USO DO CONTROLE BASEADO EM PASSIVIDADE EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM ARMAZENAMENTO

Valentim Ernandes Neto¹ – valentimernandes@hotmail.com José Tarcísio de Resende¹ – resende@ufv.br Allan Fagner Cupertino^{1,2} – allan.cupertino@yahoo.com.br Heverton Augusto Pereira^{1,2} – heverton.pereira@ufv.br

¹Gerência de Especialistas em Sistemas Elétricos de Potência, Universidade Federal de Viçosa, Av. P.H. Rolfs s/nº, 36570-000, Viçosa, MG, Brasil

²Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Av. Antônio Carlos 6627, 31270-901, Belo Horizonte, MG, Brasil

Resumo. Este trabalho propõe o uso do controle baseado em passividade em um sistema fotovoltaico conectado à rede com unidade de armazenamento de energia. Foram usados dois conversores elevadores de tensão, um bidirecional atuando como seguidor de máxima potência (MPPT), e controlando fluxo de potência entre o banco de baterias e os demais componentes, e um unidirecional para manter a tensão no barramento c.c. do inversor no valor determinado. O inversor, por sua vez, é responsável por conectar o sistema com a rede. Os resultados evidenciam que o controle baseado em passividade é técnica interessante para tal situação, já que mantém o painel fotovoltaico operando com máxima eficiência, garante que a tensão no barramento c.c. do inversor esteja no valor requerido, e possui alta capacidade de rejeitar perturbações relacionadas à injeção de corrente na rede pelo inversor.

Palavras-chave: Controle baseado em passividade, Sistema fotovoltaico conectado à rede, Seguidor de Máxima Potência, Painel fotovoltaico, Banco de baterias.

1. INTRODUÇÃO

A abordagem de desenvolvimento sustentável é evidente em diversas áreas da atual sociedade, permeando questões ambientais, sociais, políticas e econômicas. É evidente que esse conceito trouxe mudanças também em relação às matrizes energéticas, a exemplo da diversificação das fontes de geração de energia no cenário mundial, com destaque para a energia solar, que tem crescido de sobremaneira nos últimos anos. As legislações tendem a acompanhar essas mudanças, de forma a regulamentar o uso das matrizes energéticas, incentivar empresas e cidadãos a usarem fontes alternativas de energia e de reduzir o desperdício.

Nesse contexto, está em processo de implantação a chamada Tarifa Branca, uma nova opção de tarifa que sinaliza aos consumidores a variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo. Ela é oferecida para as instalações em baixa tensão, que variam de 127 V a 440 V. Com a Tarifa Branca, o consumidor passa a ter possibilidade de pagar valores diferentes em função da hora e do dia da semana (ANEEL).

Com a adoção da tarifa branca o consumidor poderá adotar hábitos que priorizem o uso da energia fora do período de ponta, diminuindo fortemente o consumo na ponta e no intermediário. Nos dias úteis, o valor Tarifa Branca varia em três horários: ponta, intermediário e fora de ponta. Nos feriados nacionais e nos finais de semana, o valor é sempre fora de ponta, conforme pode ser observado na Fig. 1.



Figura 1 - Comparação entre a tarifa branca e a tarifa convencional (ANEEL).

Antes da criação da Tarifa Branca havia apenas uma Tarifa, a Convencional, que tem um valor único (em R\$/kWh) cobrado pela energia consumida e é igual em todos os dias, em todas as horas. A Tarifa Branca cria condições que incentivam alguns consumidores a deslocarem o consumo dos períodos de ponta para aqueles em que a distribuição de energia elétrica tem capacidade ociosa.

É importante que o consumidor, antes de optar pela Tarifa Branca, conheça seu perfil de consumo e a relação entre a Tarifa Branca e a Tarifa Convencional. Quanto mais o consumidor deslocar seu consumo para o período fora de ponta e quanto maior for a diferença entre essas duas Tarifas, maiores são os benefícios da tarifa branca. Diversos trabalhos tem discutido o impacto da tarifa branca para as concessionárias e para os clientes no Brasil (Ferreira, et al., 2013) (Santos, et al., 2013) (Figueiró, et al., 2013) (Bueno, et al., 2013).

Caso o consumidor consiga gerar sua própria energia, nos horários de ponta, que são na parte da noite, o consumo proveniente da rede será minimizado e a energia da unidade de armazenamento será utilizada. Já nos horários fora de ponta, que abrange o horário de insolação, a energia gerada será acumulada no banco de baterias. Portanto, o sistema proposto por este trabalho, que consiste em painéis solares conectados à rede, a fim de alimentar determinada carga ou carregar um banco de baterias, é de grande valia.

A potência gerada por um painel fotovoltaico é dependente de fatores ambientais, com destaque para a radiação incidente e a sua temperatura de operação. Logo, é indispensável o uso de dispositivos eletrônicos que otimizem a potência gerada. Os dispositivos comumente utilizados são controladores de carga, conversores estáticos e inversores. Além disso, a tensão gerada pelo painel é contínua, daí a necessidade do uso de um inversor para fazer a conexão com a rede. Na literatura, alguns trabalhos (Escobar, et al., 1997) propõe a utilização de técnicas não lineares de controle nestes dispositivos, em virtude da existência de grandes perturbações na potência gerada pelo painel fotovoltaico. Uma técnica que está em destaque em diversos trabalhos e publicações é o controle baseado em passividade (PBC).

Tal técnica procura encontrar uma situação de operação em que a planta do sistema armazene menos energia que absorve, por meio da conexão com o controlador (Ortega, et al., 1998). Por se tratar de uma técnica não linear, o PBC permite obter um sistema adaptativo e robusto mediante perturbações, além disso, destaca-se das técnicas tradicionais que necessitam de linearização em torno de um ponto de operação. Esta característica pode melhorar a resposta de sistemas de fase não mínima, como conversores estáticos.

Este trabalho propõe o uso do controle baseado em passividade em conversores de topologia *boost*, bidirecional e unidirecional, e em um inversor monofásico aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede com unidade de armazenamento. Isso permite o fluxo de potência em duas direções, de modo que a bateria pode ser carregada ou se descarregar a fim de suprir a demanda de potência. Permite também regular a tensão na carga, manter o painel solar operando na região de máxima potência e injetar potência na rede sem grandes distorções.

2. MODELAGEM

O seguidor do ponto de máxima potência, conhecido como MPPT, consiste em um algoritmo que busca manter o painel entregando a máxima potência possível ao sistema, mesmo com variações de temperatura ou dos níveis de radiação. Foi usado um algoritmo de condutância incremental, pois dentre as técnicas baseadas no princípio da perturbação e observação, este é o que garante uma melhor resposta às variações de radiação (Villalva, 2012). O modo operacional deste algoritmo sustenta-se no fato de que o único ponto em que a derivada da curva de potência assume o valor nulo é exatamente o ponto de máxima potência (Almeida, 2011). O algoritmo de condutância incremental utilizado neste trabalho baseou-se no proposto por (Villalva, et al., 2009).

Foi usado neste trabalho um painel fotovoltaico formado pela associação de células em série, cujo modelo, chamado modelo matemático, é proposto por (Villalva, 2012). As equações e cálculos dos parâmetros necessários seguem a proposta do trabalho de (Brito, et al., 2012), bem como o algoritmo usado como método de ajuste do modelo.

2.1 Modelagem dos conversores com controle baseado em passividade

Para a modelagem do sistema considera-se que a tensão da bateria é constante. Foram desconsideradas as resistências internas dos capacitores, indutores e da bateria. Além disso, nessa primeira abordagem, o inversor é considerado uma carga qualquer, ligada em paralelo com a saída do conversor *boost* unidirecional. A Fig. 2 mostra a composição do sistema completo, composto pela bateria, conversores bidirecional e unidirecional, painel fotovoltaico, carga e inversor.

O modelo médio do sistema é dado por:

$$E_B = D_B \dot{Z} - \mu_1 J_{B_1} Z - \mu_2 J_{B_2} Z + R_B Z + T_B Z$$
(1)

As variáveis μ_1 e μ_2 são os ciclos de trabalho dos conversores bidirecional e unidirecional, nesta ordem. As demais variáveis são matrizes que estão relacionadas a seguir, em que a condutância da carga R é representada por G. Vale ressaltar que as variáveis com um ponto como ênfase, ao exemplo de \dot{v} , denotam sua derivada em relação ao tempo. Já aquelas que possuem a letra d como subscrito, como v_d , equivalem ao valor em regime permanente das mesmas, ou valores de referência.



Figura 2 - Sistema fotovoltaico conectado à rede com unidade de armazenamento.

Por conseguinte, pode-se definir o vetor de erro médio dinâmico como:

$$\tilde{Z}(t) = \begin{bmatrix} \tilde{i}_{1} \\ \tilde{v}_{pv} \\ \tilde{i}_{2} \\ \tilde{v} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{1}(t) - i_{1_{d}}(t) \\ v_{pv}(t) - v_{pv_{d}}(t) \\ i_{2}(t) - i_{2_{d}}(t) \\ v(t) - v_{d} \end{bmatrix}$$
(2)

Logo, tem-se:

$$Z(t) = \tilde{Z}(t) + Z_d(t) \tag{3}$$

Substituindo a Eq. (3) na Eq. (1) obtém-se:

$$D_B \dot{Z} - \mu_1 J_{B_1} \tilde{Z} - \mu_2 J_{B_2} \tilde{Z} + R_B \tilde{Z} + T_B \tilde{Z} = E_B - \left[D_B \dot{Z}_d - \mu_1 J_{B_1} Z_d - \mu_2 J_{B_2} Z_d + R_B Z_d + T_B Z_d \right]$$
(4)

O projeto do controle baseado em passividade consiste em alterar a estrutura dissipativa dos conversores, modificando a energia em malha fechada ao adicionar um termo de amortecimento. Neste trabalho, é feita a adição de termos dissipativos R_1 e R_2 que emulam resistores conectados em série com os indutores L_1 e L_2 , respectivamente. Tais termos são parâmetros de projeto do controlador, sua única restrição é que sejam estritamente positivos. Tal estratégia é denominada controle indireto, ou série.

A inserção do termo dissipativos é dada pela Eq. (5), por conseguinte, a nova estrutura dissipativa do conversor é apontada na Eq. (6).

$$R_{B_E} = \begin{bmatrix} R_1 & 0 & 0 & 0\\ 0 & 0 & 0 & 0\\ 0 & 0 & R_2 & 0\\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$
(5)

$$R_{B_d} = \begin{bmatrix} R_1 & 0 & 0 & 0\\ 0 & 0 & 0 & 0\\ 0 & 0 & R_2 & 0\\ 0 & 0 & 0 & G \end{bmatrix}$$
(6)

Assim sendo, pode-se obter a relação:

$$R_{B_d}\tilde{Z} = \left(R_B + R_{B_E}\right)\tilde{Z} \tag{7}$$

Consequentemente a Eq. (4) da dinâmica do erro se modificará em virtude da inserção da Eq. (7), resultando em:

$$D_B \ddot{Z} - \mu_1 J_{B_1} \tilde{Z} - \mu_2 J_{B_2} \tilde{Z} + R_{B_d} \tilde{Z} + T_B \tilde{Z} = E_B - \left[D_B \dot{Z_d} - \mu_1 J_{B_1} Z_d - \mu_2 J_{B_2} Z_d + R_B Z_d - R_{B_E} \tilde{Z} + T_B Z_d \right]$$
(8)

O ajuste de energia é obtido tomando-se:

$$E_B - \left[D_B \dot{Z}_d - \mu_1 J_{B_1} Z_d - \mu_2 J_{B_2} Z_d + R_B Z_d - R_{B_E} \tilde{Z} + T_B Z_d \right] = 0$$
(9)

Obedecendo tais circunstâncias a estabilização do erro dinâmico será:

$$D_B \tilde{Z} - \mu_1 J_{B_1} \tilde{Z} - \mu_2 J_{B_2} \tilde{Z} + R_{B_d} \tilde{Z} + T_B \tilde{Z} = 0$$
(10)

Pode-se propor uma equação para a energia desejada associada ao erro, como:

$$H_d(t) = \frac{1}{2}\tilde{Z}^T D_B \tilde{Z} > 0; \ \forall Z \neq 0$$
⁽¹¹⁾

Toma-se a Eq. (11) como candidata de Lyapunov para a equação dinâmica do erro, Eq. (10). A derivada em relação ao tempo da Eq. (11) ao longo das trajetórias da Eq. (10) resulta em:

$$\dot{H}_d(t) \le -\tilde{Z}^T R_{B_d} \tilde{Z} \le -\alpha H_d(t) < 0; \ \forall Z \neq 0$$
(12)

A constante α é estritamente positiva. A condição da Eq. (12) é satisfeita pela hipótese da Eq. (9), portanto, ao se desenvolver os produtos matriciais e realizar certas manipulações algébricas obtém-se a lei de controle das tensões nos terminais do painel e da carga, pelo modo indireto sendo conhecido o valor de *G*:

$$\begin{pmatrix}
\mu_{1} = 1 - \frac{\left[E + R_{1}(i_{1} - i_{1_{d}}) - L_{1}i_{1_{d}}^{\dagger}\right]}{v_{pv_{d}}} \\
\dot{v}_{pv_{d}} = \frac{\left[i_{pv} + (1 - \mu_{1})i_{1_{d}} - i_{2_{d}}\right]}{C_{1}} \\
\mu_{2} = 1 - \frac{\left[v_{pv_{d}} + R_{2}(i_{2} - i_{2_{d}}) - L_{2}i_{2_{d}}^{\dagger}\right]}{v_{d}} \\
\dot{v}_{d} = \frac{\left[(1 - \mu_{2})i_{2_{d}} - Gv_{d}\right]}{C_{2}}
\end{cases}$$
(13)

Considerando-se que em regime, a tensão de referência do painel fotovoltaico v_{pv_d} e a tensão imposta na carga v_d , terão variações pequenas a derivada em relação ao tempo de ambas será igual à zero. Usando esse fato na Eq. (13) e realizando algumas manipulações algébricas, é possível encontrar a relação:

$$\begin{cases} i_{1_d} = \frac{Gv_d^2}{E} - \frac{i_{pv}v_{pv_d}}{E} \\ i_{2_d} = \frac{Gv_d^2}{v_{pv_d}} \end{cases}$$
(14)

2.2 Modelagem do inversor com controle baseado em passividade

Buscando melhor simplificação do modelo, é considerada constante a tensão no barramento c.c. do inversor, ou seja, parte-se do pressuposto de que o conversor unidirecional é capaz de manter a tensão de saída constante no valor v_d . Apenas as variações de corrente no mesmo foram levadas em conta.

O modelo Euler-Lagrange do inversor monofásico é dado por:

$$v_{inv} - L_f \dot{Z}_{inv} - R_f Z_{inv} = V_{PCC}$$
⁽¹⁵⁾

Onde $Z_{inv} = i_L$.

O vetor do erro médio dinâmico é definido como $\tilde{Z}_{inv} = Z_{inv} - Z_{inv_d}$, onde $Z_{inv_d} = i_L^*$. Portanto, através da relação $Z_{inv} = \tilde{Z}_{inv} + Z_{inv_d}$ obtém-se:

V Congresso Brasileiro de Energia Solar - Recife, 31 de março a 03 de abril de 2014

$$L_f \dot{\widetilde{Z}}_{inv} + R_f \widetilde{Z}_{inv} = v_{inv} - V_{PCC} - (L_f \dot{Z}_{inv_d} + R_f Z_{inv_d})$$
(16)

Usando o controle indireto, de fórmula análoga à modelagem dos conversores, foi adicionado um termo dissipativo, que emula um resistor conectado em série com o indutor, denotado por R_{inv} .

Logo, fazendo a devida substituição, encontra-se:

$$R_{inv_d} \tilde{Z}_{inv} = (R_f + R_{inv}) \tilde{Z}_{inv} \Leftrightarrow R_f = R_{inv_d} - R_{inv}$$
⁽¹⁷⁾

Usando a Eq. (17), é possível verificar a seguinte mudança na equação da dinâmica do erro médio:

$$L_f \dot{Z}_{inv} + R_{inv_d} \tilde{Z}_{inv} = v_{inv} - V_{PCC} - (L_f \dot{Z}_{inv_d} + R_f Z_{inv_d} - R_{inv} \tilde{Z}_{inv})$$
(18)

O ajuste de energia do sistema é obtido fazendo com que a Eq. (18) seja igual à zero, logo:

$$L_f \dot{\tilde{Z}}_{inv} + R_{inv_d} \tilde{Z}_{inv} = v_{inv} - V_{PCC} - \left(L_f \dot{Z}_{inv_d} + R_f Z_{inv_d} - R_{inv} \tilde{Z}_{inv} \right) = 0$$
(19)

A energia desejada em termos do erro pode ser modelada por:

$$H_{inv_d}(t) = \frac{1}{2} L_f \tilde{Z}_{inv}^2 > 0; \ \forall Z \neq 0$$
⁽²⁰⁾

Sendo a Eq. (20) a candidata de Lyapunov para a Eq. (19), sua derivada em relação ao tempo ao longo das trajetórias da Eq. (19) será:

$$\dot{H}_{inv_d}(t) = L_f \tilde{Z}_{inv} \tilde{Z}_{inv} \leq -\alpha_{inv} H_{inv_d} < 0; \forall Z \neq 0$$
⁽²¹⁾

Onde α_{inv} é uma constante estritamente positiva.

Portanto, com o Teorema de Lyapunov satisfeito, pode-se garantir a Eq. (19). Através de algumas manipulações algébricas, encontra-se a Eq. (23), onde $G_{inv} = V_{dc}/V_{op}$.

$$v^* = \frac{V_{PCC} + \left(L_f \dot{Z}_{inv_d} + R_f Z_{inv_d} - R_{inv} \tilde{Z}_{inv}\right)}{G_{inv}}$$
(22)

3. METODOLOGIA

As simulações referentes ao sistema foram realizadas em ambiente *Matlab/Simulink*, a fim de avaliar o uso do controle baseado em passividade. Com o intuito de eliminar os erros em regime permanente, provenientes das perdas nos dispositivos semicondutores ou ainda de perturbações na carga, é utilizada uma ação integral proposta por (Leyva, et al., 2006).

As novas razões cíclicas dos conversores bidirecional e unidirecional serão dadas pela Eq. (23) e Eq. (24), nesta ordem. As constantes K_{i_1} e K_{i_2} são parâmetros do controlador e devem ser estritamente positivas.

$$\mu_{int_1} = \mu_1 - K_{i_1} \int_0^t (v_{pv} - v_{pv_d}) dt$$
(23)

$$\mu_{int_2} = \mu_2 - K_{i_2} \int_0^t (v - v_d) dt$$
(24)

Foram utilizados dois *strings* conectados em paralelo. Cada *string* consistia em dez painéis fotovoltaicos conectados em série, modelo KD135SX-UPU da empresa *Kyocera*, cujos parâmetros estão dispostos na Tab. 1. As especificações elétricas dos conversores *boost* bidirecional e *boost* unidirecional estão devidamente descritas na Tab. 2.

Faz-se necessário obter a corrente de referência do inversor em fase com a tensão da rede. Para isso é usado um PLL de fase única baseado em um integrador generalizado de segunda ordem (SOGI), proposto por (Cioboratu, et al., 2006). O SOGI, como o apresentado no trabalho (Almeida, 2011), tem a função de filtrar distorções provenientes da tensão no PCC, garantindo que elas não influenciem na corrente de referência. Nas simulações foi utilizado o modelo de PLL e SOGI descritos no trabalho de (Cupertino, et al., 2012). Os parâmetros do inversor monofásico estão relacionados na Tab. 3.

Painel Fotovoltaico		
Potência Máxima - P _{maxe}	135 W	
Corrente de Circuito Aberto - Iocn	8,37 A	
Tensão de Curto-circuito - V _{ocn}	22,1 V	
Corrente de Máxima Potência - Imp	7,63 A	
Tensão de Máxima Potência - V _{mp}	17,7 V	
Coeficiente de Temperatura da Corrente - k_i	-80 mV/K	
Coeficiente de Temperatura da Tensão - k_v	5,02 mA/K	
Número de Células em Série - N _s	36	
Radiação Nominal - G_n	$1000 W/m^2$	
Temperatura de Nominal de Operação - T_n	298,15 K	

Tabela 1 - Especificações elétricas do painel fotovoltaico.

Tabela 2 - Especificações elétricas do Conversor Boost Bidirecional e Unidirecional.

Conversor Boost Bidirecional		Conversor Boost Unidirecional	
Indutor - L_1	8,0 mH	Indutor - L ₂	8,0 <i>mH</i>
Capacitor na Bateria - C_b	10,0 <i>mF</i>	Capacitor - C_u	10,0 <i>mF</i>
Capacitor no Painel - C_p	10,0 <i>mF</i>	Resistência do Indutor - R_{L_2}	0,1 Ω
Resistência do Indutor - R_{L_1}	0,1 Ω	Resistência do Capacitor - R_{c_2}	0,05 Ω
Resistência dos Capacitores - R_{C_1}	0,05 Ω	Frequência de Chaveamento - \overline{F}_{s_2}	2 kHz
Frequência de Chaveamento - F_{s_1}	2 kHz	Tensão de Entrada - V _{in2}	177 V
Tensão de Entrada - V_{in_1}	120 V	Tensão de Saída - V_{out_2}	300 V
Tensão de Saída - V _{out1}	177 V		

Tabela 3 - Especificações elétricas do Inversor.

Inversor monofásico		
Tensão no Barramento CC - V _{dc}	300 V	
Tensão RMS da Rede - V _r	127 V	
Magnitude da onda portadora - V _{op}	5 V	
Indutor do Filtro - L_f	7,3 mH	
Resistência do Filtro - R _f	0,1 Ω	
Indutor da Rede - L_r	16,84 μH	
Resistência da Rede - R _r	10,6 μΩ	
Potência Nominal - P _n	900 W	

Como unidade de armazenamento foi utilizado um de banco de baterias de Níquel Metal Hidreto, com especificações enunciadas na Tab. 4. O modelo utilizado para as simulações é o existente na biblioteca *SimPowerSystems* do *Simulink*.

Tabela 4 - Especificações elétricas do banco de baterias.

Banco de Baterias (Níquel-Metal-Hidreto)		
Tensão Nominal	120 V	
Capacidade Nominal	100 Ah	
Estado Inicial de Carga	50 %	
Capacidade Máxima	107,69 Ah	
Tensão Totalmente Carregada	141,35 V	
Corrente Nominal de Descarga	20 A	
Resistência Interna	0,012 Ω	

4. **RESULTADOS**

Nas simulações foi analisada a geração de energia em um cenário com a tarifa branca. Assim foi priorizado o armazenamento de energia no horário fora de ponta, e a injeção da energia armazenada no horário de ponta. A Fig. 3

exibe o perfil de radiação, com degraus, seguido de uma radiação constante, com uma redução para zero da radiação, representando o período noturno. No instante 3,5 segundos é definido o início do horário de ponta, neste instante o inversor começa a injetar corrente na rede para suprir toda a carga.

Durante a variação de radiação ocorrem sucessivos aumentos de tensão na saída do arranjo de painéis, devido ao algoritmo de máxima potência, conforme pode ser observado no topo da Fig. 4. É possível observar também transitórios de tensão, e uma oscilação quando o sistema opera na condição nominal. Com o início do horário de ponta, em 3,5 segundos, as oscilações são reduzidas. Já na base da Fig. 4, é exibida a corrente na bateria, que pode ser divididas em duas partes antes do horário de ponta e depois do horário de ponta. Após o instante 4,5 segundos a bateria continua sendo carregada, e após esse tempo, com a inexistência de radiação, a bateria passa a fornecer energia para a carga.



Figura 3 - Perfil de radiação simulado (topo) e corrente injetada pelo inversor (base).



Figura 4 - Tensão na saída do arranjo fotovoltaico (topo), tensão na entrada do inversor (meio) e corrente na bateria (base).

A Fig. 5 exibe o fluxo de potência do sistema. No topo da figura é exibida a curva de potência produzida pelo sistema solar, que é proporcional à radiação. No primeiro meio é exposto o fluxo de potência na bateria, mostrando os momentos em que a bateria é carregada e a utilização da energia no horário de pico. Um comportamento semelhante é observado no segundo meio onde é exibida a potência injetada pelo sistema fotovoltaico mais armazenamento na rede. O perfil de potência consumida pela carga é exibido no terceiro meio e a potência consumida da rede na base da Fig. 5.



Figura 5 - Potência produzida pelo sistema solar (topo), fluxo de potência na bateria (meio 1) potência injetada pelo sistema fotovoltaico mais armazenamento na rede (meio 2), potência consumida pela carga (meio 3) e potência consumida da rede (base).

5. CONCLUSÃO

Diante dos resultados obtidos, é certo afirmar que a técnica não linear de controle empregada neste trabalho pode ser usada em sistemas fotovoltaicos com unidade de armazenamento. Foi perceptível sua robustez, tendo em vista a magnitude das variações impostas na potência gerada pelo painel e na potência consumida pela carga. Além disso, o painel conseguiu trabalhar na região de máxima potência e a tensão no barramento c.c. do inversor foi mantida no valor de referência.

Através do sistema proposto foi possível utilizar a energia armazenada no banco de baterias nos horários de pico, em que a tarifa cobrada pelo consumo é mais alta. Já nos horários fora de ponta, de tarifa menor, o painel foi capaz de carregar o banco de baterias, enquanto a potência proveniente da rede alimentava a carga. Daí a importância do sistema, que além de utilizar uma fonte alternativa, propicia economia no valor pago pela energia consumida.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao CNPq, CAPES e FAPEMIG pelo apoio financeiro.

REFERÊNCIAS

- A Grid-Connected Photovoltaic System with a Maximum Power Point Tracker using Passivity-Based Control applied in a Boost Converter. Cupertino, Allan Fagner, et al. 2012. Fortaleza : s.n., November de 2012, INDUSCON.
- A new single-phase PLL structure base on second order generalized integrator. Cioboratu, Mihai, Teodorescu, Remus e Blaabjerg, Frede. 2006. 2006, PESC.
- Almeida, Pedro Machado de. 2011. Modelagem e Controle de Conversores Estáticos Fonte de Tensão utilizados em Sistemas de Geração Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica de Distribuição. UFJF. Juiz de Fora : s.n., 2011. p. 190. Master thesis.
- An experimental comparison of several non linear controllers for power converters. Escobar, G, et al. 1997. Fevereiro de 1997, Control Systems Magazine.
- ANEEL. [Online] Agência Nacional de Energia elétrica. [Citado em: 26 de 11 de 2013.] http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=781&idPerfil=4.
- Brito, Erick Matheus da Silva, et al. 2012. Comparison of Solar Panel Models for Grid Integration Studies. Institute of Electricaland Electronics Engineers. Novembro de 2012, pp. 1-8.
- Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays. Villalva, Marcelo Gradella, Gazoli, Jonas Rafael e Filho, Ernesto Ruppert. 2009. 1, Maio de 2009, IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 24, pp. 1198-1208.
- Evaluating the Effect of the White Tariff on a Distribution Expansion Project in Brazil. Bueno, Eduardo A. B., Utubey, Wadaed e Hostt, Rodrigo R. 2013. São Paulo : s.n., 2013. Innovative Smart Grid Technologies Latin America.

- Generalized System Design & Analysis of PWM based Power Electronic Converters. Ponnaluri, S, Krishnamurthy, V e Kanetkar, V. 2000. 2000, Industry Applications Conference, Vol. 3, pp. 1972-1979.
- Impact of New Policies of Microgeneration and Electricity Tariff for Residential Consumers in LV Network. Santos, L. L. C., Bernardon, D. P. e Abaide, A. R. 2013. São Paulo : s.n., 2013. Innovative Smart Grid Technologies Latin America.
- Ortega, Romeo, et al. 1998. Passivity based Control of Euler Lagrange Systems: Mechanical, Electrical and Electromechanical Applications. s.l.: Springer-Verlag, 1998.
- Passivity-based integral control of a boost converter for large-signal stability. Leyva, R, et al. 2006. Março de 2006, IEE Proceedings. Control Theory and Applications, Vol. 153, pp. 139-146.
- Rodríguez, P., et al. 2006. New Positive-sequence Voltage Detector for Grid Synchronization of Power Converters under Faulty Grid Conditions. Proceedings of Power Electronics. June de 2006, pp. 1 7.
- Smart Grid and the Challenges of the Application of an Hourly Rate for Residential Consumer in Brazil. Figueiró, I.C., Abaide, A.R. e Bernardon, D.P. . 2013. São Paulo : s.n., 2013. Innovative Smart Grid Technologies Latin America.
- Teodorescu, R, Liserre, M e Rodríguez, Pedro. 2011. Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems. s.l. : John Wiley and Sons, 2011.
- Time-of-Use Tariffs in Brazil: Design and Implementation Issues. Ferreira, R. S., et al. 2013. São Paulo : s.n., 2013. Innovative Smart Grid Technologies Latin America.
- Villalva, Marcelo Gradella. 2012. Conversor Eletrônico de Potência Trifásio para Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica. Universidade Estadual de Campinas. Campinas : s.n., 2012. p. 292. Tese de Doutorado.

USE OF PASSIVITY-BASED CONTROL IN PHOTOVOLTAIC SYSTEMS WITH STORAGE

Abstract. This work proposes the use of passivity-based control in a photovoltaic system connected to the grid with energy storage unit. It is used two boost converters: the bidirectional acts as Maximum Power Point Tracker (MPPT), controlling power flow between the battery bank and the others components, and the unidirectional topology maintains the voltage at the inverter DC bus in the determined value. The single-phase inverter connects the system to the grid. Simulation results show that the passivity-based control allows the panel to work in the maximum power point and has a good rejection of disturbances related to the current injection of the inverter in the grid.

Key words: Passivity-based control, Photovoltaic system connected to the grid, Maximum power point tracker, Photovoltaic panel, Battery bank.