema praticamente o dia todo, com ou sem energia proveniente da fonte primária. Isto porque o sistema pode

trabalhar como um filtro ativo paralelo na ausência de irradiação solar.

A motivação principal deste trabalho surgiu de um projeto de pesquisa e desenvolvimento da concessionária de energia elétrica do Colorado, EUA (*Xcel Energy Corporation*) [5], para avaliar possibilidades de operação dos geradores distribuídos em uma rede inteligente de energia. Desta forma, foram utilizadas definições e recomendações típicas das normas americanas (IEEE) [6], além de diversas premissas de operação discutidas inicialmente em [7]. No entanto, vale destacar que o sistema de controle utilizado no presente trabalho é completamente distinto do utilizado em [7], bem como foi acrescentada a função de operação como filtro ativo de potência (FAP).

II. DESCRIÇÃO E FUNCIONALIDADES DO SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM GERENCIAMENTO AUTOMÁTICO

A Figura 1 apresenta o diagrama de blocos do sistema monofásico de geração distribuída fotovoltaico analisado neste trabalho (sistema de potência e sistema de controle).

O sistema de GD estudado é composto por módulos fotovoltaicos (FV), banco de baterias, cargas, ponto de acoplamento com a rede e três conversores eletrônicos, a saber: o conversor elevador responsável por elevar a tensão do conjunto de módulos fotovoltaicos; o conversor bidirecional responsável por carregar ou extrair energia do banco de baterias; e o inversor para conexão com ponto de acoplamento comum (PAC).

Baseado em informações em tempo real ou pré-definidas sobre o preço da energia (ativa e reativa), a capacidade de geração do sistema, o estado de carga (SOC) das baterias e as configurações do usuário; o algoritmo de gerenciamento automático do sistema determina seu modo de operação ótimo. Este algoritmo possibilita ao sistema: a) selecionar as cargas locais dando prioridades as primárias (CH_1); b) determinar o armazenamento ou a venda da energia para a rede (CH_2); c) condicionar a qualidade de energia elétrica na rede de distribuição (CH_2 e CH_3).

Conforme pode ser observado na Figura 1, a carga local alimentada pelo inversor (FV e baterias) é modelada como (i) cargas locais primárias (cargas críticas) e (ii) cargas locais secundárias (não críticas), as quais se distinguem das cargas primárias, pois podem ser programadas (ligadas ou desligadas) localmente pelo usuário.

O sistema de armazenagem de energia proporciona flexibilidade ao sistema, permitindo alimentar as cargas locais quando o sistema estiver ilhado ou armazenar energia quando o preço da mesma for baixo e vendê-la quando o preço aumentar (modo conectado). Vale destacar que apesar de normas internacionais recentes, tais como [8,9], já apresentarem definições neste sentido, a grande maioria dos sistemas FV comercializados internacionalmente não possuem armazenadores de energia, logo, não permitem um nível de automação muito elevado. No caso do Brasil, as discussões e normatizações ainda são incipientes, uma vez que as primeiras resoluções são de 2012 [2,3] e não trazem muitos detalhes sobre as possibilidades de operação dos sistemas. Espera-se que este artigo possa contribuir para o debate necessário às tais normatizações.

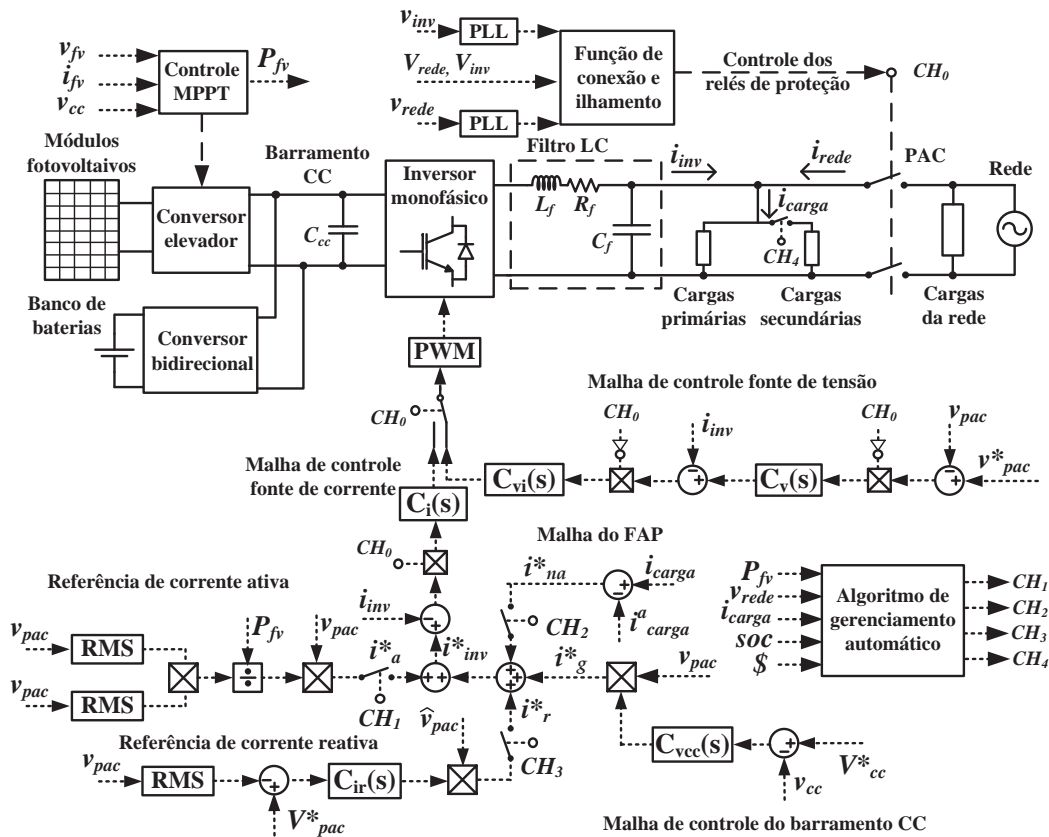


Fig. 1. Circuito de potência e malhas de controle do sistema monofásico de geração fotovoltaico.

Basicamente, o inversor pode funcionar em dois modos de operação distintos (conectado ou ilhado). Dependendo do modo de operação, o inversor modifica completamente suas características de operação [10,11] e, conseqüentemente, seu sistema de controle [12]. No modo de operação conectado à rede elétrica o inversor trabalha como fonte de corrente [$C_i(s)$], podendo injetar potência na rede elétrica ou consumir energia da rede para carregar o banco de baterias. No modo de operação ilhado, o inversor funciona como fonte de tensão [$C_v(s)$, $C_{vi}(s)$], sem controle do fluxo de corrente.

A referência de corrente para a malha de controle fonte de corrente (i_{inv}^*) pode ser formada pelas referências: i_g^* – responsável por regular o barramento CC em transitórios de carga e variações de potência CC; i_a^* – referência de corrente ativa para o gerador distribuído, sendo que o sinal da potência P_{FV} define o sentido do fluxo de corrente; i_{na}^* – referência de corrente a ser compensada pelo FAP e i_r^* – referência de corrente reativa para o GD funcionar regulando a tensão no PAC. A referência de tensão para a malha fonte de tensão (v_{pac}^*) é fornecida por um algoritmo de sincronismo (PLL, *Phase-Locked Loop*) [13] ou por um sinal senoidal sintético. A escolha destas referências é executada pelo algoritmo de gerenciamento automático baseado nas premissas de operação, que serão apresentadas na seção III.

A. Capacidade de armazenagem energética

O conjunto formado pelo banco de baterias e conversor bidirecional permite o funcionamento do sistema em modo de operação ilhado, uma vez que este conjunto realizará o balanço de potência entre módulos FVs e cargas. Caso o sistema esteja ilhado e a demanda da carga for maior do que a capacidade do inversor, ocorrerá uma seleção prioritária de cargas. A seção III abordará detalhes sobre este assunto.

O conversor CC-CC bidirecional apresentado na Figura 2 é responsável por controlar o processo de carga e descarga do banco de baterias, tal que V_{bb} é a tensão sobre o banco de baterias. Este conversor pode se comportar tanto como um conversor elevador ou como um conversor abaixador, dependendo de quais chaves (S_{ab} ou S_{eb}) estiverem ativas. O projeto destes conversores (elevador e abaixador) pode ser realizado de maneira independente [14].

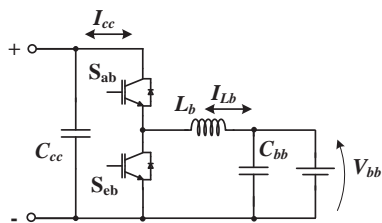


Fig. 2. Conversor CC-CC elevador e abaixador bidirecional.

B. Funcionamento como filtro ativo de potência paralelo

Uma opção para a operação do sistema de geração distribuída quando não houver uma quantidade considerável de energia advinda dos módulos fotovoltaicos ou das baterias, é a de operação como filtro ativo paralelo. Nesta condição, a referência do inversor (i_{inv}^*) é fornecida pela malha do FAP, vide Figura 1, a qual é baseada em uma estratégia de compensação de síntese de carga resistiva. Isto significa que a corrente compensada deve possuir a mesma forma de onda da tensão no PAC [15-17], resultando em um fator de potência unitário.

A corrente i_{na}^* é encontrada pela diferença entre a corrente total da carga e sua componente ativa (i_{carga}^a), a qual pode ser calculada baseada na Teoria Ortogonal proposta por Fryze [18].

No caso do setor residencial, o pico de demanda ocorre em um período de baixa irradiação solar. Um sistema de GD que possua a funcionalidade de atuar como filtro ativo paralelo, pode durante tal período, compensar parte dos distúrbios elétricos provocados pela carga e prover fator de potência unitário para a rede elétrica de distribuição. Isto reduz as perdas na rede elétrica, uma vez que atenua a magnitude e as distorções da corrente que circula através da impedância de linha do sistema elétrico.

É importante salientar que o acréscimo desta funcionalidade, não modifica o projeto do sistema de GD, uma vez que a potência nominal requerida para trabalhar como filtro ativo paralelo é menor que a potência nominal requerida para fornecer potência ativa nominal.

C. Regulador de tensão

Em algumas situações em que produzir potência reativa torna-se mais interessante do que produzir potência ativa, provavelmente em um cenário de sub ou sobre tensão, o sistema de GD poderá atuar como um regulador de tensão, vendendo (fornecendo) reativos para a rede elétrica [7]. Na Figura 1, a variável \hat{v}_{pac} representa a tensão no PAC atrasada de 270° , para emular uma corrente i_r^* , adiantada de 90° [19].

Assim como a funcionalidade de filtro ativo de potência, a de regulador de tensão, em regime permanente, também não processa potência ativa no barramento CC, podendo ser executada em condições de ausência de irradiação solar.

D. Função de conexão e ilhamento

As funcionalidades de conexão e ilhamento do sistema de geração distribuída executam as tarefas de conectar ou isolar o sistema de GD da rede de distribuição de energia elétrica, com base nas determinações da IEEE STD 1547 [6]. Tais funcionalidades são modeladas a partir de um subsistema com os seguintes parâmetros de entrada: frequência, ângulo de fase e tensão do lado da rede e do lado do GD. As variáveis instantâneas frequência e ângulo são obtidas por meio de um algoritmo PLL [13]. O algoritmo analisa as entradas conforme as recomendações em [6].

A transição entre as estratégias de controle ocorre de maneira instantânea de acordo com o modo de operação, uma vez que o PLL de sincronia permanece ativo mesmo quando o sistema estiver conectado. Utiliza-se o sinal de controle dos relés de proteção (CH_0), vide Figura 1, para forçar o erro da malha de controle (tensão [$C_v(s)$, $C_{vi}(s)$] ou corrente [$C_i(s)$]) ser nulo quando a malha estiver inativa. Tal estratégia atenua os transitórios de tensão e de corrente na permutação entre os modos de operação (conectado ou ilhado).

E. Descrição do sistema

A metodologia geral para o projeto dos conversores eletrônicos utilizados pode ser encontrada em [14,20-23]. Neste trabalho, atenção especial é dada ao inversor, uma vez que este é o elemento de conexão com as cargas e a rede de distribuição de energia. A Tabela I mostra os parâmetros do sistema de geração distribuído, destacando o conversor CC-CA fonte de tensão em ponte completa. Os parâmetros K_{vca} ,

K_{vcc} e K_i são os ganhos dos transdutores de tensão alternada, tensão contínua e corrente.

Vale ressaltar que a frequência de chaveamento e amostragem adotada para o sistema (12kHz) é relativamente baixa para aplicações em níveis de potência como o citado (1,5kVA), entretanto, assumiu-se tal valor em função de limitações decorrentes da montagem de um protótipo do sistema, o qual será apresentado na seção V. No entanto, tal hipótese não invalida as discussões relativas ao gerenciamento automático do sistema de GD, foco deste trabalho.

Diferentemente de [7], em que o controle do inversor foi desenvolvido baseado em um sistema de coordenadas rotacionais “dq” [11,24], neste trabalho a estratégia de controle foi baseado em coordenadas naturais “abc”, com resultados interessantes como são apresentado adiante.

A estratégia de controle desenvolvida com coordenadas rotacionais possui sinais de referência contínuos, o que torna a utilização de controladores Proporcional-Integral (PI) bastante interessante, pois, estes apresentam ganho elevado para sinais contínuos, e o ganho integral conduz o sistema ao erro estacionário nulo. Já a estratégia de controle desenvolvida em coordenadas naturais “abc”, tem sinais de referência alternadas, o que pode inviabilizar o uso dos controladores PI. Porém, controladores ressonantes (ou sintonizados) podem ser utilizados com bom desempenho, uma vez que possuem ganho elevado nas frequências de sintonia [25-28]. Portanto, neste trabalho adotou-se o uso de controladores proporcionais ressonantes (P+RES) para ambas as malhas de controle (tensão $[C_v(s), C_{vi}(s)]$ e corrente $[C_i(s)]$ – modos isolado e conectado) [25]. Os parâmetros dos controladores são apresentados na Tabela I. O controlador $C_{vi}(s)$ é um PI. Para os controladores P+RES usou-se o mesmo ganho integral (K_I) para todos os termos ressonantes do controlador.

TABELA I

Parâmetros do sistema de GD e dos controladores.

$P=1,5kVA; V_{ca}=127V (60Hz); V_{cc}=235V; V_{fp}=177V; V_{fb}=177V;$				
$L_f=1,5mH; R_f=0,056\Omega; C_f=3\mu F; C_{cc}=2,35mF;$				
$K_{vca}=1/350; K_{vcc}=1/500; K_i=1/35.$				
$C_i(s)$	$C_{vcc}(s)$	$C_v(s)$	$C_{vi}(s)$	$C_{ir}(s)$
$K_p=2,8;$	$K_p=1;$	$K_p=0,5;$	$K_p=1,5;$	$K_p=0,04;$
$K_I=1400;$	$K_I=5,5;$	$K_I=2500;$	$K_I=200;$	$K_I=400;$
$f_c=1kHz;$	$f_c=1Hz;$	$f_c=0,8kHz;$	$f_c=20Hz;$	$f_c=5Hz;$
$PM=60^\circ.$	$PM=50^\circ.$	$PM=60^\circ.$	$PM=75^\circ.$	$PM=80^\circ.$

III. PREMISSAS DE OPERAÇÃO PARA O GERENCIAMENTO AUTOMÁTICO DO SISTEMA

A metodologia de gerenciamento automático do sistema de geração distribuída tem por finalidade fornecer energia ativa e reativa para as cargas locais ou vizinhas, até sua capacidade nominal; armazenar energia em um banco de baterias; trabalhar como filtro ativo paralelo, compensando parte dos distúrbios elétricos causados pelas cargas e, capacidade de tomada de decisões auxiliadas por informações sobre os preços da energia obtidos por meio de sistemas de medição ou predefinições.

Com base em tais funcionalidades, os modos e os submodos de operação do sistema de geração distribuída são

governados por certas normatizações. Dependendo do estado da conexão com a rede elétrica, conforme determinações da IEEE STD 1547, existem dois modos de operação: ilhado (S1) e conectado à rede (S2), vide Figura 3.

No modo de operação S1 (ilhado) o sistema de GD opera desconectado do sistema de distribuição de energia elétrica e é sujeito a operar sob um dos seguintes submodos de operação, definidos como: s1, s2, s3 e s4. A escolha do submodo depende da potência disponível no sistema de GD (P_{GD}) e da demanda local de potência (Z_{GD}), tal que, P_{GD} representa a potência total de saída do GD, módulos fotovoltaicos mais banco de baterias e, Z_{GD} representa a soma das cargas primárias e cargas secundárias.

O modo de operação 1, submodo 1, identificado como S1s1 ocorre quando a P_{GD} é menor que a Z_{GD} . Portanto, a energia fornecida pelos módulos e pelo banco de baterias não é suficiente para suprir toda a demanda das cargas locais.

Em tal circunstância, uma priorização de carga é efetuada e as cargas primárias são selecionadas, enquanto que as secundárias são desativadas. Se, após a seleção das cargas, restar energia advinda do inversor, esta deverá ser armazenada nas baterias. Tipicamente, o redirecionamento da energia para ser armazenada no banco de baterias depende do estado de carga (SOC, *state of charge*) da bateria, o qual deve ser mantido dentro de limites adequados, e.g. acima de 50% [29]. O controle do SOC do banco de baterias não é abordado neste artigo por estar fora do escopo desse trabalho. Uma possibilidade no caso do nível SOC ser igual a 100% é utilizar a energia excedente para aquecer, resfriar, eletrólise ou bombear a água em/para um reservatório.

No modo de operação 1, submodo 2, definido como S1s2 acontece quando a P_{GD} é maior que a Z_{GD} . Neste caso, a potência disponível para o inversor é maior que a demanda local exigida e o excesso de energia é armazenado no banco de baterias.

O modo de operação 1, submodo 3, denominado como S1s3 ocorre quando P_{GD} é igual a Z_{GD} , sendo a potência do sistema de GD igual à demandada pelas cargas locais. Neste caso, as cargas serão alimentadas e nenhum armazenamento de energia acontecerá. A priorização das cargas pode ser efetuada no caso de haver a necessidade de armazenar energia para uso futuro. Este caso é denominado caso econômico e é definido como S1s4.

No modo de operação 2 (conectado a rede) o sistema de geração distribuída opera conectado ao sistema de distribuição de energia elétrica e é submetido a operar sob

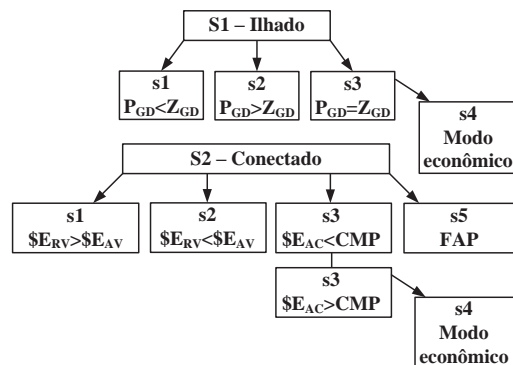


Fig. 3. Diagrama de blocos das premissas de operação do sistema de geração distribuída.

um dos cinco possíveis submodos de operação, denominados: s1, s2, s3, s4, s5. A escolha dos submodos depende da potência disponível no sistema de GD (P_{GD}), da demanda local de potência (Z_{GD}) e, das considerações econômicas para a comercialização das energias ativa e reativa. As variáveis econômicas consideradas incluem: os preços de venda da energia ativa ($\$E_{AV}$) e da energia reativa ($\E_{RV}) para a rede, o preço de compra da energia ativa ($\$E_{AC}$) e da energia reativa ($\E_{RC}) da rede e, um valor limite de preço para uma unidade de energia elétrica que irá possibilitar o consumidor decidir quais cargas serão alimentadas por meio do sistema de GD. Neste artigo, considera-se que a demanda da rede é infinita, ou seja, a rede irá comprar sempre que o sistema de geração distribuída tiver a intenção de vender.

O modo de operação 2 com submodo de operação 1, definido como S2s1, ocorre quando $\$E_{RV}$ é maior ou igual a $\$E_{AV}$. Este caso, provavelmente apenas ocorrerá em um cenário de afundamento de tensão. Assim, o sistema de GD é controlado para fornecer energia reativa, regulando a tensão no PAC. Se houver a capacidade adicional para fornecer energia ativa, então, a carga Z_{GD} também será alimentada pelo inversor e qualquer energia restante será direcionada para o banco de baterias.

O modo de operação 2 com submodo 2, chamado de S2s2, acontece quando $\$E_{RV}$ é menor que $\$E_{AV}$, portanto, o sistema de GD é configurado para forçar uma referência nula de energia reativa e fornecer apenas energia ativa para Z_{GD} . Qualquer energia remanescente é vendida para a concessionária ou armazenada no banco de baterias, dependendo do nível SOC das baterias.

O modo de operação 2 com submodo 3, é definido como S2s3. Tal modo de operação está relacionado à opção de energizar as cargas locais usando P_{GD} versus a opção de comprar energia ativa da rede, quando houver energia disponível no sistema de GD. Isto pode ser configurado baseado na comparação dos preços em tempo real (ou de acordo com uma tabela horária pré-definida) da energia elétrica obtida da rede ($\$E_{AC}$ e $\$E_{RC}$) com o valor limite configurado pelo usuário. Esta última configuração pode ser um custo marginal de produção de energia elétrica ou uma preferência de um conjunto de clientes, indicado como CMP (Custo Marginal de Produção). Se $\$E_{AC}$ é menor que CMP, a carga Z_{GD} é alimentada pela rede e a P_{GD} é armazenada no banco de baterias para ser consumida ou vendida futuramente, possivelmente durante o modo de operação ilhado ou quando o preço da eletricidade for propício para a venda. Ou, se não houver P_{GD} disponível, a energia elétrica pode ser comprada da rede e armazenada na bateria para ser usada mais tarde. Se $\$E_{AC}$ é maior que CMP, o sistema de GD é controlado para alimentar Z_{GD} por meio da P_{GD} e qualquer energia restante é vendida para a rede.

O uso do custo marginal de produção pode não ser aplicável no caso de sistemas FV, uma vez que a energia solar é praticamente isenta de custo operacional. No entanto, se as preferências do cliente forem consideradas como entradas, como em [30], o raciocínio acima pode ser mantido como está demonstrado no estudo do caso 1 (seção IV).

O modo de operação 2, em submodo 4, denominado S2s4 está relacionado ao modo de operação econômico – este

modo é proposto como uma alternativa para o submodo S2s3. Isto tipicamente ocorre quando o custo de aquisição da eletricidade da rede é elevado. Desta forma, o sistema de geração distribuída é configurado para energizar todas as cargas locais mesmo que conectadas à rede. Entretanto, se a P_{GD} não for suficiente para alimentar todas as cargas locais, então, o consumidor tem a opção de operar no modo econômico e efetuar uma priorização das cargas, mantendo as primárias e desativando as secundárias (similar ao submodo S1s1 e S1s4). Este submodo pode ser habilitado no sistema por meio do uso de uma variável de aviso (CH_4): se a variável for nula, opera-se no modo econômico e, se a variável é ativa, opera-se no modo “sempre alimentar as cargas”. Quando a P_{GD} não for suficiente, a energia da rede deve ser comprada para alimentar as cargas restantes.

O modo de operação 2, submodo 5, determinado como S2s5 é a funcionalidade do sistema de GD atuar como filtro ativo paralelo, compensando parte dos distúrbios elétricos causados pela carga. Esta função sempre poderá ser ativada quando o inversor tiver capacidade de corrente disponível, o que em geral deve ocorrer quando não houver energia disponível suficiente nos módulos fotovoltaicos e o banco de baterias não estiver necessitando de carga.

Vale ressaltar que além dos diversos modos distintos de operação propostos e discutidos nesta seção, outras estratégias poderiam ser implementadas, de acordo com premissas específicas definidas pelos usuários do sistema (consumidores ou concessionárias de energia) ou mesmo por regulamentações pertinentes.

É importante destacar que os estudos apresentados neste trabalho consideram a rede elétrica e o banco de baterias como barramentos ideais, ou seja, eles sempre irão fornecer ou receber qualquer quantidade de energia em qualquer instante. No entanto, obviamente, em sistemas práticos a quantidade de energia disponível está intrinsecamente relacionada às horas de luz solar disponível, à capacidade de instalação dos módulos, a capacidade de armazenagem das baterias e ao nível de curto-circuito da rede. Tais restrições, não abordadas neste trabalho, demandariam um detalhamento ainda maior em termos dos submodos de operação do sistema. Este será assunto para um futuro trabalho dos autores.

IV. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Com base nas discussões precedentes é apresentado nesta seção um estudo de simulação computacional sobre o gerenciamento automático e algumas das funcionalidades do sistema de geração distribuída proposto. O sistema mostrado na Figura 1 foi implementado na plataforma de simulação PSIM. A potência e a tensão nominal utilizadas foram de 1,5kVA e 127V (60Hz), respectivamente. As quantidades do lado da rede são medidas no PAC.

A. Caso 1, S1s1:

No caso 1, S1s1, a carga primária é de 1,3kVA e a carga secundária é de 1,1kVA, totalizando 2,4kVA (127V) por hora. Os módulos fotovoltaicos foram configurados para fornecer 0,7kVA. O sistema de geração distribuída é inicializado conectado à rede elétrica e, operará de acordo com S2s2 até o instante de 0,69s, quando o modo ilhado é

forçado, simulando uma falha no sistema de distribuição. Os resultados deste caso são mostrados nas Figuras 4 e 5.

No modo conectado, os módulos FVs não possuem energia suficiente para energizar todas as cargas locais, desta forma o sistema de GD (ou o consumidor) deve comprar 1,7kVA de potência da rede. O conversor bidirecional permanece inativo, uma vez que seu SOC está completo.

Quando o sistema de GD passa a funcionar no modo de operação ilhado e, o sistema fica impossibilitado de compartilhar energia com a rede elétrica, a carga secundária é desativada, como descrito no modo S1s1. As formas de onda da tensão e da corrente associadas a esta condição estão apresentadas na Figura 4.

Observe que o sistema torna-se ilhado em 0,69s ($CH_0=0$) e, a carga secundária também é desativada neste instante ($CH_4=0$), pois a tensão possui valor zero. Isto deve ocorrer para evitar transitórios de valor elevado de tensão e de corrente. O transitório de meio ciclo entre os instantes 0,69s e 0,70s é devido à permutação da malha de controle fonte de corrente pela malha de controle fonte de tensão.

No modo ilhado, após 0,69s, a demanda da carga primária é de 1,3kVA, todavia, existe 0,7kVA disponível nos FVs, sendo então, necessário utilizar 0,6kVA do banco de baterias. Desta forma, o conversor CC-CC bidirecional passa a funcionar como elevador e a potência do banco de baterias (P_{bat}) resulta positiva, conforme indicado na Figura 5.

Na Figura 5 ainda é possível observar a comportamento da potência nos módulos fotovoltaicos e a dinâmica da tensão no barramento CC. Ambos apresentam comportamento estável com dinâmica lenta.

Para atenuar os transitórios do conversor bidirecional e do inversor, utilizou-se a estratégia de forçar o erro da malha de controle inativa a ser zero. Deste modo, quando a malha for necessária novamente e entrar em operação, a ação de controle reiniciará suavemente. A referência da potência reativa foi configurada para ser zero.

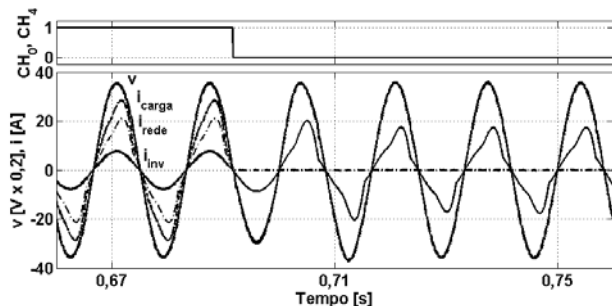


Fig. 4. Superior: sinais das chaves de controle. Inferior: formas de onda da tensão e corrente da rede e do inversor para o caso 1.

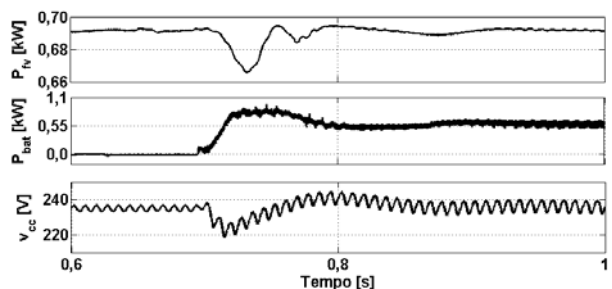


Fig. 5. Superior: potência dos módulos FVs, Intermediário: potência do banco de baterias. Inferior: tensão no barramento CC, para o caso 1.

V. RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Como o foco deste artigo são as estratégias de gerenciamento automático do conversor CC-CA, o protótipo desenvolvido é composto por um conversor CC-CA 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 comutação foram configuradas como sendo 12kHz. Os resultados experimentais foram capturados por meio do osciloscópio DPO 3014 da *Tektronix*, modo de aquisição *Hi Resolution*.

Para os resultados experimentais, a potência ativa no barramento CC é fornecida por meio de uma fonte CA adicional com um circuito retificador. Os demais parâmetros são idênticos ao sistema simulado.

A. Caso 1, S1s1:

Para validar o resultado simulado na seção anterior, o mesmo caso foi executado no protótipo experimental e, o resultado é mostrado na Figura 6. Nota-se que as formas de onda do sistema simulado e do experimental são bastante semelhantes, validando os resultados computacionais. Os valores eficazes da tensão no PAC, da corrente da carga (primária mais secundária) e do inversor são, respectivamente: 114V, 18,5A e 6,4A.

Note que nenhum transitório crítico ocorreu, uma vez que utilizou-se a estratégia de forçar o erro da malha de controle inativa a ser zero foi aplicada.

B. Caso 2, S2s3:

Neste caso, a demanda local por hora é de 1,2kVA (123V) dividida em 0,6kVA para carga primária e 0,6kVA para carga secundária. Como definido no modo S2s3, o preço em tempo real obtido da rede ($\$E_{AC}=1\$/kWh$) é menor que o configurado pela preferência do consumidor ($CMP=1,5\$/kWh$). Neste caso, o sistema de GD é configurado de tal forma que a energia ativa é comprada da rede para alimentar as cargas e carregar o banco de baterias.

Neste experimento o banco de baterias é emulado, simplificada, por um banco resistivo conectado ao barramento CC. As formas de onda de tensão e de corrente associadas a este caso são mostradas na Figura 7.

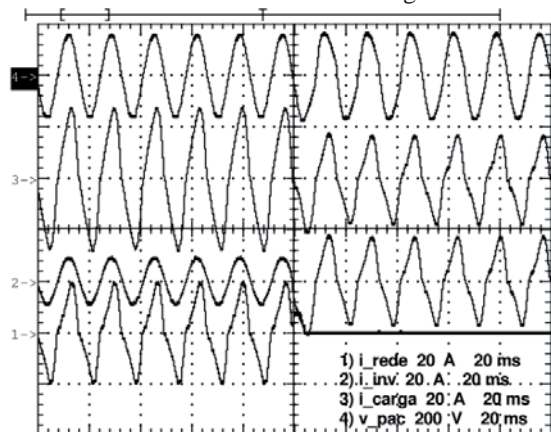


Fig. 6. Formas de onda da tensão e corrente da carga, rede e inversor para o caso 1.

Na primeira metade da Figura 7 é possível observar que as formas de onda da tensão e da corrente do inversor estão defasadas de 180° , o que indica que o sistema de GD está comprando energia elétrica da rede. A potência do lado do inversor é de aproximadamente 0,8kVA. No lado da rede, a potência é de 1,8kVA, porque este valor corresponde à soma das cargas locais [1,0kVA (113V)] mais a potência fornecida para o banco de baterias (0,8kVA). Note que o valor eficaz da tensão no PAC é de aproximadamente 113V, devido a queda de tensão sobre a impedância de linha. A distorção harmônica total (DHT) da corrente do inversor é de 1,23%. A referência de potência reativa foi configurada para zero.

Observe que quando o sistema inverte o sentido do fluxo da potência ativa, da rede para o inversor e depois do inversor para a rede, a tensão deve cruzar o valor zero e a referência de corrente do inversor é reiniciada lentamente em forma de rampa, para evitar transitórios elevados de tensão e de corrente. O regime permanente do sistema injetando potência ativa na rede é apresentado na Figura 8, onde os valores eficazes da tensão no PAC, da corrente do inversor e da rede são, respectivamente: 123V, 6,6A e 3,7A.

C. Caso3, S2s5:

Neste último caso, as cargas primárias e secundárias constituem uma carga não linear tipo fonte de tensão harmônica de 1,33kVA por hora. Este tipo de carga é a que melhor representa as cargas residenciais e comerciais, foco desta aplicação [31].

Na Figura 9 é possível analisar qualitativamente, por meio das formas de onda da tensão e das correntes do inversor,

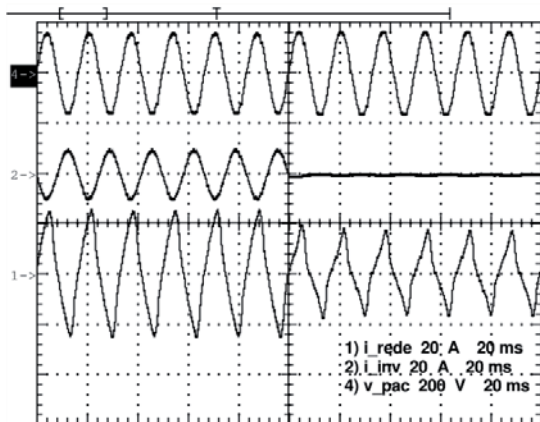


Fig. 7. Formas de onda da tensão e corrente da rede e inversor para o caso 2 – transitório.

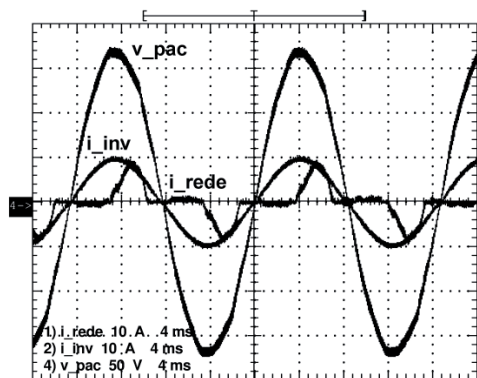


Fig. 8. Formas de onda da tensão e corrente da rede e inversor para o caso 2 – regime permanente.

carga e rede, a condição em que existe energia disponível nos módulos fotovoltaicos (modo diurno). Neste modo de operação, S2s2, o inversor apenas fornece potência ativa para as cargas e, o complemento energético (potência ativa restante e potência não ativa) é realizado pela rede. Caso a potência ativa nos módulos FVs não seja suficiente para suprir a carga, o banco de baterias pode fornecer a potência ativa restante. Para este experimento, conectou-se ao barramento CC uma fonte CA com um circuito retificador. Nesta caso, a DHT da corrente do inversor é de 2,17%.

A Figura 10 analisa qualitativamente a condição em que não há energia disponível nos módulos fotovoltaicos (modo noturno). Neste modo de operação, S2s5, o inversor funciona como filtro ativo paralelo compensando parte dos distúrbios elétricos (circulação de reativos e distorção harmônica) causados pela carga. Observe que o fator de potência do lado da rede é próximo do unitário (tensão e corrente da rede em fase). Isto significa que, para a rede, o conjunto formado por carga e gerador distribuído emula uma carga resistiva.

Nesta condição, apesar dos conversores CC-CC permanecerem conectados ao inversor, a regulação da tensão no barramento CC é realizada pela malha de controle do barramento CC. Desta forma, para este experimento a fonte CA com o circuito retificador foram desconectados e o próprio inversor regula a tensão no barramento CC. A DHT da corrente da rede (Figura 10) é de 2,52%.

A transição entre os submodos de operação ocorre de maneira automática. Utiliza-se o próprio algoritmo de rastreamento de máxima potência (MPPT, *maximum power point tracking*) e o algoritmo de gerenciamento automático para acionar as variáveis (CH_1 e CH_2) que permutam a

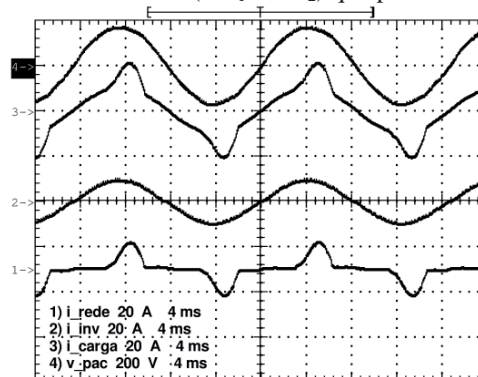


Fig. 9. Formas de onda da tensão e da corrente da carga, da rede e do inversor para o caso 3, com irradiação solar.

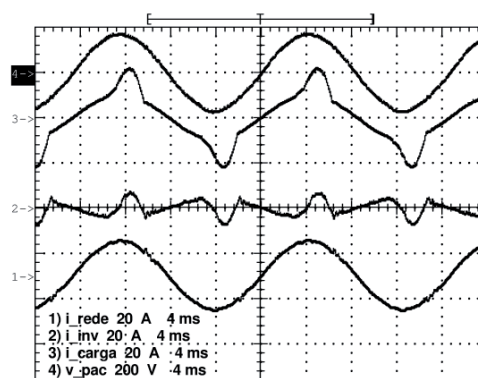


Fig. 10. Formas de onda da tensão e da corrente da carga, da rede e do inversor para o caso 3, sem irradiação solar.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o Dr. Siddharth Suryanarayanan (*Colorado State University*) pelo auxílio na modelagem econômica e tarifária utilizada neste trabalho, bem como a FAPESP pelo suporte financeiro (Proc. 2007/08030-5, 2011/05488-6 e 2012/14014-0).

REFERÊNCIAS

- [1] US Senate Committee on Energy and Natural Resources, *Energy Independence and Security Act of 2007: A Summary of Major Provisions*, 2007.
- [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] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Resolução Normativa No. 502 - Regulamenta sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B*, 2012.
- [4] Sung-Hun Ko, Seong-Ryong Lee, H. Dehbonei, C. V. Nayar, "A grid-connected photovoltaic system with direct coupled power quality control", *Conference on IEEE Industrial Electronics*, 2006, pp. 5203-5208.
- [5] Xcel Energy. Smart grid city. [Online]. <http://smartgridcity.xcelenergy.com/> acesso em: 28/02/2013.
- [6] IEEE Standard 1547-2003, *IEEE standard for interconnection distributed resource with electric power systems*, 2003.
- [7] R. Carnieletto, D. I. Brandão, S. Suryanarayanan, F. A. Farret, M. G. Simões, "Smart grid initiative: a multifunctional single-phase voltage source inverter", *IEEE Trans. on Industry Applications Magazine*, vol. 17, no. 5, pp. 27-35, 2011.
- [8] 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.
- [9] 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).
- [10] A. Mohd et al., "Supervisory control and energy management of an inverter-based modular smart grid", in *IEEE Power Systems Conference and Exposition*, 2009, pp. 1-6.
- [11] A. Roshan, R. Burgos, A. C. Baisden, F. Wang, D. Boroyevich, "A D-Q frame controller for a full-bridge single phase inverter used in small distributed generation systems", *IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition*, 2007, pp. 641-647.
- [12] Sung-Hun Ko, S. R. Lee, H. Dehbonei, C. Nayar, "Application of voltage- and current-controlled voltage source inverters for distributed generation systems", *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol. 21, no. 3, pp. 782-792, 2006.

referência de corrente para a malha de controle dependendo do valor da P_{FV} . Neste trabalho, utilizou-se a técnica de MPPT condutância incremental [32].

A Tabela II apresenta uma análise quantitativa das potências ativa (P) e não ativas (NA) das condições analisadas. Pode-se observar que enquanto houver energia fotovoltaica disponível, o inversor do sistema de geração distribuída é capaz de fornecer boa parte da potência ativa da carga, mas não atua na compensação de potência não ativa. Por outro lado, quando não houver energia solar suficiente, a rede deve fornecer toda a potência ativa para a carga, enquanto o inversor é capaz de compensar toda a potência não ativa da carga.

A diferença da potência ativa da carga entre o modo diurno e noturno deve-se ao fato do GD fornecer potência próxima à carga e, portanto, a magnitude da corrente que flui através da impedância de linha é menor, assim como sua queda de tensão, tornando a tensão no PAC maior.

TABELA II
Potências para a análise quantitativa do caso 3.

Potências	Modo diurno	Modo noturno
P_{carga} [kW]	1,28	1,26
NA_{carga} [kVA]	0,36	0,36
P_{inv} [kW]	0,85	0,06
NA_{inv} [kVA]	0,05	0,28
P_{rede} [kW]	0,44	1,34
NA_{rede} [kVA]	0,34	0,08

VI. CONCLUSÕES

O gerenciamento automático combinado com as funcionalidades propostas neste artigo permite ao sistema de geração distribuída: fornecer potência aparente para as cargas locais e vizinhas até o limite nominal do inversor; armazenar energia em um banco de baterias; funcionar como filtro ativo paralelo em condição de pouca ou nenhuma irradiação solar e priorizar cargas. Isto provê aos consumidores opções avançadas de controle da geração e da demanda de uma dada instalação.

A metodologia proposta é capaz de escolher automaticamente o modo de operação do sistema, fundamentada em um conjunto de modos e de submodos de operação, os quais são baseados em premissas correspondentes às condições do sistema e ao preço da energia elétrica (ativa ou reativa).

Por meio de resultados de simulação e experimentais, algumas das premissas propostas (S1s1, S2s2, S2s3 e S2s5) foram analisadas, apresentando resultados adequados em função das condições de operação escolhidas. Foram analisados casos onde o sistema automático indicou a compra ou venda de energia da rede, bem como o desligamento de cargas não críticas e ainda, a operação como filtro ativo de potência, para a melhoria da qualidade da energia local.

O fato do sistema de geração distribuída poder atuar como filtro ativo paralelo, torna o fator de potência do lado da rede unitário, reduzindo as perdas elétricas. Outro ponto importante é o fato do sistema operar mesmo em condição de ausência de energia disponível nos módulos fotovoltaicos. É importante destacar que esta funcionalidade adicional, não modifica o projeto do sistema, ou seja, não implica em custos adicionais.

- [13] 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.
- [14] I. Barbi, *Projetos de fontes chaveadas*, Florianópolis, 1st ed.: UFSC, 2001.
- [15] T. E. N. Zuniga, J. A. Pomilio, "Shunt Active Power Filter Synthesizing Resistive Load", *IEEE Trans. on Power Electronics*, vol. 17, No. 2, March 2002.
- [16] F. P. Marafão, S. M. Deckmann, J. A. Pomilio, R. Q. Machado, "Selective Disturbing Compensation and Comparisons of Active Filtering Strategies", *IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power*, Brazil, October, 2002, ISBN 0-7803-7672-2.
- [17] 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.
- [18] S. Fryze, "Active, reactive and appatent power in circuits with nonsinusoidal voltage and current", *Przegl. Elektrotech*, 1932.
- [19] D. I. Brandão, F. P. Marafão, M. G. Simões, J. A. Pomilio, "Considerations on the modeling and control scheme of grid connected inverter with voltage support capability", *Brazilian Power Electronics Conference*, 2013.
- [20] M. K. Kazimierczuk, *Pulse-width modulated DC-DC power converters*, 1st ed.: John Wiley & Sons, 2008.
- [21] E. Ortjohann et al., "A general architecture for modular smart inverters", in *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2008, pp. 1525-1530.
- [22] Y. Xue, L. Chang, S. B. Kjaer, J. Bordonau, T. Shimizu, "Topologies of single-phase inverter for small distributed power generations: an overview", *IEEE Trans. on Power Electronics*, vol. 19, no. 5, pp. 1305-1314, 2004.
- [23] S. Chakraborty, B. Kroposki, W. Kramer, "Advanced power electronic interfaces for distributed energy systems", National Renewable Energy Laboratory, Relatório técnico TP-55044313, 2008.
- [24] U. A. Miranda, M. Aredes, L. G. B. Rolim, "A DQ synchronus reference frame current control for single-phase converters", *IEEE Power Electronics Specialists Conference*, 2005, pp. 1377-1381.
- [25] P. Mattavelli and S. Buso, *Digital control in power electronics*, 1st ed.: Morgan & Claypoo, 2006.
- [26] A. Rodriguez, M. Moranchel, E. J. Bueno, F. J. Rodriguez, "Tuning of Resonant Controllers Applied to the Current Control of Voltage-Source Converters", *Conference on Industrial Electronics Society*, 2012.
- [27] D. G. Holmes, T. A. Lipo, B. P. McGrath, W. Y. Kong, "Optimized Design of Stationary Frame Three Phase AC Current Regulators", *IEEE Trans. on Power Electronics*, 2009.
- [28] C. Lascu, L. Asiminoaei, I. Boldea, F. Blaabjerg, "High Performance Current Controller for Selective Harmonic Compensation in Active Power Filters", *IEEE Trans. on Power Electronics*, 2007.
- [29] H. A. Kiehne, *Battery Technology Handbook*, Second Edition, CRC Press, 2003.
- [30] J. Armas, S. Suryanarayanan, "A heuristic technique for scheduling a customer-driven residential distributed energy resource installation", *IEEE Intelligent System Application to Power Systems*, 2009, pp. 1-7.
- [31] J. A. Pomílio, S. M. Deckmann, "Characterization and compensation of harmonics and reactive power of residential and commercial loads", *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 22, no. 2, pp. 1049-1055, 2007.
- [32] 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.

DADOS BIOGRÁFICOS

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 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.

Felix Alberto Farret, recebeu bacharelado e mestrado em engenharia elétrica na Universidade Federal de Santa Maria em 1972 e 1986, respectivamente; especialista em instrumentação e automação pelo Osaka Prefectural Industrial Research Institute, Japão; mestrado pela Universidade de Manchester, Reino Unido em 1981 e PhD em engenharia elétrica pela Universidade de Londres, Reino Unido, em 1984. Leciona no departamento de eletrônica e computação da Universidade Federal de Santa Maria, Brasil. Foi professor visitante na Colorado School of Mines, Divisão de Engenharia, EUA, 2002-2003.

Marcelo Godoy Simões, nascido em São Paulo capital é graduado e mestre em engenharia elétrica pela USP (1985 e 1990), doutor em engenharia elétrica pela Universidade do Tennessee, USA (1995) e livre docente pela USP em 1998. Atualmente é professor adjunto da Colorado School of Mines, USA, onde é diretor da ACEPS, *Center for Advanced Control of Energy and Power Systems*. Sua principal área de interesse é controle inteligente para eletrônica de potência aplicada em sistemas de energia alternativa e distribuída.