

ESTRATÉGIAS DE CONTROLE APLICADAS A SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM BATERIAS CONECTADOS A REDE ELÉTRICA

TÚLIO ALBUQUERQUE DIAS¹; MAURÍCIO BELTRÃO DE ROSSITER CORRÊA²; MONTIÊ ALVES VITORINO²; DIEGO A. ACEVEDO BUENO¹; EDISON R. CABRAL DA SILVA²

Laboratório de Eletrônica Industrial e Acionamento de Máquinas

¹ *Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPgEE/COPELE – UFCG*

² *Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande
Campina Grande, Paraíba, Brasil*

E-mails: tulio.dias@ee.ufcg.edu.br, mbrcorrea@dee.ufcg.edu.br,
vitorino@dee.ufcg.edu.br, diego.bueno@ee.ufcg.edu.br, edison@dee.ufcg.edu.br

Abstract— The increasing integration of photovoltaic generation in the electrical system tends to create instability in the distribution system at low voltage due to elevation and power variation into the grid. Thus PV systems combined with storages elements of power become a viable alternative to control the power injected into the grid, very sensitive to temperature and solar irradiation. This article discusses the strategies of control of photovoltaic generation system associated with storages elements of energy to reduce the instability of the power generated by these generators at high levels. For this are discussed strategies to control photovoltaic generation system associated with the load control and discharge of the battery bank. Simulations with variations of the irradiation profile from actual data are used to validate control strategies as well as experimental results in order to verify the effectiveness of control strategies.

Keywords— Photovoltaic system, energy storages, distributed generation, power control.

Resumo— A inserção cada vez maior da geração fotovoltaica (FV) no sistema elétrico tende a gerar instabilidade no sistema de distribuição em baixa tensão devido à elevação e variação da potência injetada na rede. Dessa forma os sistemas FVs combinados com elementos armazenadores de energia se tomam uma alternativa viável para controlar a potência injetada na rede elétrica, bastante sensível à temperatura e a irradiação solar. Este artigo propõe uma abordagem sobre as estratégias de controle do sistema de geração FV associado a elementos armazenadores de energia para reduzir a instabilidade da potência injetada na rede por estes geradores. Para isto são discutidas estratégias de controle do sistema de geração FV associadas ao controle de carga e descarga do banco de baterias. Simulações com variações do perfil de irradiação a partir de dados reais são utilizados para validar as estratégias de controle bem como resultados experimentais a fim de verificar a eficiência das estratégias de controle.

Palavras-chave— Sistema fotovoltaico, armazenadores de energia, geração distribuída, controle de potência.

1 Introdução

A penetração da energia fotovoltaica (FV) em redes de distribuição está aumentando rapidamente no mundo todo passando de 1,3 GW em 2000 para 139 GW ao final de 2013, destacando-se um rápido desenvolvimento do mercado asiático, liderado pela China (European Photovoltaic Industry Association, 2014). No caso do Brasil, o governo vem incentivando a inserção de sistemas de geração FV. No entanto, devido à natureza intermitente da geração fotovoltaica, o sistema opera em uma condição de estresse pela contínua flutuação de potência inserida por estas fontes renováveis. Por isto, existe uma grande preocupação por parte do operador nacional e das concessionárias de energia em garantir a confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico (Chagas and Souza, 2015).

Assim, surge como alternativa promissora a utilização de elementos armazenadores de energia para regular a potência injetada na rede, estabilizando o fluxo de potência da geração FV (Wang et al., 2015). Esses elementos representam quase 15% dos custos iniciais de instalação, porém podem ser maiores no caso de ser necessária uma substituição prematura quando não seguidas as recomendações do fabricante no seu carregamento e descarregamento (Perez et al., 2015).

Seguindo esta abordagem, este artigo propõe uma estratégia de controle do sistema de geração FV associada ao controle de carga e descarga do banco de baterias para a eliminação de flutuações de potência na rede, permitindo melhorar a qualidade de energia numa situação em que ocorra elevada penetração de geração FV.

O artigo está estruturado da seguinte forma. A seção II descreve o modelo do sistema FV com baterias conectados à rede elétrica. A seção III apresenta a estratégia de controle aplicada ao sistema. Os resultados obtidos em simulação e experimentais do sistema proposto são apresentados na Seção IV. As conclusões do estudo são apresentadas na seção V.

2 Modelo do sistema

O sistema de geração FV é constituído por painéis fotovoltaicos e um conversor *cc-cc* boost conectado ao barramento *cc* do inversor. O sistema de armazenamento é composto por um banco de baterias e um conversor *buck-boost* bidirecional, que também é conectado ao mesmo barramento. Assim, este conversor fornece energia para a bateria (*buck*) ou retira energia da bateria (*boost*) (Zhang et al., 2008). Todo sistema é conectado a rede através de um filtro LCL e um transformador elevador (1:2) como descrito na Fig. 1. A potência nominal do sistema é 2 kW.

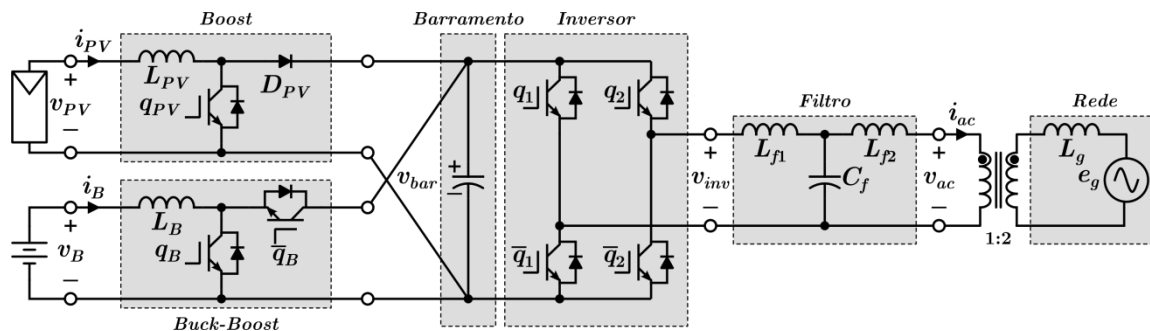


Figura 1. Topologia do sistema fotovoltaico com bateria conectado a rede elétrica.

Tabela I: Especificações do painel KC 120TM	
Especificação	KC 120TM
P_{MPP} (W)	120 W
V_{MPP} (V)	16,9 V
I_{MPP} (A)	7,1 A
V_{OC} (V)	21,5 V

2.1 Modelo dos painéis e do banco de baterias

Neste trabalho, adotou-se o modelo de diodo único para o painel FV, que está composto por uma fonte de corrente, um diodo, e duas resistências internas, uma em série e outra em paralelo (Ding et al., 2010). O sistema FV contém dois arranjos conectados em paralelo com oito painéis KC 120TM cada, conectados gerando uma potência máxima de 2 kW. A especificação desses painéis mostra-se na Tabela I.

O modelo do banco bateria é obtido da biblioteca SimPowerSystems do software MATLAB, com parâmetros da bateria chumbo-ácido e será usado para simular o banco de baterias do sistema. O detalhamento do modelo da bateria é descrito em (Tremblay and Dessaint, 2009). Devido à natureza intermitente da produção de energia solar, as baterias de chumbo-ácido costumam ser usadas em aplicações envolvendo microgeração, pois suportam elevadas variações de carga e descarga. A bateria chumbo-ácido foi modelada com a escolha adequada dos parâmetros de profundidade de descarga. Os limites de carregamento para a bateria foi fixada em: 20% e 80% do estado de carregamento (SOC, do inglês *State of Charge*). O perfil de carga e descarga da bateria foi estabelecido segundo o modelo analítico dado por (1) e (2) (Tremblay and Dessaint, 2009).

$$V_{bat} = V_0 - Ri - \left[K \frac{Q}{i_t - 0,1Q} \right] i^* - \left[K \frac{Q}{Q - i_t} \right] i_t + e^t \quad (1)$$

$$V_{bat} = V_0 - Ri - \left[K \frac{Q}{i_t - 0,1Q} \right] (i_t - i^*) + e^t \quad (2)$$

onde, V_{bat} representa a tensão da bateria, V_0 é a constante da tensão da bateria, K é a constante de polarização dada em (V/Ah) ou resistência de polarização dada em Ohms, Q é a capacidade da bateria dada em (Ah), i_t é a carga atual da bateria em (Ah), R é a re-

sistência interna, i é a corrente da bateria (A), i^* é corrente filtrada (A).

Tabela II: Especificações do banco de baterias

Especificações	Valor
Tensão Nominal (V)	60
Capacidade Nominal (Ah)	60
Estágio Inicial de Carga (%)	50
Tensão em Carga Completa (V)	74
Corrente Nominal de Descarga (A)	12

Neste modelo, a expressão para a tensão de polarização e a resistência de polarização é considerada para modelar a tensão de circuito aberto da bateria de forma mais precisa. O termo dentro do primeiro colchete em (1) representa a resistência de polarização e o segundo colchete representa a tensão de polarização. O tamanho do banco de bateria foi escolhido para proporcionar o máximo de energia reservada para compensar a geração FV no caso de um pequeno ou nenhum nível de irradiação. O banco de baterias foi projetado para suprir uma potência de 2 kW durante duas horas.

A reserva da bateria é projetada para aplicações de curta duração. Dessa forma, são utilizadas no sistema cinco baterias chumbo-ácido de 12 V e 60 Ah. Os parâmetros do banco de bateria apresentam-se na Tabela II.

2.2 Caracterização do perfil de irradiação aplicado ao sistema FV

A geração FV é sensível às variações de temperatura e a irradiação solar, de modo que a passagem de nuvens sobre os painéis causa transitórios na potência gerada. Portanto, torna-se necessário caracterizar estes transitórios de potência. De acordo com (Lopes et al., 2015), a variação da geração FV é quase insignificante para dias sem nuvem e dias nublados. Os impactos são maiores nos dias considerados parcialmente nublados, que podem apresentar variações de mais de 60% da capacidade instalada. Para considerar este efeito, obteve-se o perfil de irradiação aplicado ao sistema FV para um dia parcialmente nublado como mostrado na Fig. 2 e cujos parâmetros mais relevantes são resumidos na Tabela III.

Esta caracterização será considerada no desenvolvimento da estratégia de controle para reduzir a variação da potência injetada na rede.

Tabela III: Parâmetros de caracterização do perfil de irradiação.

Parâmetro	Valor
Variação de irradiação (ΔW)	77%
Irradiação mínima ($W_{\min}$)	2,5%
Duração de rampa ($t_{\Delta W}$)	15 s
Tempo da amostra (t_{evento})	10 min

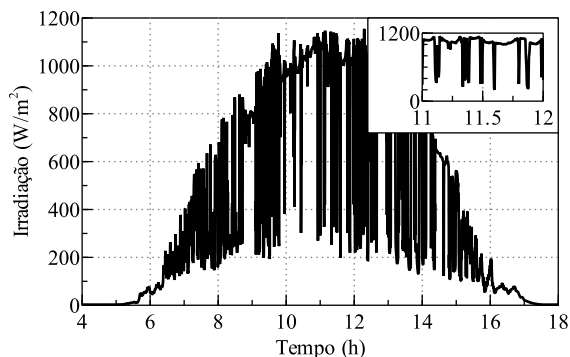


Figura 2. Perfil de irradiação

3 Estratégias de controle

3.1 Controle do Seguido de Máxima Potência

Para garantir que os painéis operem no ponto de máxima potência, mesmo com variações meteorológicas é imperativo controlar o ciclo de trabalho da chave do conversor boost. Isto é feito utilizando as técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência, também conhecida como MPPT (do inglês, *Maximum Power Point Tracker*).

Existem muitos algoritmos MPPT, dentre eles: P&O (Perturba e Observa), CV (tensão constante) e CI (Condutância Incremental). Em (Murtaza et al., 2013) e (Dash and Verma, 2014), foram realizadas varias comparações entre os principais métodos de MPPT e concluiu-se que a técnica P&O oferece alto desempenho com um numero reduzido de variáveis medidas e de fácil implementação. O fluxograma para esta técnica é observado na Fig. 3.

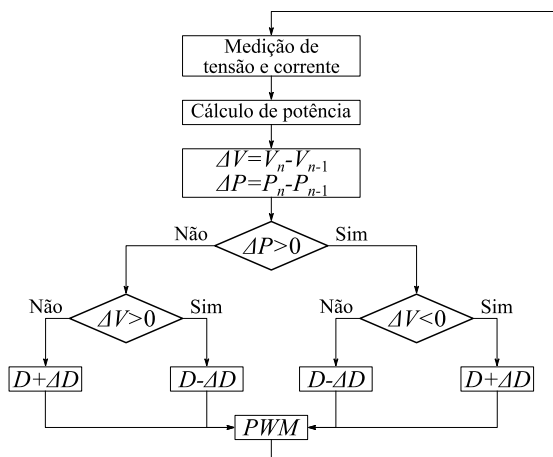


Figura 3. Fluxograma do algoritmo de MPPT P&O.

3.2 Controle do seguidor de máxima potência

De acordo com (Moreno, 2010), o carregamento das baterias é feito normalmente no referencial de tensão da bateria. Neste caso, como o banco de baterias é utilizado para reduzir os impactos da variação de potência da geração FV, a referência de tensão para o controle de carga e descarga da bateria, quando a mesma estiver carregada, será definida a partir da tensão do barramento cc. Dessa forma, o objetivo principal das estratégias de controle é a utilização do sistema de armazenamento para regular a tensão do barramento cc garantindo uma injeção de potência na rede constante. Logo, estabeleceram-se duas malhas de controle segundo o SOC do banco de baterias: se estiver carregado, o controle tem a finalidade de controlar a tensão do barramento como mostrado na Fig. 4(a); se o banco de baterias estiver descarregado, o controle será aplicado para controlar o carregamento do banco de baterias até obter 50% do SOC como ilustrado na Fig. 4(b). Cabe anotar que a malha interna de corrente é a mesma para os dois casos.

Esta malha de corrente contém restrições considerando os valores nominais de carga e descarga. Assim, o conversor buck-boost bidirecional realiza o fluxo de potência do sistema para manter o barramento cc estável em 200 V de acordo com a potência gerada no painel FV. É desejado que o fluxo de potência para rede fosse constante em 1 kW, independente das variações de geração no painel. Assim, a bateria deve complementar o suprimento de potência quando a geração FV não for suficiente. Se a geração FV for maior do que 2 kW, então a bateria absorve a potência excedente.

Para a aquisição do sinal de referência da malha de corrente para o controle da Fig. 4(b) é utilizada a malha externa da tensão do barramento cc.

3.3 Controle do inversor conectado a rede elétrica

As malhas de controle do inversor também foram definidas com base no SOC do banco de baterias, de tal forma que se o banco de baterias estiver carregado, a malha de controle do inversor é definida conforme na Fig. 5(a). No caso contrario, a malha de controle do inversor é determinada segundo a Fig. 5(b).

Para obter o referencial de corrente da malha de controle na Fig. 5(a) é utilizado o bloco C_{pot} , o qual calcula a corrente de referência i_{ca} com base na equação (2).

$$i_{ca}^* = \sqrt{2} \frac{P^*}{V} \sin(\omega t + \theta_v) - \sqrt{2} \frac{Q^*}{V} \sin(\omega t + \theta_v) \quad (2)$$

ou seja:

$$i_{ca}^* = i_{real} + i_{imag} \quad (2)$$

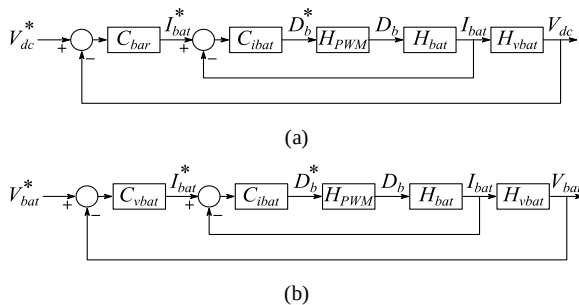


Figura 4. (a) Malha de controle de carregamento do banco de bateria. (b) Malha de controle de do barramento CC.

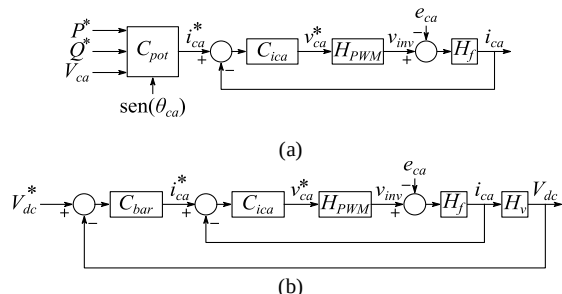


Fig. 5. (a) Malha de controle da potência injetada na rede. (b) Malha de controle da tensão do barramento.

Nas Fig. 5(a) e Fig. 5(b), observa-se que a malha interna de corrente da bateria é a mesma da malha interna do controle de corrente do inversor. Em todos os casos a implementação do controlador é feito através do controlador PI, exceto para o controle da corrente do inversor, onde foi utilizado um controlador PR, devido a sua característica senoidal (Caracas, 2013). Os parâmetros dos controladores são especificados nas Tabelas IV e V.

4 Simulação e resultados experimentais

Na Tabela VI, VII e VIII, apresentam-se os parâmetros utilizados tanto para a simulação quanto para o experimento do sistema proposto.

4.1 Análises das simulações

Na Fig. 6 e na Fig. 7, mostram-se as respostas do sistema ante mudanças na corrente da rede com irradiação quase constante durante a carga das baterias e durante uma etapa de fornecimento de energia para a rede, respectivamente. No primeiro caso, a rede entrega energia para as baterias em conjunto com os painéis. O fator de potência mantém-se unitário e a tensão do barramento é estabilizada rapidamente quando i_{ac} aumenta e diminui em 0,75 s e 1,5 s, respectivamente. A tensão do barramento mantém-se na faixa de $\pm 10\%$ do valor nominal embora a corrente de carga quase triplica.

Tabela IV. Ganho dos controladores 4(a) e 4(b).

Controlador	K_p	K_i
C_{ibat}	13,3	583,33
C_{vbat}	1,38	260,55
C_{bar}	0,10	3,41

Tabela IV. Ganho dos controladores 5(a) e 5(b).

Controlador	K_p	K_i
C_{ica}	15	150
C_{bar}	0,10	3,41

Tabela VI. Parâmetros do conversor boost do FV

Parâmetro	Valor
Indutância do Indutor (mH)	7,0
Resistência do Indutor (Ω)	0,3
Capacitor de Entrada (μF)	47
Frequência de Chaveamento (kHz)	10

Tabela VII. Parâmetros do conversor buckboost do FV.

Parâmetro	Valor
Indutância do Indutor (mH)	8,6
Resistência do Indutor (Ω)	0,45
Capacitor de Entrada (μF)	440
Frequência de Chaveamento (kHz)	10

Tabela VII. Parâmetros do inversor e filtro LCL.

Parâmetro	Valor
Frequência de chaveamento (kHz)	10
Indutância do indutor L_{f1} (mH)	2,5
Indutância do indutor L_{f2} (mH)	0,5
Capacitor C_f (μF)	10

A partir da caracterização do perfil de irradiação aplicado ao sistema FV foi gerada uma amostra representativa de 4 s para avaliar o desempenho dos controladores em condições de carga constante como mostrado na Fig. 8. Assim, comprovou-se que a referência fixada pelo algoritmo MPPT é rastreada efetivamente e que a energia dos painéis é fornecida à rede e/ou à bateria quando disponível. No caso de ser insuficiente, a bateria entrega o restante para não perturbar à rede.

4.2 Análises dos resultados experimentais

O sistema proposto implementou-se usando IGBTs SKM 50GB12T4 e diodos SKKD 60F da SEMIKRON. As estratégias de controle programaram-se em um DSP TMS320F28335 usando a transformada bilinear (Tustin) para a discretização dos controladores.

Devido às limitações na quantidade de baterias e considerando um ganho de tensão razoável das etapas cc, optou-se por usar um transformador elevador (1:2). Além disso, a inserção deste transformador fornece isolamento galvânico e permite desprezar os efeitos das componentes de modo comum.

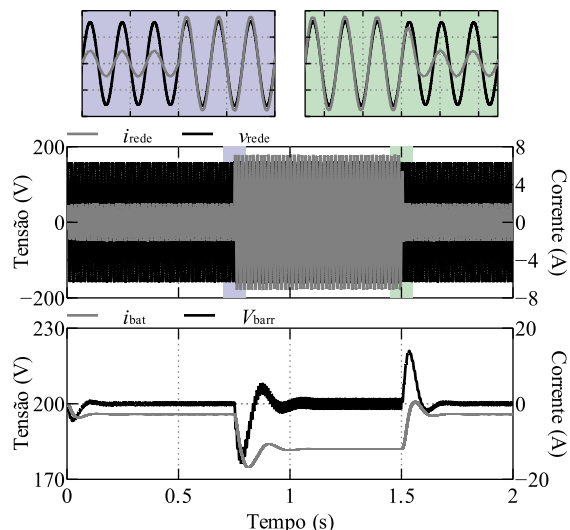


Figura 6. Resultados de simulação para mudanças da corrente de carga durante a carga das baterias.

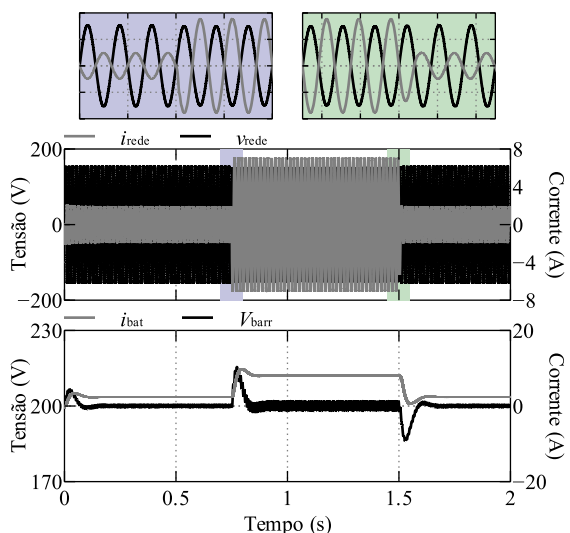


Figura 7. Resultados de simulação para mudanças da corrente de carga quando o sistema fornece para a rede.

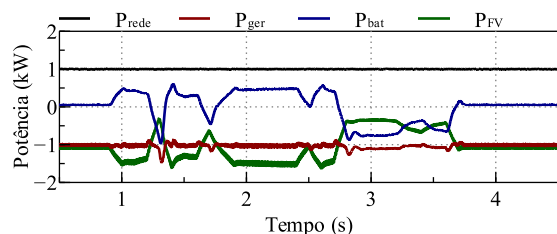


Figura 8. Balanço de potência no sistema com a aplicação do perfil de irradiação para carga constante.

Na Fig. 9, observa-se a resposta do sistema a um degrau (incremento) na corrente de carga. A tensão do barramento foi controlada adequadamente e sua variação esteve dentro da faixa de $\pm 10\%$ do valor de referência.

O PLL e o controlador PR mantiveram a corrente da rede em fase e regulada corretamente durante toda a transição, ou seja, menos de um ciclo de rede como descrito no quadro de detalhamento.

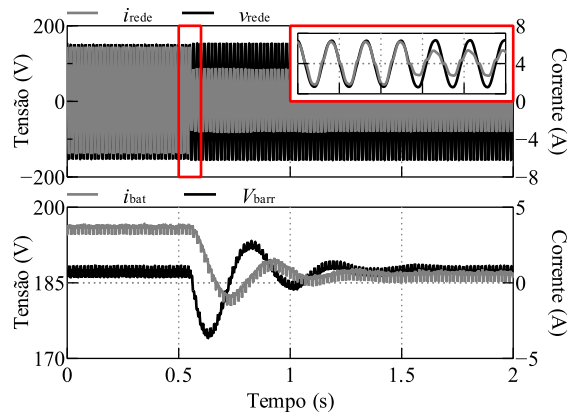


Figura 9. Resultado experimental para diminuição na corrente de carga durante a carga das baterias.

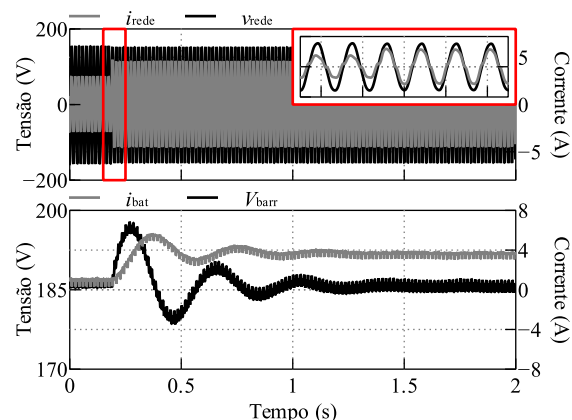


Figura 10. Resultado experimental para aumento na corrente de carga durante a carga das baterias.

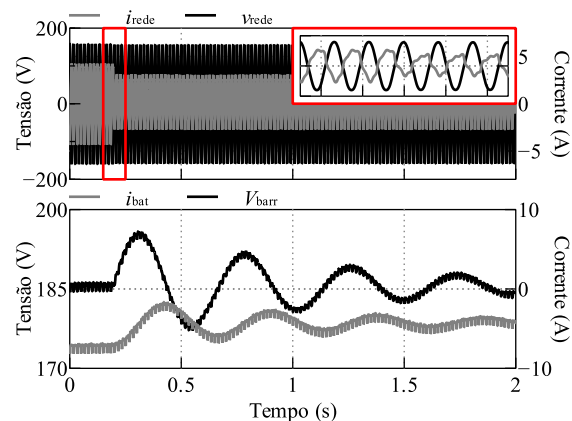


Figura 11. Resultado experimental para diminuição na corrente de carga quando o sistema fornece para a rede.

Na Fig. 10, mostra-se a resposta a um degrau (redução) na corrente de carga. Da mesma maneira, que no caso anterior a estratégia de controle atuou de tal forma que permitiu regular a tensão no barramento e as baterias carregaram-se mais lentamente devido à corrente menor. O tempo de resposta da corrente de rede foi menor de um ciclo como no caso anterior.

Na Fig. 11, apresentaram-se os mesmos sinais que nos casos anteriores considerando o caso em que o banco de baterias fornece para a rede. Em 0,25 s, um degrau (redução) na corrente de carga foi aplicado, a corrente da bateria diminuiu em amplitude como

esperado enquanto a tensão do barramento foi regulada corretamente.

Embora, a resposta em geral foi aceitável, percebeu-se que a corrente da rede possui alguma distorção quando é baixa. Além disso, constatou-se que os tempos de resposta da simulação e do experimento não se correspondem entre eles, o qual pode-se dever a algumas não linearidades nos núcleos dos indutores escolhidos.

5 Conclusão

Uma estratégia de controle para um sistema de geração fotovoltaico com baterias conectado à rede apresentou-se. O fluxo de potência regulou-se adequadamente em função da potência disponível nos painéis e do estado de carga do banco de baterias. Dessa maneira, comprovou-se que as quedas de potência entregues à rede ante as mudanças significativas da irradiação foram mitigadas mediante a utilização do banco de baterias e o adequado projeto dos controladores.

Nos casos de variações da corrente de carga, a estratégia de controle mantém equilibrada a tensão do barramento CC com tempos de resposta aceitáveis dentro de uma faixa de $\pm 10\%$ do valor de referência.

Agradecimentos

Os autores agradecem a CAPES e ao CNPq pelo apoio financeiro que tornou possível a realização deste trabalho.

Referências Bibliográficas

- Caracas, J.V.M. (2013). Avaliação Das Estratégias de Controle E Projeto de Inversores Para Conexão de Fontes Fotovoltaicas À Rede CA, Universidade Federal do Maranhão.
- Chagas, A.G. and Souza, A.C.Z. de. (2015). “Avaliação da Estabilidade de Sistemas de Distribuição Considerando a Presença de Elevada Penetração de Geração Distribuída”, Anais Da XI Conferência Brasileira Sobre Qualidade de Energia Elétrica, 2015.
- Dash, S.K. and Verma, D. (2014). “Comparative Analysis of Maximum Power Point (MPP) Tracking Techniques for Solar PV Application using MATLAB Simulink”, Recent Advances and Innovations in Engineering (ICRAIE), 2014, pp. 1–7.
- Ding, F., Li, P., Huang, B., Gao, F., Ding, C. and Wang, C. (2010). “Modeling and simulation of grid-connected hybrid photovoltaic-battery distributed generation system”, CIED 2010 Proceedings, pp. 1–10.
- European Photovoltaic Industry Association. (2014). Global Market Outlook for Photovoltaics 2014–2018, Brussels, Belgium.
- Lopes, M.G., Ferreira, T.S.D., Trindade, F.C.L. and Freitas, W. (2015). “Análise dos Impactos Técnicos Resultantes da Intermittência de Geração de Sistemas Fotovoltaicos na Qualidade da Tensão”, Anais Da XI Conferência Brasileira Sobre Qualidade de Energia Elétrica, 2015.
- Moreno, R.M.M. (2010). Estudo de Técnicas de Controle de Fluxo de Potência E de Gerenciamento de Ilhamento Em Sistemas de Geração Distribuída Com Interfaces Eletrônicas de Potência Para Conexão Com a Rede Elétrica, Universidade Estadual de Campinas.
- Murtaza, A.F., Sher, H.A., Chiaberge, M., Boero, D., De Giuseppe, M. and Addoweesh, K.E. (2013). “Comparative analysis of maximum power point tracking techniques for PV applications”, Multi Topic Conference (INMIC), 2013 16th International, pp. 83–88.
- Perez, F., Souza, P.V.G., Filho, H.K.R., Bonatto, B.D., Motoki, É. and Ribeiro, P.F. (2015). “Simulação Computacional de Sistemas Fotovoltaicos com Armazenadores de Energia Integrados em Redes Elétricas Inteligentes”, Anais Da XI Conferência Brasileira Sobre Qualidade de Energia Elétrica, 2015.
- Tremblay, O. and Dessaint, L.A. (2009). “Experimental validation of a battery dynamic model for EV applications”, World Electric Vehicle Journal, Vol. 3 No. 1, pp. 289–298.
- Wang, Y., Tan, K., Peng, X. and So, P. (2015). “Coordinated Control of Distributed Energy Storage Systems for Voltage Regulation in Distribution Networks”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 31 No. 3, pp. 1132–1141.
- Zhang, J., Lai, J.S. and Yu, W. (2008). “Bidirectional DC-DC converter modeling and unified controller with digital implementation”, Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2008. APEC 2008. Twenty-Third Annual IEEE, Vol. 2, pp. 1747–1753.