

PROJETO E SIMULAÇÃO DE UM INVERSOR FULL – BRIDGE BIDIRECIONAL APLICADO A MICROREDES CC E SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA

Lucas P. Pires¹, Cláudio J. O. Jr², Luiz C. G. Freitas³, Gustavo B. Lima⁴, Danillo B. Rodrigues⁵

^{1,2,3} – Universidade Federal de Uberlândia, Departamento de Engenharia Elétrica, Uberlândia – MG

^{4,5} – Universidade Federal do Triângulo Mineiro, Departamento de Engenharia Elétrica, Uberaba - MG

¹ lucaspereirapires@yahoo.com.br, ² claudiojr2506@gmail.com, ³ lcgfreitas@yahoo.com.br, ⁴ gustavo.brito.28@gmail.com, ⁵ danillorodrigues@yahoo.com.br

Resumo – Este artigo propõe o projeto e a simulação computacional de um inversor full – bridge bidirecional atuando na regulação de tensão de uma microrede CC e injeção de potência ativa na rede elétrica, sendo esta gerada por módulos fotovoltaicos. Os resultados demonstraram o correto funcionamento do conversor CC – CA tanto para ação inversora quanto para a retificadora com injeção de corrente com alto fator de potência (0,9984) e baixa distorção harmônica (4,2%), além de regulação rápida da tensão da microrede CC quando sob perturbações de irradiação.

Palavras-Chave – Inversor Bidirecional, Microrede CC, Sistemas Fotovoltaicos Conectados à rede Elétrica

DESIGN AND SIMULATION OF A BIDIRECTIONAL FULL – BRIDGE INVERTER APPLIED TO DC MICROGRIDS AND GRID CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS

Abstract – This paper presents the design and simulation of a bidirectional full – bridge inverter performing the voltage regulation of a DC microgrid and active power injection into the grid generated by a photovoltaic system. The results demonstrated the correct operation of the DC – AC converter both for inverter and for the rectifier action with high power factor current injection (0.9984) and low harmonic distortion (4.2%) with DC microgrid voltage regulation during disturbances in the solar irradiation.

Keywords – Bi-directional inverter, DC microgrid, Grid connected photovoltaic systems,

I. INTRODUÇÃO

A busca por energias limpas, renováveis, de baixo custo e com mínimo impacto ambiental tem ganhado o cenário internacional há alguns anos. Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica recebe destaque pelo significativo crescimento

global desde 2004 [1]. Além disto, a IEA (*Internacional Energy Agency*) prevê que até 2050 os módulos fotovoltaicos contribuirão com 16% da energia mundial (Figura 1) [2].

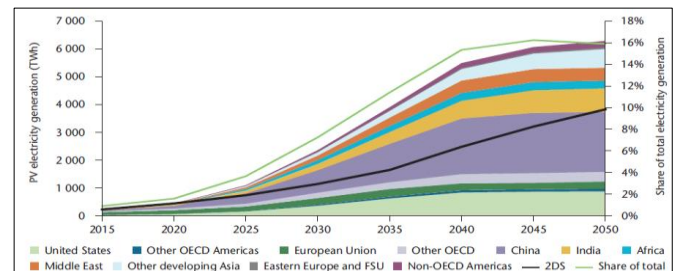


Fig. 1. Projeção da geração de energia solar global até o ano 2050 [2].

Quanto ao potencial brasileiro de geração de energia fotovoltaica, este é bem vasto, uma vez que o Brasil é um país com localização geográfica privilegiada no que tange aos níveis de irradiação solar, tendo nesta tecnologia a oportunidade de diversificar sua matriz energética e torná-la menos dependente da fonte hídrica. Minas Gerais, mais especificamente, possui radiação média diária anual de 6 kWh/m²/dia com 9 horas diárias média de insolação [3], o que implica em bom potencial de geração deste tipo de energia.

Uma tendência mundial para integração das energias renováveis com o armazenamento de energia e conexão à rede elétrica é a criação de microredes CC (corrente contínua) [4]. Dentre outras vantagens, é possível melhorar a qualidade da energia fornecida à rede elétrica e diminuir o fluxo de potência nas linhas de transmissão e distribuição [5]. A Figura 2 ilustra o diagrama da microrede CC proposta neste trabalho.

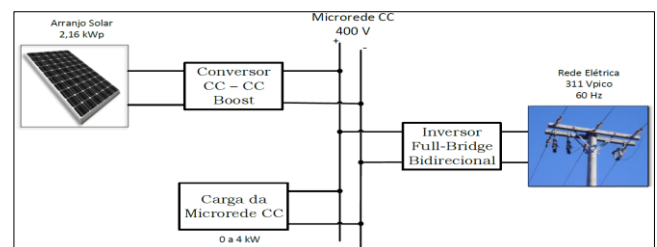


Fig. 2. Diagrama esquemático de uma microrede CC conectada à rede elétrica.



XIII CEEL - ISSN 2178-8308
12 a 16 de Outubro de 2015
Universidade Federal de Uberlândia - UFU
Uberlândia - Minas Gerais - Brasil

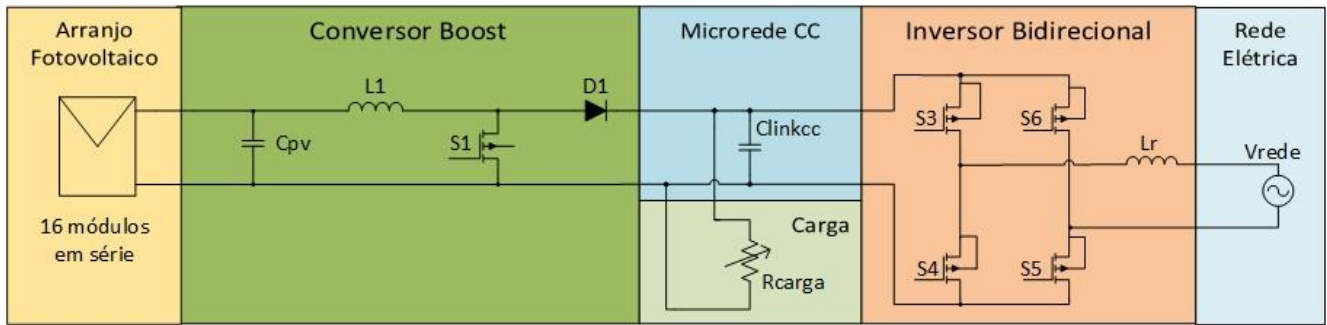


Fig. 3. Diagrama elétrico de um sistema fotovoltaico ligado a uma microrede CC e conectado à rede elétrica através de um inversor bidirecional.

A partir da utilização de um conversor CC – CA bidirecional é possível controlar a tensão da microrede CC tanto para situações em que há excesso de energia no barramento quanto para momentos em que existe uma demanda neste tal que as fontes renováveis e os elementos armazenadores de energia (baterias) não consigam suprir.

Neste trabalho será descrito o projeto dos elementos, controle e modo de operação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica com ênfase no funcionamento de um inversor full-bridge bidirecional operando na regulação da tensão de uma microrede CC e injeção/absorção de energia da rede elétrica de distribuição.

II. ESTRUTURA PROPOSTA

A Figura 3 mostra a estrutura do sistema fotovoltaico proposto neste artigo, sendo esta constituída por 16 painéis conectados em série e ligados à microrede CC por meio de um conversor CC – CC boost com extração de máxima potência realizada pela técnica P&O (Perturbe e Observe). Nas condições padrão de teste (CPT: 25°C e 1000 W/m²) este sistema fotovoltaico produz 2,16 kWp.

Microredes CC são caracterizadas por integralizar diversas fontes alternativas de energia com a rede elétrica e também, se existente, com o sistema de armazenamento. Além disso, elas se constituem como um sistema de distribuição de energia CC. Deste modo, faz-se presente a ligação de uma carga variável (0 a 4 kW) conectada em paralelo à microrede da Figura 3.

Por fim, um inversor em ponte completa (full – bridge) é utilizado para estabelecer a conexão do barramento CC com a rede elétrica e promover o controle da troca de energia em dois sentidos: inversor e retificador. Com a presença deste elemento bidirecional torna-se possível regular a tensão no barramento CC mesmo em casos que há cargas na microrede que demandam maior potência que a gerada pelo sistema fotovoltaico, ou até mesmo em momentos que a geração de energia é nula.

III. ARRANJO FOTOVOLTAICO E MPPT

A. Arranjo Fotovoltaico

A Tabela I mostra as especificações elétricas do arranjo fotovoltaico utilizado, sendo este composto por 16 módulos Kyocera KD135SX-UPU conectados em série. A simulação foi feita através da ferramenta *Solar Module* do software PSim.

Tabela I - Especificações elétricas (16 módulos em série)

Condições Padrões de Teste* (CPT)	
Máxima Potência	2160 W
Tolerância	± 5 %
Tensão de Máxima Potência	283,2 V
Corrente de Máxima Potência	7,63 A
Tensão de Circuito Aberto	353,6 V
Corrente de Curto Circuito	8,37 A
Coefficiente de Temperatura da Corrente (I _{cc})	(5,02 x 10 ⁻³) A/°C
Coefficiente de Temperatura da Tensão (V _{ca})	(-8,0 x 10 ⁻²) V/°C

*CPT: Irradiação de 1000 W/m², espectro de massa de ar de 1.5 e temperatura de célula de 25°C.

B. Extração de Máxima Potência (MPPT)

Uma das principais características dos painéis fotovoltaicos é ter seu ponto de máxima potência dependente da tensão imposta em seus terminais. Alia-se a isto o fato de que a potência gerada varia ao longo do dia para diferentes condições ambientais, tais como a irradiação e a temperatura [6]. Logo, faz-se necessário a utilização alguma técnica que rastreie o ponto de máxima potência (do inglês, MPPT – *Maximum Power Point Tracking*) de modo a maximizar a energia produzida pelo arranjo.

Dentre as técnicas mais utilizadas para este fim está a P&O [7], e, por esta razão, foi o método utilizado neste trabalho. Como esta técnica está sempre variando a tensão do módulo fotovoltaico, é importante que esta variação não seja pequena ao ponto de tornar a resposta do sistema lenta e que também não seja grande de modo a causar perda na energia gerada. Neste sentido, foi escolhido 3 V como incremento de tensão para este método, sendo um valor conveniente e de equilíbrio entre velocidade de resposta e perda por variação em torno do ponto de máxima potência. A Figura 4 mostra a estrutura necessária para a implementação desta técnica de MPPT.

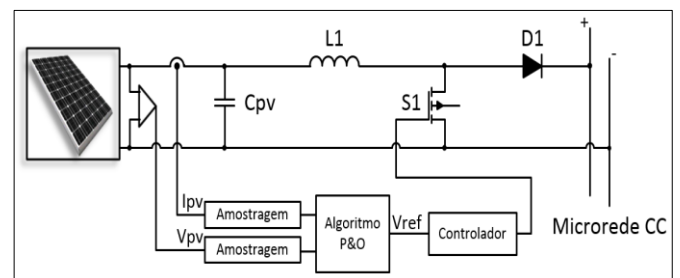


Fig. 4. Estrutura de implementação da técnica de MPPT P&O.

IV. CONVERSOR CC – CC BOOST

Nesta seção é feito o cálculo dos elementos do conversor boost e descrito os critérios de controle do mesmo.

A. Projeto dos elementos C_{pv} e L_1

O capacitor do conversor é calculado segundo (1) [8]:

$$C_{pv} = \frac{P_{pv}}{2 * 2 * \pi * f * V_{pv} * \Delta_{pv}} \quad (1)$$

Em que:

- C_{pv} - Capacitância de saída do arranjo [F];
- P_{pv} - Potência máxima do arranjo nas CPT [W];
- f - Frequência de oscilação da tensão [Hz];
- V_{pv} - Tensão para potência máxima nas CPT [V];
- Δ_{pv} - Ondulação de tensão desejada [V].

A potência máxima do arranjo para as condições padrão de teste tem valor 2,16 kWp, sendo que a tensão correspondente a essa potência, nas CPT, é 283,2 V (conforme a Tabela I). A ondulação de tensão desejada é de 8% da tensão de máxima potência, de modo a evitar grandes oscilações na tensão terminal do módulo fotovoltaico, facilitando a ação do controle. A frequência de oscilação da tensão na saída do arranjo é o dobro da frequência fundamental da tensão da rede elétrica (120 Hz) [9]. Logo, o valor de capacitância encontrado é $\approx 223,24 \mu\text{F}$.

A equação matemática para o cálculo do valor do indutor do conversor boost é mostrada em (2):

$$L_1 = \frac{V_{pv} * D_{max}}{f_s * \Delta I} \quad (2)$$

Em que:

- L_1 - Indutância do conversor boost [H];
- D_{max} - Razão cíclica máxima do conversor;
- f_s - Frequência de chaveamento [Hz];
- ΔI - Ondulação de corrente [A].

A razão cíclica máxima do conversor boost é 0,331 calculada a partir da equação de ganho estático deste conversor. Foi definida a frequência de chaveamento em 25 kHz tendo em vista os limites operacionais dos interruptores de potência tradicionalmente utilizados para este fim. A ondulação de corrente desejada é de 50%. Logo, o valor de indutância encontrado é de $\approx 5 \text{ mH}$.

B. Projeto de controle do conversor boost

Em (3) é apresentada a função de transferência em pequenos sinais da tensão de saída do arranjo fotovoltaico em relação à razão cíclica do conversor boost [10]. Esta equação foi obtida a partir do modelo em variáveis de estado do circuito ilustrado na Figura 3 e será utilizada para o projeto do controlador responsável por impor uma tensão de entrada no arranjo fotovoltaico de acordo com a referência gerada pelo método de MPPT P&O.

$$G_{vc_d} = \frac{R_{pv} * V_{cc}}{C_{pv} L_1 R_{pv} s^2 + L_1 s + R_{pv}} \quad (3)$$

Em que:

- R_{pv} - Resistência equivalente do módulo fotovoltaico [Ω];
- C_{pv} - Capacitância paralela ao arranjo fotovoltaico [F];
- V_{cc} - Tensão do barramento CC [V];
- L_1 - Indutância do conversor [H].

Para determinar o compensador da planta definida em (3) fez-se uso da ferramenta *Sisotool* do *software* Matlab®. Como critério de projeto adotou-se estabilização do sistema em 1/10 do tempo de atualização do método de MPPT utilizado. Como esta atualização é de 100 Hz (10 ms) tem-se estabilização do controlador em 1 ms, com um tempo de subida de 0,05 ms. Também é critério uma margem de fase superior a 60° (sistema com baixo tempo de acomodação e ultrapassagem percentual (%UP) reduzida) [11, 12, 13], velocidade do controle 5 vezes menor que a frequência de chaveamento (25 kHz) e tempo de estabilização máximo de 1 ms.

Um controlador PID (Proporcional-Integral-Derivativo) atendeu a estes requisitos de projeto e está mostrado em (4).

$$C_{conv} = 21,64 * \frac{(s+993)(s+102)}{s(s+1,57 \cdot 10^5)} \quad (4)$$

V. INVERSOR FULL – BRIDGE BIDIRECIONAL

Nesta seção são apresentados o projeto e as etapas de operação do inversor full – bridge bidirecional, bem como seus critérios de controle.

O inversor bidirecional é o elemento responsável por regular a tensão da microrede CC e também injetar ou receber corrente advinda da rede elétrica de acordo com as condições de operação impostas pelo circuito.

A partir do chaveamento em uma sequência definida é possível obter uma onda senoidal com baixa distorção harmônica na saída do inversor. Os diodos de desvio das chaves S3, S4, S5 e S6 da Figura 3 são os elementos fundamentais na ação retificadora.

O controle em cascata (com malha interna controlando corrente e malha externa controlando tensão) monitora constantemente a tensão da microrede CC a fim de mantê-la regulada em 400 V.

A. Projeto do Indutor L_r

O conversor CC – CA full – bridge possui circuito similar ao conversor buck e, por esta razão, o cálculo da indutância utilizada no desacoplamento com a rede elétrica é o mesmo do indutor do referido conversor. Logo:

$$L_r = \frac{V_{dc} * (1 - D_{max})}{\Delta_{ig} * f_s} \quad (5)$$

Em que L_r é a indutância de desacoplamento [H]; V_{dc} é a tensão do barramento CC [V]; D_{max} é a razão cíclica máxima do inversor; Δ_{ig} é o valor de ondulação de corrente desejada

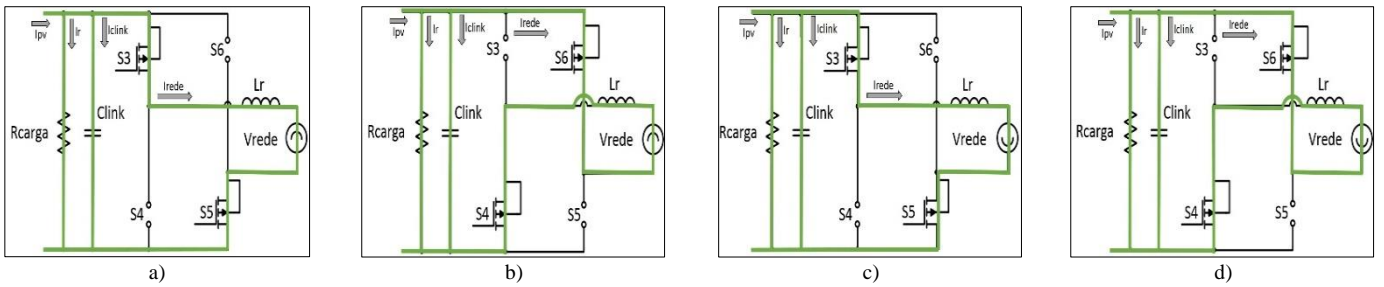


Fig. 5. Etapas de operação do conversor CC – CA bidirecional durante a ação inversora: com a rede elétrica no semi-ciclo positivo e a) S3 e S5 fechadas; b) S4 e S6 fechadas; com a rede elétrica no semi-ciclo negativo e c) S3 e S5 fechadas; d) S4 e S6 fechadas.

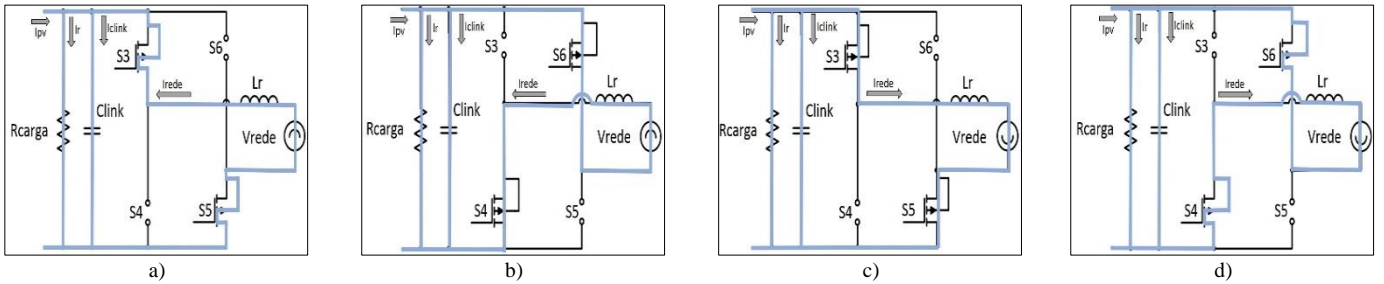


Fig. 6. Etapas de operação do conversor CC – CA bidirecional durante a ação retificadora: com a rede elétrica no semi-ciclo positivo e a) S3 e S5 fechadas; b) S4 e S6 fechadas; com a rede elétrica no semi-ciclo negativo e c) S3 e S5 fechadas; d) S4 e S6 fechadas.

no indutor [A] e f_s é a frequência de chaveamento do inversor [Hz].

A tensão regulada da microrede CC tem valor de 400 V e a razão cíclica máxima do inversor é de aproximadamente 0,85 calculada segundo o ganho estático do conversor buck. A ondulação de corrente desejada é de 7% da corrente de pico (0,5 A) garantindo, desta forma, baixa oscilação de corrente e auxiliando no controle. Assim como foi feito para o conversor boost, a frequência de chaveamento escolhida é de 25 kHz. Logo, o valor de indutância encontrado é de 5 mH.

B. Funcionamento e Etapas de Operação

Em microredes CC, como em um sistema de distribuição de energia elétrica convencional, é possível ter-se a presença de cargas que necessitam um nível de tensão específico para seu correto funcionamento. Daí vem a necessidade de manter a tensão do barramento CC regulada frente a algum distúrbio momentâneo ou permanente no sistema fotovoltaico.

Nos casos em que tal carga tem demanda inferior à potência gerada pelo arranjo solar, tem-se um excesso de energia na microrede CC e sua tensão tende a elevar. O controle do inversor, então, injeta potência ativa na rede elétrica para diminuir a tensão do barramento e o conversor CC – CA opera com ação inversora.

Já para a situação na qual a carga presente na microrede tem demanda maior que a energia gerada pelo sistema, deve-se recorrer à rede elétrica para fornecimento da energia que falta ao funcionamento adequado da carga. Neste caso, a tensão do barramento CC tende a diminuir e o conversor CC – CA deve passar a operar com ação retificadora com intuito de promover a regulação da tensão.

A Figura 5 traz as etapas de operação da situação em que o inversor opera injetando corrente na rede elétrica. A análise deve ser feita tanto para o momento em que a tensão da rede é positiva quanto para o instante em que ela é negativa. O funcionamento do inversor, nesta situação, é o mesmo de um

full – bridge convencional com fechamento alternado dos pares de chaves.

A Figura 6 exhibe a operação do caso retificador. Percebe-se que a corrente e a tensão na rede elétrica possuem o mesmo sentido, configurando um fornecimento de energia. Como as chaves são unidirecionais, existem os diodos de desvio que são utilizados para proteção do dispositivo. Apesar da tensão regulada no barramento ser superior ao pico de tensão da rede elétrica, os diodos de desvio entram em condução nas Figuras 6a) e d) para fornecer um caminho para a corrente armazenada no indutor L_r (uma vez que esta não pode variar instantaneamente com o chaveamento alternado das chaves) e carrega o capacitor *Clink*, regulando a tensão e fornecendo energia para a carga da microrede CC.

C. Controle do inversor full – bridge bidirecional

A estratégia de controle utilizada é do tipo cascata (Figura 7). Este tipo de controle aplicado aos sistemas fotovoltaicos é caracterizado por conter uma malha interna de corrente ($G_{il,d}$) responsável por injetar na rede elétrica uma corrente com baixo conteúdo harmônico. Já a malha externa ($G_{vc,il}$) é responsável pelo controle de tensão na microrede CC.

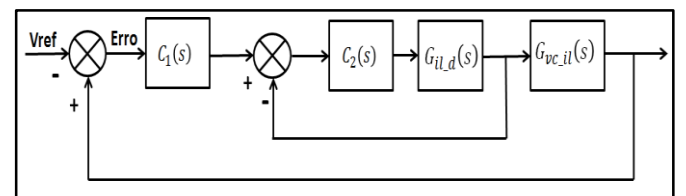


Fig. 7. Diagrama de blocos do modo de controle em cascata.

Ainda com relação ao controle em cascata, a malha interna (controle de corrente) deve ter ação mais rápida que a malha externa (controle de tensão) para que a tensão no barramento CC seja regulada a partir da variação da amplitude de corrente injetada na rede elétrica. Além disso, ambos os controladores

devem propiciar um sistema com margem de fase maior que 60° .

A estrutura de controle da situação inversora é a mesma do modo retificador, sendo que existe naturalmente a inversão no sentido da corrente do indutor L_r de acordo com a variação da carga da microrede CC e sua consequente demanda de energia.

1) Controle de Corrente

A partir da modelagem do inversor em espaço de estados médio obtém-se as matrizes de estado e a função de transferência da corrente no indutor L_r com relação à razão cíclica D de chaveamento do inversor ($G_{il_d}(s)$), mostrada em (6).

$$G_{il_d}(s) = \frac{2 * L_r * V_{dc}}{L_r^2 * s + L_r * R_{Lr}} \quad (6)$$

Em que:

- R_{Lr} - Resistência do indutor [Ω];
- L_r - Indutância do inversor [H];
- V_{dc} - Tensão do barramento CC [V].

Como critérios de projeto do compensador da função G_{il_d} admitiu-se margem de fase maior que 60° , estabilização em 10 ms e ultrapassagem percentual limitada a 15%. O controlador $C_2(s)$ encontrado é um Proporcional Integral (PI) e está evidenciado em (7). A resposta ao degrau unitário e o lugar geométrico das raízes com o diagrama de Bode estão mostrados na Figura 8 a) e b), respectivamente.

$$C_2(s) = 0,06 \frac{s + 3000}{s} \quad (7)$$

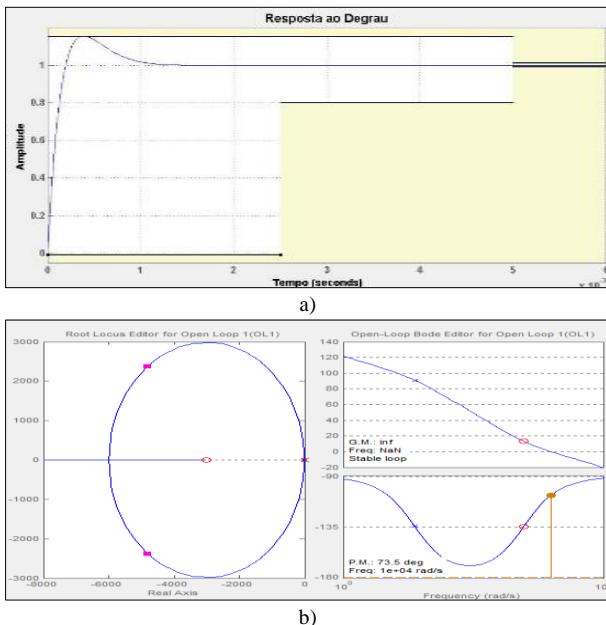


Fig. 8. Controle de corrente: a) resposta a um degrau unitário de referência; b) lugar geométrico das raízes e diagrama de Bode.

2) Controle de Tensão

Este controle mantém a tensão na microrede CC regulada em 400 V tanto na situação inversora quanto na retificadora. A função de transferência da tensão no barramento com relação à corrente injetada na rede ($G_{vc_il}(s)$) é obtida das matrizes de estado do inversor (8).

$$G_{vc_il}(s) = \frac{2 * D - 1}{C_{link_dc} * s} \quad (8)$$

Em que:

- D - Razão cíclica de chaveamento do inversor;
- C_{link_dc} - Capacitância do barramento CC [F].

Os critérios de projeto de $C_1(s)$ são: margem de fase maior que 60° ; estabilização em 200 ms e %UP de 20%. O controlador calculado é o PID de (9).

$$C_1(s) = 0,34 \frac{s^2 + 4050s + 120600}{s^2 + 3.38 * 10^4 s} \quad (9)$$

VI. RESULTADOS COMPUTACIONAIS

O sistema fotovoltaico proposto e o seu controle foram simulados no software PSIM®. Escolheu-se como condição inicial as CPT até o tempo 0,3 s, quando então é inserido sombreamento no arranjo fotovoltaico e este passa a operar com irradiância de 700 W/m^2 . Em 0,6 s insere-se um degrau positivo de 300 W/m^2 e, por fim, em 0,8 s é inserida uma carga de 4 kW na microrede CC.

A Figura 9 apresenta a resposta de tensão da microrede. Os primeiros 300 ms configuram um período transitório no qual os elementos armazenadores de energia (indutores e capacitores) são carregados e, por este motivo, foi desprezado.

Quando sob a primeira perturbação de irradiância, houve queda de 50 V no valor da tensão, sendo a mesma estabilizada em 400 V em 130 ms. Para o segundo distúrbio, observou-se uma ultrapassagem percentual de 15% com estabilização em 130 ms. Estes efeitos se devem ao aumento (ou diminuição) súbito de energia na microrede CC advindo do incremento (ou decremento) na irradiância do arranjo fotovoltaico. Até este momento o conversor CC – CA bidirecional atua com ação inversora (Figuras 10 e 12) injetando corrente na rede elétrica.

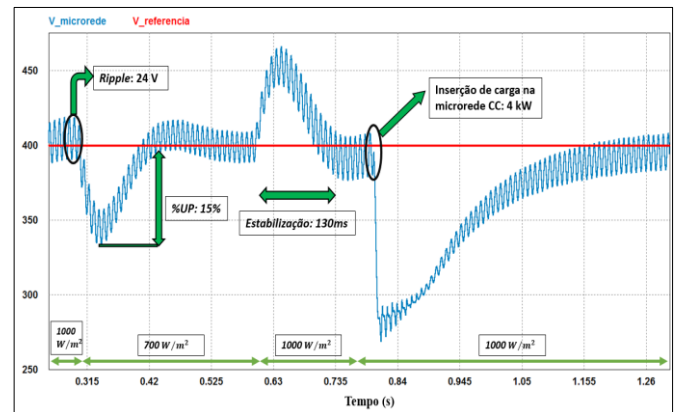


Fig. 9. Tensão na microrede CC durante as perturbações inseridas no sistema.

A distorção harmônica total foi calculada em 4,2% pelo PSIM® para frequência fundamental de 60 Hz e está dentro dos padrões de exigência internacionais [14, 15]. O fator de potência ficou próximo da unidade (0,9984) e evidencia pouca geração de energia reativa, alcançando, deste modo, o objetivo de injeção de potência ativa na rede elétrica durante a ação inversora ().

Devido a inserção da carga de 4 kW em 0,8 s o arranjo fotovoltaico não consegue manter a tensão constante na microrrede e observa-se um afundamento na Figura 9. A partir deste momento, o full – bridge passa a operar como retificador e a rede elétrica auxilia na manutenção da tensão em 400 V, havendo inversão no sentido da corrente (Figura 11).

A Figura 12 ilustra a potência entregue/absorvida da rede elétrica durante o período de simulação. Ressalta-se a inversão no fluxo de potência a partir da inserção da carga na microrrede CC (0,8 s) e a operação do inversor bidirecional como retificador a partir deste instante.

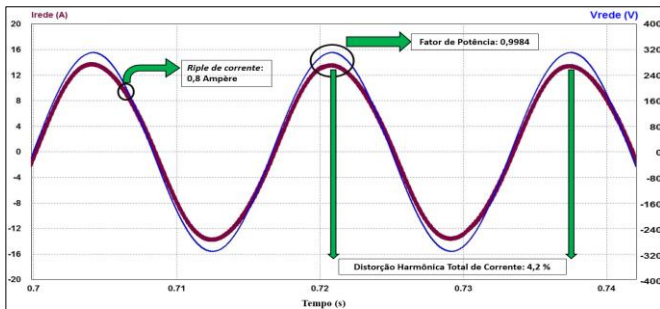


Fig. 10. Tensão e corrente na rede elétrica em regime permanente durante a ação inversora.

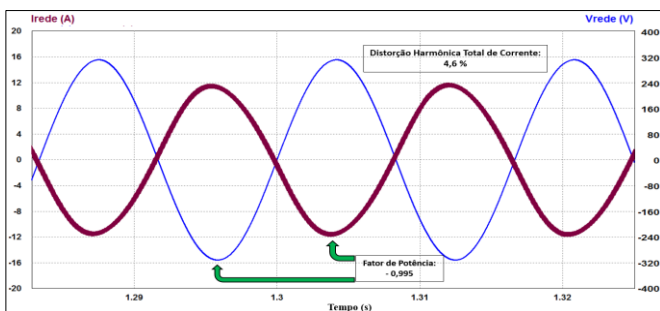


Fig. 11. Tensão e corrente na rede elétrica em regime permanente durante a ação retificadora.

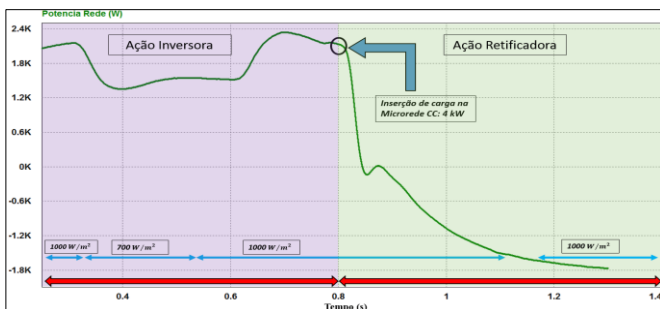


Fig. 12. Potência na rede elétrica com evidência da ação inversora e retificadora do inversor Full-Bridge.

VII. CONCLUSÃO

Este artigo apresenta o projeto e simulação de um sistema fotovoltaico de 2,16 kWp aplicado a uma microrrede CC com conexão à rede elétrica através de um inversor full – bridge bidirecional. Os resultados de simulação revelaram um sistema com injeção de corrente com baixo conteúdo harmônico, alto fator de potência e regulação de tensão eficiente tanto no modo inversor quanto no modo retificador.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à FAPEMIG (processos APQ-01219-13 e TEC-PPM00565-13) e ao CNPq (processos 406845/2013-1 e 304307/2013-0) pelo incentivo financeiro.

REFERÊNCIAS

- [1] EPIA, *Global Market Outlook for Photovoltaics: 2014 - 2018*, 2014.
- [2] IEA, "Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy," Paris, France, 2014.
- [3] CEMIG, *Atlas Solarimétrico de Minas Gerais*, Belo Horizonte, 2012.
- [4] J. C. V. R. T. Josep M. Guerrero, "Hierarchical Control of Droop-Controlled DC and," *IEEE*, pp. 4305 - 4310, 2009.
- [5] B. R. S. Hartono BS, "Review of Micrigrigrid Technology," *Quality in Research*, pp. 127 - 132, 2013.
- [6] Kyocera. [Online]. Available: <http://www.kyocerasolar.com.br/pdf/KD-F-cell-SX-series.pdf>. [Acesso em 13 09 2014].
- [7] S. L. V. M. R. Faranda, "MPPT techniques for PV Systems: energetic and cost comparison," *IEEE*, 2008.
- [8] J. K. P. F. B. Soeren Baekhoej Kjaer, "A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 41, no. 5, pp. 1292 - 1306, 2005.
- [9] V. A. S. Jain, "Comparison of the performance of maximum power point tracking schemes applied to single-stage grid-connected photovoltaic systems," *IET Electrical Power Applications*, vol. 1, no. 5, pp. 753 - 762, 2007.
- [10] G. B. d. Lima, *Análise e desenvolvimento de um novo conversor CA-CC híbrido monofásico com controle digital baseado em DSP*, Uberlândia, 2011.
- [11] A. F. C. Heverton Augusto Pereira, *Desenvolvimento, modelagem e controle de conversores estáticos de potência: Conversor Boost*, 2011.
- [12] K. Ogata, *Engenharia de Controle Moderno*, Pearson Education-Br, 2011.
- [13] R. Dorf, *Sistemas de Controle Modernos*, Rio de Janeiro: LTC, 2001.
- [14] IEEE, *IEEE Standard 1547 for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, New York, 2003.
- [15] IEEE, *IEEE Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distribution Secondary Networks*, New York, 2011.