

SIMULAÇÃO CHIL DO COMPORTAMENTO DE UMA MICRORREDE CC CONTROLADA POR DROOP ADAPTATIVO DE TENSÃO

RODRIGO A. F. FERREIRA*, PEDRO G. BARBOSA†

* Núcleo de Eletrônica e Automação
Instituto Federal do Sudeste de Minas Gerais
Juiz de Fora, Minas Gerais, Brasil

† Núcleo de Automação e Eletrônica de Potência
Universidade Federal de Juiz de Fora
Juiz de Fora, Minas Gerais, Brasil

Emails: rodrigo.ferreira@ifsudestemg.edu.br, pedro.gomes@ufjf.edu.br

Abstract— This work presents an analysis of the behavior of a DC microgrid over a day of operation for different meteorological conditions. Using the voltage droop control methodology, the main objective is to maintain the voltage level of the DC main bus close to 380 V. A grid-connected 10 kW DC microgrid containing photovoltaic arrays and a battery bank, sized to meet a portion of electronic and lighting loads of the Federal Institute of Education, Science and Technology - Campus Juiz de Fora, is modeled and simulated in real time using the concept of CHIL simulation RTDS[®]. Experimental results using external controllers as hardware under test are used to analyze system behavior under different conditions and to validate the proposed methodology.

Keywords— Static converters, Nonlinear Control, Distributed Generation, Hardware-in-Loop, Real Time Simulation.

Resumo— Neste trabalho é analisado o comportamento de uma microrrede CC ao longo de um dia de operação para diferentes condições meteorológicas. Utilizando a metodologia de controle por *droop* de tensão, o objetivo principal é manter o nível de tensão do barramento principal próximo a 380 V. Uma microrrede CC de 10 kW conectada à rede CA e composta por arranjos fotovoltaicos e um banco de baterias, dimensionada para atender uma parcela das cargas eletrônicas e de iluminação do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia - Campus Juiz de Fora, é modelada e simulada em tempo real utilizando o conceito de simulação CHIL em RTDS[®]. Resultados experimentais utilizando controladores externos como dispositivos em teste são utilizados para analisar o comportamento do sistema em diferentes condições e para validação da metodologia proposta.

Palavras-chave— Conversores Estáticos, Controle Não-Linear, Geração Distribuída, Hardware-em-Loop, Simulação em Tempo Real.

1 Introdução

O conceito de Microrredes (MR) se baseia na conexão de grupos de fontes de geração distribuída (GD), grupos de cargas e uma estrutura de controle eficiente e robusto, operando em níveis de média e baixa tensão em uma região (Savage et al., 2010).

O conceito de microrredes foi concebido, inicialmente, para operação em corrente alternada, uma vez que a grande maioria dos sistemas elétricos de potência (SEP) operam em CA. Adicionalmente, a aplicação de MR em CA é vantajosa no que diz respeito à transformação dos níveis de tensão.

No entanto, com a expansão do mercado de fontes renováveis e de dispositivos eletrônicos, têm-se observado uma quebra de paradigma. Fontes renováveis de energia como fotovoltaica e células a combustível, bem como os sistemas de armazenamento de energia (SAE), podem ser integrados utilizando sistemas em CC. Deste modo, eliminam-se estágios de conversão e obtêm-se uma redução nas perdas entre 2,5% e 10% (Hammerstrom, 2007).

A qualidade de energia elétrica também pode ser melhorada através de microrredes em corrente

contínua. Considerando que a conversão CA-CC é uma importante fonte de harmônicos, com a utilização de um único inversor de interface, ao invés de diversos conversores CA-CC-CA que alimentam determinados tipos de cargas, obtém-se uma melhor filtragem, limitando tais harmônicos (Waeckerlé, 2011). As perdas CC nos condutores são menores que as perdas CA, devido à ausência do efeito pelicular e do fluxo potência reativa em redes CC (Saedifard et al., 2010). Por fim, salienta-se que o controle de tensão em corrente contínua é muito mais simples, já que basta que o fluxo de potência ativa seja controlado.

O diagrama unifilar da microrrede CC proposta é mostrada na Figura 1.

Existem diversos métodos para realização do controle de tensão em microrredes CC. Intrinsecamente, isto é realizado a partir do controle dos diversos de conversores de potência que operam em paralelo. Basicamente, estes métodos podem ser classificados em dois grandes grupos (Moussaoui et al., 1996), (Luo et al., 1999), (Karlsson, 2002), (Schonberger, 2006): (i) Mestre-escravo e (ii) *Droop* de tensão. O controle mestre-escravo depende de um sistema de comunicação robusto e eficiente entre os conversores. O método de controle por *droop* de tensão não exige a necessidade

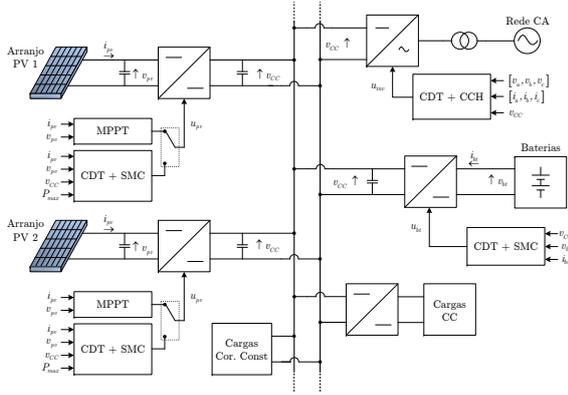


Figura 1: Topologia da microrrede CC estudada.

de comunicação entre os conversores, resultando em um aumento na confiabilidade do sistema.

Usualmente, a metodologia de controle por *droop* de tensão se baseia na utilização de controladores lineares, na malha externa, e por histerese para regulação da corrente na malha interna. No entanto, para determinadas aplicações, os controladores lineares se tornam menos robustos frente à perturbações no sistema o que implica no desenvolvimento de metodologias de controle que incluam a natureza não-linear dos conversores eletrônicos de potência de modo a melhorar o comportamento destes equipamentos (Ferreira et al., 2012).

Na aplicação de controle linear clássico para conversores, diagramas de Bode e alocação de zeros e pólos utilizando o método do lugar das raízes são, normalmente, os métodos adequados para avaliar o desempenho do sistema e estabilidade (Silva and Pinto, 2006). Apesar de a teoria de controle de sistemas lineares ser bem definida, o projeto de controladores lineares exige etapas adicionais para linearização do modelo sobre um ponto de funcionamento desejado, podendo levar o sistema à instabilidade e caso de transitórios de grande amplitude (Tan et al., 2011), (Banerjee and Verghese, 2001).

Levando em conta o exposto, o presente trabalho propõe uma metodologia que realize o controle utilizando *droop* adaptativo de tensão associado à técnica de controle por modos deslizantes. A metodologia proposta possibilita:

- A definição autônoma da contribuição de cada fonte de GD para o fornecimento da potência global.
- A adaptação da característica de *droop* para as fontes renováveis, respeitando os limites dinâmicos de potência.
- O controle do fluxo de potência bidirecional nos SAE em função do estado de carga.
- Melhor regulação e desempenho dinâmico do ponto de vista da análise para grandes sinais.

- Baixa sensibilidade à variações paramétricas.

Por se tratar de um sistema de elevada complexidade, a implementação física da microrrede se mostrou inviável do ponto de vista financeiro e técnico. Uma alternativa à implementação experimental é a utilização de simulação em tempo real com *control-hardware-in-loop* (CHIL). Simulações CHIL se caracterizam por envolver um sistema modelado em um simulador em tempo real e um controlador externo, geralmente um DSP e comumente denominado *hardware-under-test* (HUT). Deste modo, os sinais associados a este tipo de simulação são de baixa amplitude, com tensões entre $\pm 10 V$ e correntes menores que $50 mA$ (Ren, 2007). Além disso, se caracterizam pela não necessidade de se utilizar componentes de interface adicionais.

Na seção seguinte são apresentadas as características gerais da metodologia utilizada.

2 Metodologia

O controle por *droop* adaptativo de tensão tem por objetivo permitir a variação da característica de *droop* em função de comportamentos dos arranjos fotovoltaicos, estado de carga do banco de baterias e disponibilidade da rede CA. Nesta seção serão apresentados alguns detalhes do método proposto, bem como a estrutura de simulação CHIL utilizada para validação do sistema de controle.

2.1 Controle por *droop* adaptativo

A definição da parcela com a qual cada fonte ou SAE deve contribuir para o fornecimento total de potência na microrrede pode ser definida de acordo com a natureza de cada dispositivo (Oyarzabal et al., 2007), como mostra a Figura 2 (Ferreira et al., 2013).

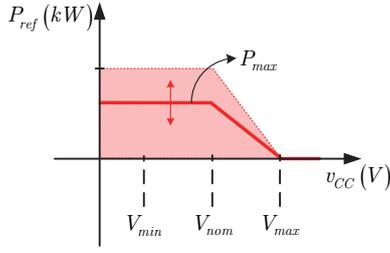
Para fontes renováveis, assumindo a característica apresentada na Figura 2 (a), é possível definir, para o caso em que a tensão esteja entre V_{nom} e V_{max} , a equação (1).

$$p_{ref} = -s_p \left[v_{DC} - \frac{V_{max} + V_{nom}}{2} \right] + P_{max}, \quad (1)$$

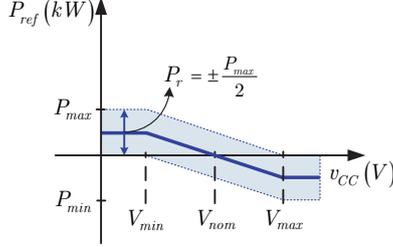
onde p_{ref} é a potência ativa de referência, P_{max} é deslocamento vertical que define de maneira adequada a característica de *droop*, e $s_p = P_{max}/(V_{max} - V_{nom})$ é a inclinação da característica de *droop*.

Para os SAE e o inversor de interface, a característica de *droop* é definida pela equação (2).

$$p_{ref} = -s_p' \left[v_{DC} - \frac{V_{max} + V_{min}}{2} \right] + P_r, \quad (2)$$



(a) Fontes renováveis.



(b) SAE e inversor.

Figura 2: Característica de *droop* de tensão.

onde $s_P' = (P_{max} - P_{min})/2(V_{max} - V_{min})$ e P_r é o deslocamento vertical para o ajuste da característica de *droop*.

A potência máxima é definida considerando a bateria completamente carregada e a mínima é definida para o caso da bateria descarregada, respeitando-se o limite da profundidade de descarga. Para o inversor ou caso o SAE opere com $P_r = 0$ W, os limites máximos e mínimos de potência são reduzidos pela metade, como pode ser observado na Figura 2 (b).

2.1.1 Conversores CC-CC

Foram utilizados conversores CC-CC *boost* para conexão dos arranjos fotovoltaicos, bem como o banco de baterias. Neste último caso, deve-se considerar um conversor bidirecional em corrente. O circuito elétrico do conversor é apresentado na Figura 3.

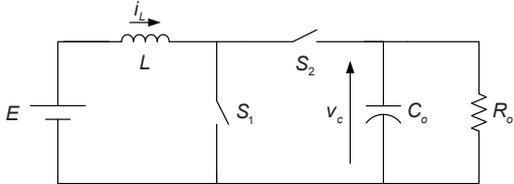


Figura 3: Circuito do conversor Boost.

O modelo em espaço de estados do conversor é dado por (3).

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_L \\ \dot{v}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{(1-d)}{L} \\ \frac{(1-d)}{C_o} & -\frac{1}{R_o C_o} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_L \\ v_C \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} E \quad (3)$$

Os parâmetros do conversor boost são mostrados na Tabela 1.

Tabela 1: Parâmetros do conversor <i>boost</i>	
Parâmetro	Valor
L	6 mH
C_o	1000 μ F
f_s	20 KHz

Uma vez que a potência de referência é definida pela característica de *droop*, o controle dos conversores CC-CC associados aos arranjos FV e ao banco de baterias se baseia na definição da tensão de referência ($V_{CC} = 380$ V) e da corrente de referência, dada por:

$$i_{ref} = \frac{P_{ref}}{v_f}. \quad (4)$$

Considerando o controle simultâneo de tensão e corrente, a superfície de deslizamento é definida por:

$$S(e_{x_i}, t) = k_v e_v + k_i e_i, \quad (5)$$

onde $e_v = (V_{ref} - v_o)$ e $e_i(t) = (i_{ref} - i_L)$.

Finalmente, a ação de controle é dada por:

$$u(t) = \begin{cases} 1, & \text{if } S(e_{x_i}, t) > 0 \\ 0, & \text{if } S(e_{x_i}, t) < 0 \end{cases} \quad (6)$$

O ganho $k = k_v/k_i$ pode ser determinado a partir das equações (5) e (6), utilizando as equações do modelo em espaço de estados do conversor boost. Além disso, é utilizada uma resistência de saída $R_o = 28,88 \Omega$, que corresponde ao fornecimento de 5 kW em 380 V.

$$\begin{aligned} \dot{S}(e_{x_i}, t) &= -k\dot{v}_C - \dot{i}_L < 0 \\ k \left[\frac{v_C}{R_o C_o} \right] &< \left[\frac{E}{L} \right] \end{aligned} \quad (7)$$

Resultando na seguinte condição,

$$k < \frac{R_o C_o}{L} \frac{E}{v_C} \quad (8)$$

Levando-se em consideração a possibilidade de flutuações nas grandezas elétricas, o valor de k é definido considerando o pior caso.

Deste modo,

$$k < \frac{R_o C_o}{L} \frac{E_{min}}{v_{C,max}} \quad (9)$$

onde $E_{min} = 100 \text{ V}$; $v_{C,max} = 400 \text{ V}$ é a tensão máxima do barramento CC de acordo com a especificação do projeto.

Substituindo os parâmetros do conversor apresentados anteriormente na equação (9), k pode ser obtido, fazendo-se:

$$k = \frac{k_v}{k_i} < 6,02. \quad (10)$$

Como forma de garantir um bom compromisso entre uma rápida resposta e um comportamento satisfatório frente aos distúrbios, os valores escolhidos para os coeficientes de deslizamento são $k_v = 1$ and $k_i = 20$.

2.1.2 Inversor de interface

Devido à sua praticidade, uma maneira de realizar o controle do inversor bidirecional de maneira simples, permitindo uma resposta rápida e robusta, é o uso de controladores de corrente por histerese (Ferreira et al., 2013).

A partir da definição das referências de potência ativa e reativa e dos valores das tensões de linha, as correntes de referência são determinadas pela transformação de Clark, considerando um sistema trifásico balanceado e desprezando as indutância mútuas da linha de transmissão (Barbosa et al., 1998).

As correntes de referência são definidas considerando a energia que flui da rede principal para a microrrede. No caso de excedente de energia na microrrede, a característica de *droop* impõe uma referência de potência negativa, alterando o valor das correntes de referência e, assim, invertendo a direção do fluxo de potência.

Finalmente, para operação com fator de potência unitário, é considerado $q_{ref} = 0$.

2.2 Estrutura de simulação CHIL

Toda a estrutura da microrrede foi modelada em RTDS[®] (Real Time Digital Simulator), exceto pelos controladores do conversor DC-DC associado a um dos arranjos fotovoltaicos e aquele associado ao banco de baterias.

Considerando que um dos principais objetivos é alimentar a microrrede utilizando energia fotovoltaica, o conversor associado ao segundo arranjo FV é implementado em RTDS e seu comportamento foi considerado padrão para a validação do sistema de controle implementado no DSP.

O sistema é modelado em RSCAD, uma interface gráfica semelhante a simuladores offline, que utiliza o conceito de desenho de diagrama de circuito. O RSCAD também controla parâmetros de simulação e executa análise gráfica das grandezas elétricas associadas à simulação.

A estrutura usada para a simulação de CHIL em tempo real é representada na Figura 4.

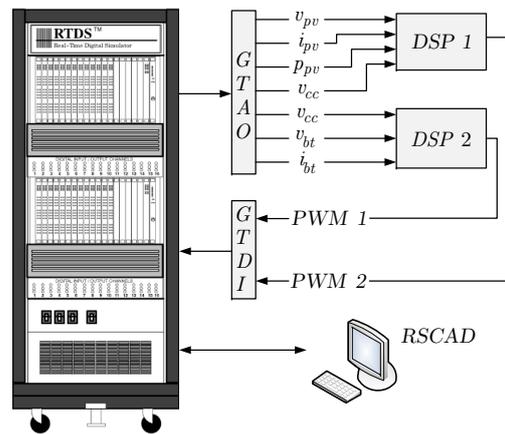


Figura 4: Representação esquemática da estrutura de simulação CHIL.

O hardware em teste é o LAUNCHXL-F28027, um DSC de ponto fixo de 32 bits fabricado pela Texas Instruments.

2.3 Modelagem da microrrede

A microrrede proposta foi modelada em RSCAD, conforme mostrado na Figura 5.

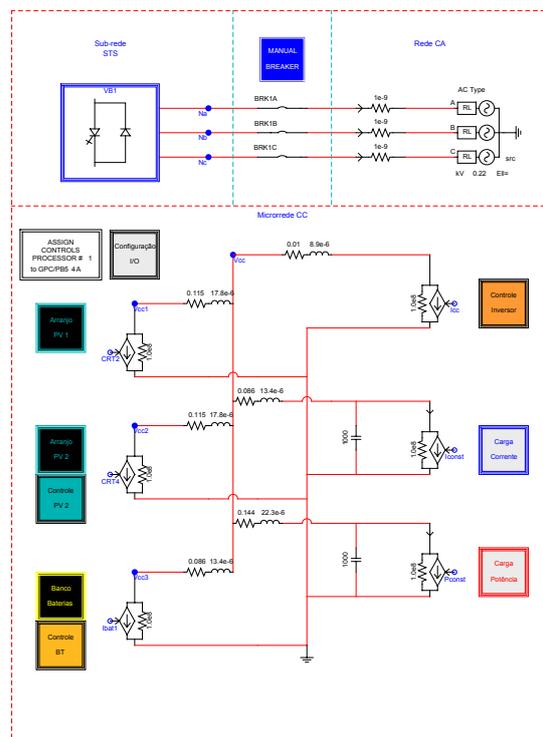


Figura 5: Diagrama da microrrede modelada no RTDS.

No caso dos geradores fotovoltaicos, o conversor opera injetando potência máxima enquanto a tensão no barramento CC for menor que o valor nominal. Para tensões entre 380 V e 400 V, o

conversor opera no modo *droop* de tensão. A característica de *droop* é adaptativa, de acordo com as características de operação instantâneas dos arranjos PV.

O conversor da bateria opera de acordo com a característica de *droop* imposta pelo controle adaptativo detalhado anteriormente. O conversor de interface opera em modo controle de corrente utilizando um controlador por histerese. O mesmo é projetado para operar de modo bidirecional em corrente.

Tal rede deve operar com tensão de 380 V no barramento CC, com tolerância de $\pm 5\%$, e deve ser capaz de atender a uma demanda máxima de potência de aproximadamente 10 kW. Na Figura 6 é apresentada a curva de carga típica para as cargas eletrônicas e sistemas de iluminação dos corredores de um dos prédios da instituição, obtida a partir de estudos conduzidos pelo GEPEA (Grupo de Estudos e Pesquisas em Energias Alternativas do IF Sudeste MG - Campus Juiz de Fora).

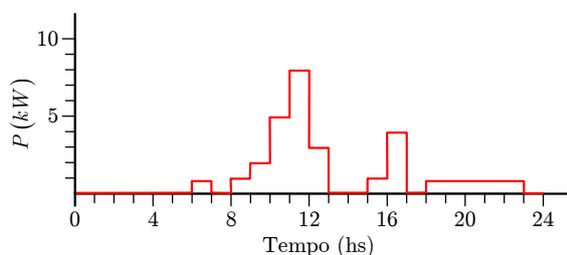


Figura 6: Curva de carga típica da microrrede.

3 Resultados da simulação CHIL

Nesta seção será analisado o comportamento da microrrede CC ao longo de um dia de operação. Foram utilizados dados reais de irradiância e temperatura obtidas pelo LABSOLAR¹ da Universidade Federal de Juiz de Fora.

Foram avaliados dois casos, associados a dias com elevada e baixa irradiância média diária, respectivamente. O intervalo de medição é de 1 minuto, gerando um arquivo com 1440 linhas contendo colunas de tempo, temperatura e irradiância.

Para simular a dinâmica de conversores é necessários passos de simulação na ordem de microssegundos. Alguns modelos de RTDS são capazes de alcançar esta precisão, mas a maioria dos modelos são utilizados para simular a rede elétrica com passos de simulação maiores, da ordem de milissegundos, para inversores conectados. Sendo assim, foi considerado que cada ponto corresponde a 1 segundo, fazendo com que o tempo total de simulação em cada caso é igual a 24 minutos. Tal procedimento é adotado com sucesso em (Dragicevic

¹Laboratório Solar Fotovoltaico (<http://www.ufjf.br/labsolar>)

et al., 2014).

Em ambos os casos, considerou-se a microrrede conectada à rede CA e as características de *droop* padrão mostradas na Figura 7, excetuando-se os arranjos PV que têm suas características adaptadas em função dos valores da irradiância e temperatura.

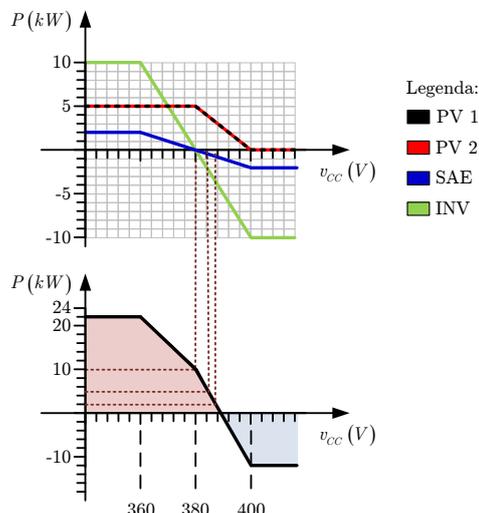


Figura 7: Características de *droop* padrão.

3.1 Elevada irradiância média diária

No primeiro caso, foram utilizados dados de um dia com irradiância média de $5,916 \text{ kWh/m}^2$. A temperatura média no mesmo dia foi de $23,2 \text{ }^\circ\text{C}$. As curvas de irradiância e temperatura são mostrados na Figura 8.

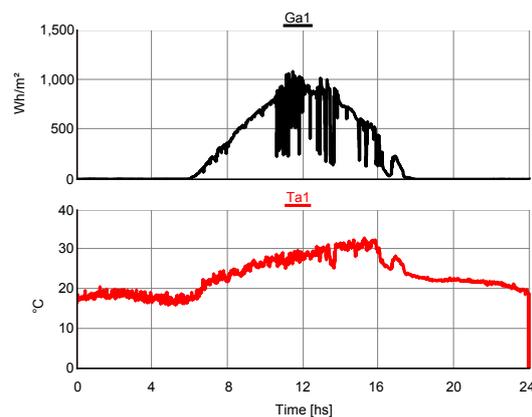


Figura 8: Irradiação (superior) e Temperatura (inferior): elevada irradiância média diária.

Os gráficos obtidos a partir da simulação são apresentados nas Figuras de 9 a 12.

Observa-se que a tensão no barramento permanece dentro dos limites estabelecidos (361 V e 399 V) durante todo o dia. A tensão é ligeiramente maior que o valor nominal para intervalos em que

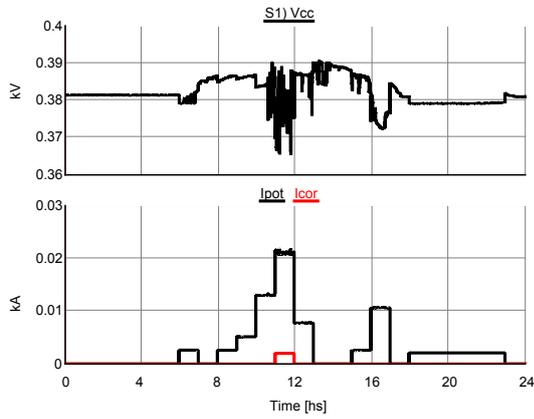


Figura 9: Tensão no barramento CC (superior) e Correntes nas cargas (inferior): elevada irradiação média diária.

a demanda é inferior à oferta e vice-versa. Entre 6 e 18 horas, observa-se uma maior variação da tensão em função das variações de demanda e da irradiação solar, sendo o período mais crítico entre 10 e 11 horas. Neste intervalo, a demanda varia de 5 kW para 10 kW e observa-se uma grande variação na irradiação provocada, provavelmente, pela passagem de nuvens. Isto implica em variações nas tensões e correntes associadas aos arranjos PV.

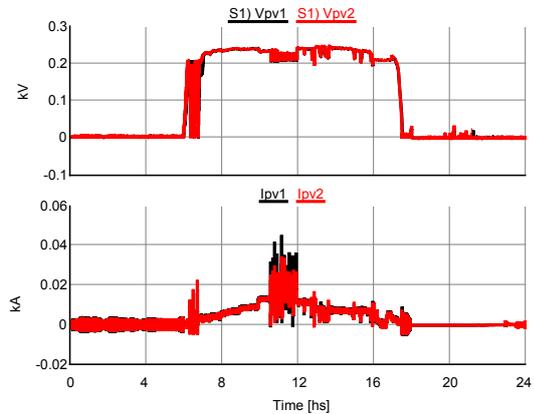


Figura 10: Tensões (superior) e Correntes (inferior) associadas aos arranjos PV: elevada irradiação média diária.

Observa-se que, entre 0 e 6 horas, as potências injetadas pelas fontes são praticamente iguais a zero, uma vez que não há demanda de carga. Entre 6 e 18 horas o fluxo de potência é definido, principalmente, pelo nível de irradiação solar. Na medida em que o dia passa, a curva da potência injetada pelos arranjos PV assume uma característica muito próxima daquela observada no gráfico de irradiação.

Entre 10 e 12 horas, devido à variação na irradiação, observam-se variações no sentido do fluxo de potência relacionados aos conversores de inter-

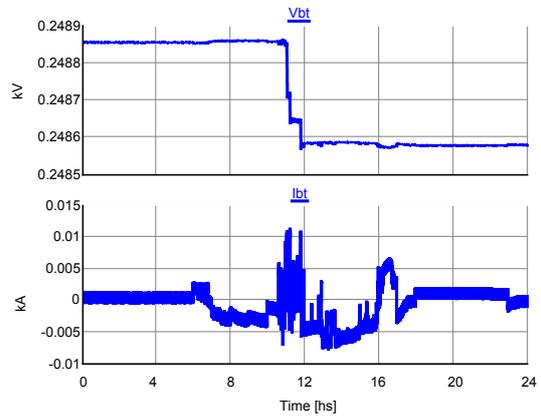


Figura 11: Tensão (superior) e Corrente (inferior) associadas ao banco de baterias: elevada irradiação média diária.

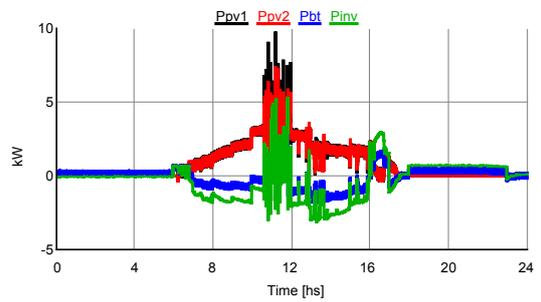


Figura 12: Potências associadas aos arranjos PV (curvas P_{pv1} e P_{pv2}), ao banco de baterias (curva P_{bt}) e ao conversor de interface (curva P_{inv}) para elevada taxa irradiação média diária.

face e do banco de baterias. Entre 16 e 17 horas, devido à baixa radiação, a demanda é atendida, quase que em sua totalidade, pelo banco de baterias e através do inversor bidirecional. Por fim, no período noturno, a demanda de carga é atendida exclusivamente pelo conversor de interface e pelo banco de baterias.

Neste caso, observa-se que o comportamento da microrrede CC foi satisfatório. Os sistemas de controle, internos e externos atuaram de maneira adequada e de modo bastante similar. O nível de tensão no barramento CC foi mantido dentro dos limites estabelecidos e o sistema se manteve estável frente a perturbações de grande amplitude.

3.2 Baixa irradiação média diária

No segundo caso, foram utilizados dados de um dia com irradiação média de $3,396 \text{ kWh/m}^2$. A temperatura média no mesmo dia foi de $22,1 \text{ }^\circ\text{C}$. As curvas de irradiação e temperatura são mostradas na Figura 13.

Analogamente ao que foi feito no primeiro caso, foram obtidos os gráficos mostrados nas Figuras de 14 a 17.

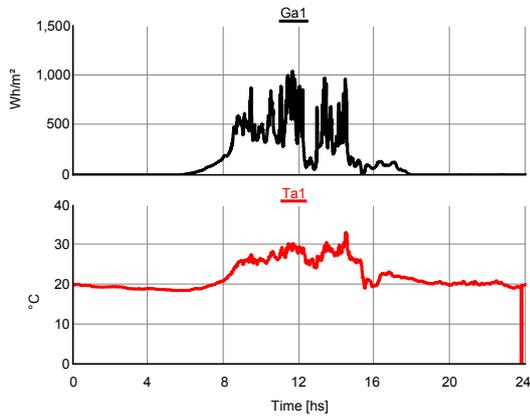


Figura 13: Irradiação (superior) e Temperatura (inferior): baixa irradiação média diária.

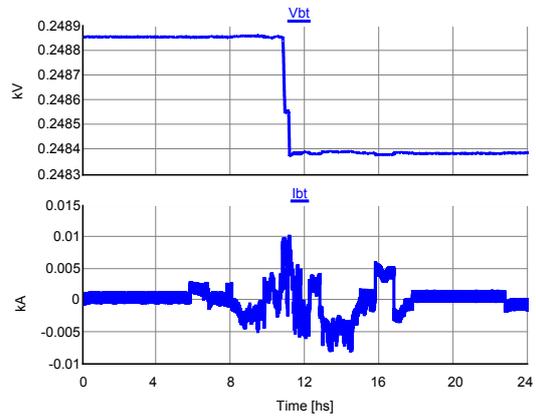


Figura 16: Tensão (superior) e Corrente (inferior) associadas ao banco de baterias: baixa irradiação média diária.

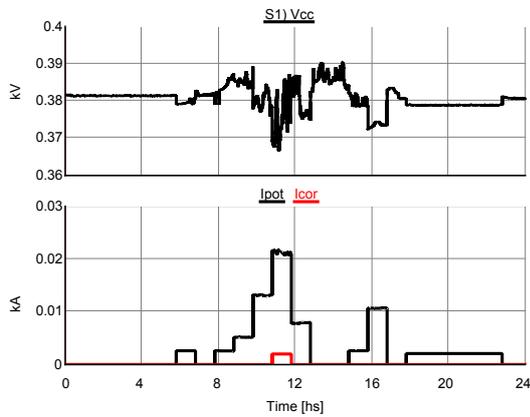


Figura 14: Tensão no barramento CC (superior) e Correntes nas cargas (inferior): baixa irradiação média diária.

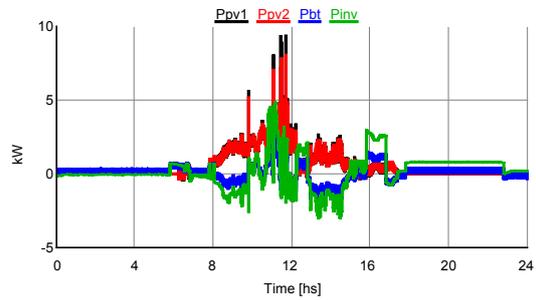


Figura 17: Potências associadas aos arranjos PV, ao banco de baterias e ao conversor de interface: baixa irradiação média diária.

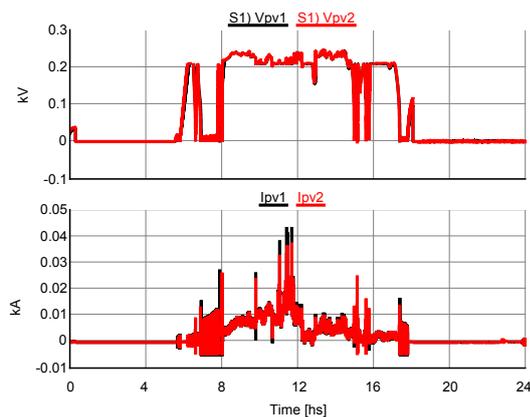


Figura 15: Tensões (superior) e Correntes (inferior) associadas aos arranjos PV: baixa irradiação média diária.

Observa-se que, assim como no caso anterior, a tensão no barramento permanece dentro dos limites estabelecidos (361 V e 399 V) durante todo o dia. Apesar de a irradiação média diária ser

menor que no caso anterior, no intervalo de maior demanda, os valores de irradiação são bem próximos daqueles observados anteriormente.

Mesmo em condição de baixa irradiação média diária, observou-se que o nível de tensão no barramento CC foi mantido dentro dos limites estabelecidos e o sistema se manteve estável frente a transitórios de grande amplitude. Isto indica que o sistema de controle proposto atuou de maneira satisfatória na regulação da tensão da microrrede CC em questão.

4 Conclusões

Foi apresentado, neste trabalho, uma análise do comportamento de uma microrrede CC utilizando-se controle por *droop* adaptativo de tensão associado ao controle por modos deslizantes de conversores CC-CC. Foram definidas equações analíticas das características de *droop* de modo a permitir de maneira intuitiva a característica adaptativa do método de controle.

Considerando a complexidade do sistema estudado, bem como a limitação de recursos físicos e financeiros, foi utilizada, como técnica de valida-

ção do controle proposto, simulação com *control-hardware-in-loop*, sendo que as componentes da microrrede CC foram modeladas em um simulador em tempo real, o RTDS[©].

Usualmente, simulações levam em conta comportamentos transitórios ou em curtos intervalos de tempo. A simulação do sistema durante um maior intervalo de tempo permite avaliar o comportamento da microrrede CC de uma forma mais realista, considerando as curvas diárias de demanda de carga, bem como de irradiação solar e temperatura ambiente.

A partir dos dados meteorológicos de dois dias, com elevada e baixa irradiação média diária, respectivamente, observou-se que o sistema de controle atua de maneira satisfatória nas mais diversas condições mantendo a operação da microrrede CC conforme o desejado.

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer aos seguintes órgãos de fomento e instituições pelo apoio financeiro recebido: FAPEMIG, CNPq, CAPES, Universidade Federal de Juiz de Fora e do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Sudeste de Minas Gerais.

Referências

- Banerjee, S. and Verghese, G. C. (2001). *Non-linear Phenomena in Power Electronics: attractors, bifurcations, chaos, and nonlinear control*, 1st edition edn, Wiley-IEEE Press.
- Barbosa, P., Rolim, L., Watanabe, E. and Hantsch, R. (1998). Control strategy for grid-connected dc-ac converters with load power factor correction, *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-145*(5): 487–491.
- Dragicevic, T., Guerrero, J. M., Vasquez, J. C. and Skrlec, D. (2014). Supervisory control of an adaptive-droop regulated dc microgrid with battery management capability, *Power Electronics, IEEE Transactions on* **29**(2): 695–706.
- Ferreira, R. A. F., Barbosa, P. G., Braga, H. A. C. and Ferreira, A. A. (2013). Analysis of non-linear adaptive voltage droop control method applied to a grid connected dc microgrid, *Proceedings of the 2013 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)*.
- Ferreira, R. A. F., Ferreira, A. A. and Barbosa, P. G. (2012). Estudo comparativo de técnicas de controle de tensão aplicadas a um conversor boost cc-cc, *Anais do XIX Congresso Brasileiro de Automática (CBA)*.
- Hammerstrom, D. J. (2007). Ac versus dc distribution systems: Did we get it right?, *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, pp. 1–5.
- Karlsson, P. (2002). *DC Distributed Power Systems - Analysis, Design and Control for a Renewable Energy System*, PhD thesis, Department of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund University, Sweden.
- Luo, S., Ye, Z., Lin, R.-L. and Lee, F. C. (1999). A classification and evaluation of paralleling methods for power supply modules, *Proceedings of Power Electronics Specialists Conference*, Vol. 2, pp. 901–908.
- Moussaoui, Z., Batarseh, I., Lee, H. and Kennedy, C. (1996). An overview of the control scheme for distributed power systems, *Southcon/96. Conference Record*, pp. 584–591.
- Oyarzabal, J., Sanchez, E. and Santiago, F. J. (2007). Novel concepts for microgrids: Dc networks, *Railways through Europe*. <http://www.microgrids.eu/>.
- Ren, W. (2007). *Accuracy Evaluation of Power Hardware-in-the-Loop (PHIL) Simulation*, PhD thesis, Electrical and Computer Engineering Department - Florida State University.
- Saeedifard, M., Graovac, M., Dias, R. F. and Iravani, R. (2010). Dc power systems: Challenges and opportunities, *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, pp. 1–7.
- Savage, P., Nordhaus, R. R. and Jamieson, S. P. (2010). Dc microgrids: Benefits and barriers, *From Silos to Systems: Issues in Clean Energy and Climate Change* pp. 51–66.
- Schonberger, J. K. (2006). *Distributed Control of a Nanogrid Using DC Bus Signalling*, PhD thesis, University of Canterbury.
- Silva, J. F. and Pinto, S. F. (2006). *Power Electronics Handbook: Devices, Circuits and Applications*, 2 edn, Academic Press, chapter Control Methods for Switching Power Converters.
- Tan, S., Lai, Y. and Tse, C. (2011). *Sliding Mode Control of Switching Power Converters: Techniques and Implementation*, CRC Press/INC.
- Waeckerlé, P. (2011). Potential of using low voltage direct current in local distribution network to improve the overall efficiency, *Master thesis report*, Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden.