

CONVERSOR MULTINÍVEL PONTE-H EM CASCASTA CONTROLADO POR *DROOP* ROBUSTO E SEM PLL APLICADO À SOLUÇÃO DE SOMBREAMENTO PARCIAL EM SISTEMA DE GERAÇÃO CONECTADOS À REDE ELÉTRICA

TIAGO H. A. MATEUS, JOSÉ A. POMILIO

LCEE, FEEC, UNICAMP

Av. Albert Einstein, 400, 13083-852, Campinas, SP, Brasil

E-mails: tiagoee@gmail.com, antenor@fee.unicamp.br

RUBEN B. GODOY, JOÃO O. P. PINTO

BATLAB, FAENG, UFMS

Av. Sen. Filinto Müller, 1555, 79074-460, Campo Grande, MS, Brasil

E-mails: ruben@batlab.ufms.br, jpinto@nin.ufms.br

Abstract— This paper suggests the cascaded H-bridge multilevel converter as a solution to reduce the effects of partial shading on grid-connected photovoltaic systems. It is based on the premise of individualizing the maximum power point tracking of each photovoltaic generator set, which defines the number of inversion levels. In order to distribute the power available on each photovoltaic set, the phase shifted modulation was used. The synchronization to the grid and the power tracking occur through a robust droop control integrated to some proportional and integral controllers. The use of robust droop control eliminates the necessity of conventional synchronization algorithms, simplifies the modulation, and reduces the number of controllers to be tuned. The simulation results confirmed the stability and the good performance of the control due to variations of irradiance. The limitations of the proposed system are presented as well as the discussion of possible solutions are addressed.

Keywords— Multilevel converter, partial shading, grid-tied, robust-droop, PLL and droop integration.

Resumo— Este artigo sugere o conversor multinível em ponte H em cascata como uma solução para reduzir os efeitos do sombreamento parcial em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Baseia-se na premissa de individualizar o rastreamento do máximo ponto de potência de cada grupo gerador fotovoltaico, que define o número de níveis de inversão. Para distribuir a potência disponível em cada conjunto fotovoltaico, foi utilizada a modulação por deslocamento de fase. A sincronização à rede elétrica e o rastreamento de energia ocorrem através de um controle *droop* robusto integrado a alguns controladores proporcionais e integrais. O uso de controle *droop* robusto elimina a necessidade de algoritmos convencionais de sincronização, simplifica a modulação e reduz o número de controladores a serem ajustados. Os resultados da simulação confirmaram a estabilidade e o bom desempenho do controle devido as variações de irradiância. As limitações do sistema proposto são apresentadas, bem como a discussão de possíveis soluções são abordadas.

Palavras-chave— Conversor multinível, sombreamento parcial, conexão com a rede elétrica, *droop* robusto, integração PLL e *droop*

1 Introdução

Sombreamento parcial (PS – *Partial shading*) é um evento corriqueiro que ocorre quando células em um módulo ou arranjo fotovoltaico (PV – *photovoltaic*) sofrem obstrução de radiação solar. Nuvens passageiras, edifícios, árvores, pássaros em determinado momento do dia podem causar esse efeito. Quando se opera com grandes arranjos de painéis PVs, além da redução na geração de energia elétrica, o PS pode causar efeitos indesejáveis como o *hot spot*, que além de aumentar as perdas na geração, pode levar a queima das células sombreadas (Rossi et al., 2015). O uso de diodos de derivação tem sido a solução comumente utilizada para evitar este efeito, porém, o seu uso não permite que técnicas tradicionais de rastreamento de ponto de máxima potência (MPPT – *maximum power point tracking*) tenham boa eficiência sob operação em PS (Kim et al., 2016).

Na busca de pela diminuição dos efeitos do PS existem alternativas que vão desde a forma de como é realizado o arranjo dos módulos PVs, até o uso de técnicas de inteligência artificial para encontrar o

MPPT global. No entanto, mesmo que se encontre o ponto ótimo global, ou que sejam realizadas reconfigurações no arranjo dos painéis PVs, não se atinge o mesmo desempenho na potência gerada como se cada módulo PV estivesse operando no seu respectivo ponto de máxima potência (MPP – *maximum power point*) (Shams El-Dein, Kazerani and Salama, 2013).

Os efeitos do PS podem ser minorados não somente com as técnicas de MPPT e arranjos dos painéis, sendo necessário o estudo da arquitetura do sistema de potência e das topologias dos conversores eletrônicos envolvidos (Bidram, Davoudi and Balog, 2012).

A conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica ou ligados diretamente a uma carga é mais comumente realizada através de arquiteturas como conversor central (Varma and Siavashi, 2018), conversores de múltiplos ramos (*strings*) (Rana, Nasir and Khan, 2018) e conversores modulares (Leuenberger and Biela, 2017). O uso de conversores centrais apresenta a facilidade topológica de concentrar toda potência numa única estrutura de conversão, todavia, a eficiência do MPPT pode ser comprometida.

da caso a irradiação sobre os painéis não seja uniforme, caso este comum nas situações de PS. Além disso, em grandes arranjos de painéis é comum o paralelismo de ramos e o uso de diodos série em cada ramo, que apesar de essenciais para proteção contra correntes reversas, aumenta consideravelmente as perdas no conjunto de geração (Kjaer, Pedersen and Blaabjerg, 2005). Uma das formas de reduzir as perdas nos diodos série e melhorar a eficiência no rastreamento de potência é fragmentar o conjunto gerador em vários ramos e proporcionar MPPTs distintos para cada ramo. Desta forma, o número de painéis em paralelo é reduzido, ao passo que o número de MPPTs no conversor determinará o número máximo de conjuntos de geração. Esta estrutura com múltiplos MPPTs (também denominada conversor de ramos ou de múltiplos ramos) persiste com algumas limitações no que diz respeito aos esforços de tensão nos interruptores de potência dada a necessidade de um elo de corrente contínua com tensão suficiente para modular a tensão de conexão e o número restrito de MPPTs que não garante a extração instantânea da potência máxima de cada painel. A solução ótima para o rastreamento só é obtida quando se dá um tratamento individual para cada módulo PV e partindo dessa premissa surgem os “módulos-CC” e “módulos-CA” (Leuenberger and Biela, 2017). Contudo, mesmo que o MPPT seja individualizado, tais conversores necessitam de estágios de elevação o que acaba resultando em perdas adicionais e custos maiores para as topologias. Os módulos-CA são também denominados microinversores, pois integram o estágio de inversão de tensão à cada estrutura. Já os módulos-CC necessitam de um inversor central para integrar os vários painéis do conjunto. Na tentativa de viabilizar o custo dos conversores modulares, as estruturas passaram a integrar um número maior de painéis, porém, sem comprometer a forte característica do rastreamento descentralizado do MPP. Sendo assim, comercialmente é comum encontrar microinversores que integram dois ou quatro painéis PVs. É razoável mencionar que este número não compromete o rastreamento visto que, por se tratar de um número pequeno, os módulos estarão submetidos a condições muito similares de PS.

Na tentativa de reduzir estágios de conversão de energia elétrica ao mesmo tempo que se possa realizar um rastreamento de máxima potência individualizado para cada painel ou conjunto de geração, surge como alternativa o uso de inversores multinível em cascata (Xiao et al., 2015). Diferentemente de outras arquiteturas este conversor permite um único estágio de conversão para cada conjunto gerador. A tensão de conexão será atingida através do arranjo em série dos inversores ponte-H (níveis de tensão). Estudos recentes demonstram que o custo desta arquitetura é reduzido em comparação às demais além do maior rendimento para níveis de potência compatíveis (Xiao et al., 2015). Vale ressaltar que o fato de não utilizar um barramento CC único reduz esforços de tensão sobre os interruptores dos inversores, garantindo menores perdas e menores níveis de interferên-

cia eletromagnética (Chavarria et al., 2013). Outro ponto relevante diz respeito às baixas taxas de distorção harmônica que inversores multinível podem atingir (Gupta et al., 2016). Essa característica é de suma importância por dispensar o uso de filtros passivos na tensão de saída para atingir requisitos de conexão (Rangarajan et al., 2017).

Em se tratando do uso de inversores multinível há sempre preocupação adicional com as técnicas de modulação, visto que cada nível precisa respeitar uma lógica de chaveamento a fim de se obter a tensão de saída desejada. Neste trabalho optou-se pela técnica de chaveamento denominada modulação por largura de pulso senoidal por deslocamento de fase (PS-SPWM – *phase shifted sinoidal pulse width modulation*) dada a sua facilidade na distribuição de potências.

Há ainda a dificuldade de se atuar nos índices de modulação, sendo muitas vezes necessário o uso de transformadas e sintonia de um número razoável de controladores (Xiao et al., 2015). Neste trabalho, propõe-se simplificar a atuação nos índices de modulação através do controle de potência por curvas de decaimento (*droop*) agregado à ponderação de potência disponível em cada módulo ou arranjo de painéis PVs. Sendo assim, a sintonia fica restrita a um único controlador que fornecerá a referência de potência total a ser transferido para a rede.

O uso do *droop* como filosofia de controle, além de ser simples e robusto, permite a integração com a operação de sincronismo com a rede elétrica. Como pode ser observado em (Zhong and Boroyevich, 2016), há muitas similaridades entre o *droop* e algoritmos de rastreamento de fase (PLL – *phase-locked loop*). Desta forma, pequenas adaptações à ideia original, fazem do *droop* um rastreador de fase, garantindo sincronismo numa mesma estrutura de controle, facilitando significativamente a implantação digital.

2 Sistema Proposto

É proposta uma arquitetura do sistema de potência de estágio único de conversão de energia elétrica, aliada ao MPP individual ou em pequeno ramo PV. O sistema monofásico PV de conexão com a rede elétrica, utilizando um inversor multinível ponte-H em cascata (CHB-ML – *Cascaded H-Bridge Multilevel Inverter*), é demonstrado através do diagrama de blocos na Figura 1.

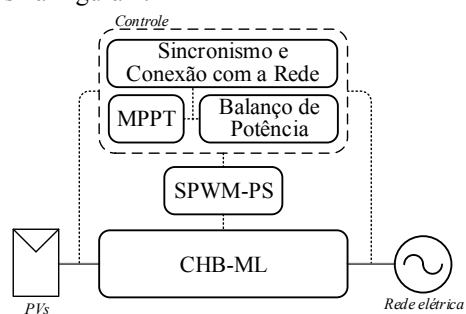


Figura 1. Diagrama de blocos do sistema proposto.

O modelo de circuito equivalente de uma célula PV, assim como a representação matemática utilizada neste estudo, são apresentados em (Mateus et al., 2017).

Na Tabela 1, são apresentadas as características elétricas do modelo do módulo PV utilizado. Os valores obedecem as condições de teste padrão, onde a irradiância é de 1000 W/m^2 e temperatura de 298 K ($\sim 25^\circ \text{C}$).

Tabela 1. Parâmetros elétricos do módulo PV utilizado nas simulações.

Parâmetros	Valores
Potência máxima - $P_{\text{máx}}$	200 Wp
Tensão no MPP - V_{MPP}	26,3 V
Corrente no MPP - I_{MPP}	7,61 A
Tensão de circuito aberto - V_{OC}	32,9 V
Corrente de curto-circuito - I_{CC}	8,21 A
Coef. de temperatura de I_{CC}	$3,18 \times 10^{-3} \text{ A/}^\circ \text{C}$

Os módulos PVs são divididos em três conjuntos com três painéis PVs em série, totalizando nove painéis. Cada conjunto PV é controlado individualmente para obtenção do MPP através do inversor multinível.

2.1 Conversor Multinível

É utilizado um CHB-ML de sete níveis, demonstrado na Figura 2. Este conversor de sete níveis necessita de três fontes de tensão isoladas entre si.

A análise do conversor se dá em uma rede elétrica com uma tensão eficaz de 127 VCA. Os painéis fotovoltaicos foram divididos em três arranjos, sendo que cada arranjo contém três módulos PVs em série, obtendo uma potência máxima de 1800W para este cenário. Sendo assim, o rastreamento da MPP ficará restrito a cada arranjo. Para o rastreamento individual de cada painel PV seria necessário aumentar o número de níveis do inversor, ou seja, 19 níveis considerando a tensão da rede elétrica mantida em 127 VCA.

Na Tabela 2, são apresentados os parâmetros utilizados na interligação do conversor com os módulos PVs e a rede elétrica.

2.2 Filosofia de operação

O modelo de controle proposto é apresentado na Figura 3. O rastreamento do MPP de cada módulo ou arranjo PV é feito individualmente. A tensão do elo CC (v_{PVx}) é comparada com uma tensão de referência fornecida pelo algoritmo de MPPT, gerando assim uma medida de erro para o controlador de tensão (PI). Por sua vez, cada controlador de tensão ajustará a referência de potência de cada arranjo PV. As referências individuais de potência são somadas para fornecer a referência de potência ativa total a ser enviada para a rede elétrica.

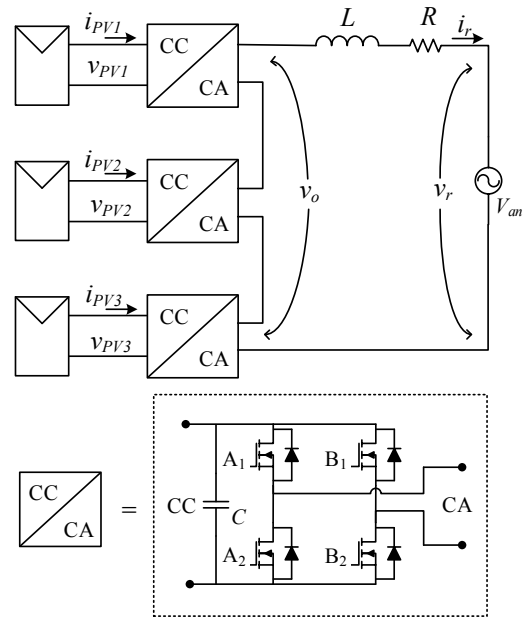


Figura 2. Topologia modular do CHB-ML de 7 níveis para conexão do sistema PV com a rede elétrica.

Tabela 2. Parâmetros elétricos do módulo PV utilizado nas simulações.

Parâmetros	Valores
Capacitância do elo CC (C)	5000 μF
Indutor de conexão (L)	2,5 mH
Resistência de conexão (R)	0,1 Ω
Frequência de chaveamento	6 kHz

Através das referências de potência ativa (fornecida pelos controladores) e de potência reativa (definida como zero neste trabalho), o controle *droop* (Figura 3(b)) ajustará a referência de tensão de conexão e . A tensão de conexão e é composta pela soma das tensões de cada nível (v_{PVx}), o que restringe instantaneamente o somatório do índice de modulação a e . Além disso, cada índice de modulação deve ser proporcional à quantidade de potência transferida por cada arranjo PV (p_x). Desta forma, o índice de modulação de cada nível deve ser proporcional às referências da tensão de conexão ($\bar{e}_x$) e de potência por arranjo ($\bar{p}_x$) conforme se observa em (1), (2) e (3).

$$\bar{m}_x = \bar{p}_x \cdot \bar{e}_x, \text{ para } x = 1:n \quad (1)$$

$$\bar{p}_x = p_x / \sum_{x=1}^n p_x, \text{ para } x = 1:n \quad (2)$$

$$\bar{e}_x = e / v_{PVx}, \text{ para } x = 1:n \quad (3)$$

A técnica de modulação utilizada é a PS-SPWM, proporcionando assim o uso de MPPT individualizado e o balanceamento de potência dos módulos PVs.

O controle *droop* robusto apresentado na Figura 3(b) além de realizar a função costumeira de controle de fluxo de potência, também realiza a função de sincronismo.

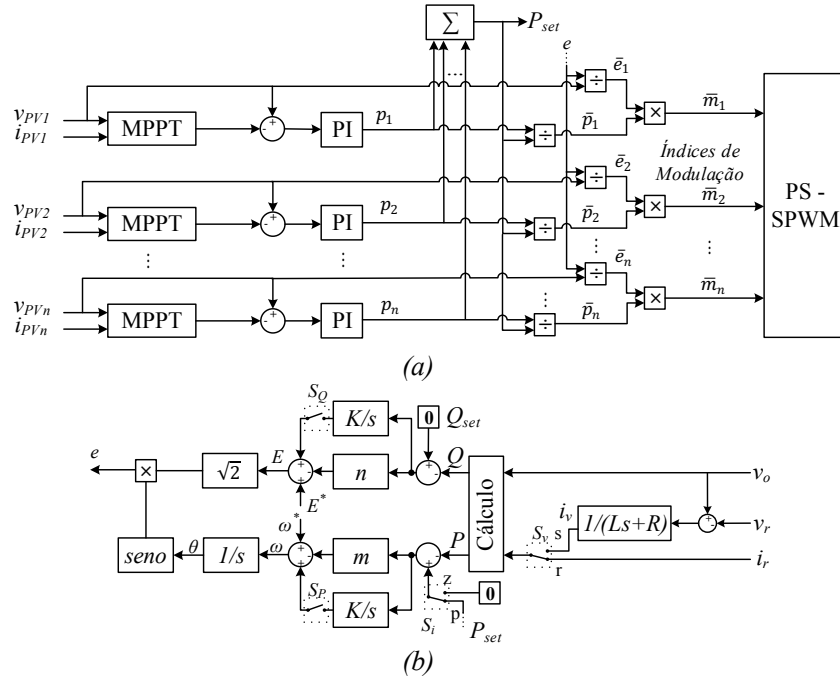


Figura 3. Modelo de controle do CHB-ML de 7 níveis para conexão do sistema PV com a rede elétrica.

Para o sincronismo, utiliza-se uma impedância ‘virtual’ com valores semelhantes à utilizado no ponto de conexão com a rede elétrica. Para o sincronismo, o interruptor S_v deve estar na posição s e o S_i na posição z a fim de anular a corrente ‘virtual’ (i_v), obtida pela diferença de potencial entre tensão de saída do conversor e tensão da rede. Em outras palavras, quando i_v for zero, a tensão de saída do conversor será idêntica à da rede elétrica, ou seja, sincronismo estabelecido.

Para realizar a conexão física do conversor com a rede elétrica, o interruptor S_v deve estar na posição r . O modo de transferência de potência, ou modo *droop*, será selecionado quando os interruptores S_p e S_q estiverem acionados e S_i na posição p . Desta forma, ocorre gradativamente a transferência de potência respeitando os limites de potência da soma gerada pelos PVs, a forma de onda da tensão de saída e o não envio de potência reativa para a rede elétrica. Os modos de operação desde o sincronismo até a transferência de potência podem ser vistos na Tabela 3.

Tabela 3. Modos de operação.

Modo	S_v	S_i	S_p	S_q
Sincronização	s	z	Off	Off
Conexão	r	z	Off	Off
<i>Droop</i>	r	p	On	On

Pode ainda ser observado na Figura 3(b) que o que difere um controle *droop* convencional do utilizado neste estudo é o uso de integradores K/s que permitem o uso do *droop* durante o sincronismo e na transferência de potência. Tais integradores permitem o controle *droop* ter maior robustez perante perturbações na potência gerada PV, situação comum em virtude dos sombreamentos parciais. O dimensionamento das constantes dos integradores, as constan-

tes de *droop* e o cálculo de potência ativa e reativa podem ser encontrados em (Zhong and Boroyevich, 2016). Os blocos n e m representam retas de decaimento que relacionam E - Q e ω - P respectivamente.

2.3 Considerações sobre o MPPT

O algoritmo de MPPT utilizado é o método da Condutância Incremental (InC – *Incremental Conductance*). O InC tem um excelente rastreamento sob repentinas alterações de irradiação solar e utiliza sensores de tensão e corrente. Este algoritmo não depende do modelo de painel para seu melhor aproveitamento (de Brito et al., 2013).

Como foi apresentado em (Mateus et al., 2017), inversores em cascata com estágio único de condicionamento de energia não permitem operação com MPP em todos os cenários de irradiação. Na Figura 4 são apresentados os pontos cujo sistema em estudo está apto a atingir o MPP em todos os arranjos de módulos PVs.

A princípio, o fato de certos cenários de irradiação impedirem a operação do sistema pode soar como uma forte desvantagem. O problema ocorre em virtude do rastreamento de potência de cada nível ser efetivamente controlado pelo índice de modulação ponderado. Em situações em que as diferenças de irradiação ficam muito elevadas, o conjunto gerador com baixa irradiação passa a contribuir pouco com a tensão resultante, podendo levar a tensões de conexão inferiores a tensão da rede elétrica. Esse problema poderia ser resolvido caso a tensão de cada conjunto de geração fosse superior à tensão de pico da rede, o que acarretaria em desvantagens no rastreamento de máxima potência se um número maior de painéis fosse utilizado por nível. Há ainda a possibilidade de utilizar estágios elevadores de tensão em

cada nível ou na saída do inversor multinível, todavia isso esbarraria na desvantagem do aumento de estágios de conversão e consequentemente na redução do rendimento. Uma outra forma seria multiplicar o número de níveis a fim de reduzir a contribuição de cada nível na tensão resultante, dando assim liberdade para que até um certo número de níveis operasse com índices de modulação muito reduzidos ou até nulos.

Vale ressaltar que a desvantagem mencionada no parágrafo anterior é também observada em sistemas de geração centrais e de ramos, pois necessitam de uma tensão mínima para operação, fato este estritamente vinculado ao número de painéis por ramo.

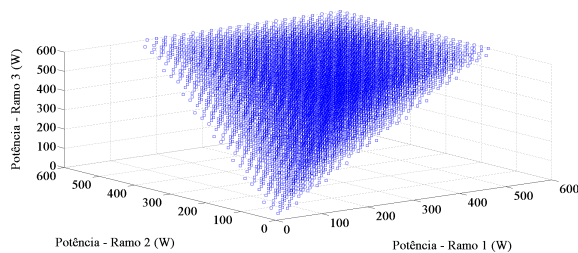


Figura 4. Combinações entre as potências fornecidas por arranjos de módulos PVs.

3 Resultados de Simulação

A seguir são apresentados resultados de simulação a partir de modelo feito em Simulink/MatLab®.

3.1 Modo Sincronismo

A Figura 5 apresenta um exemplo em que as formas de onda estão inicialmente com uma defasagem de 90 graus entre si. Utilizando controle *droop* foi possível realizar o sincronismo em 140 milissegundos.

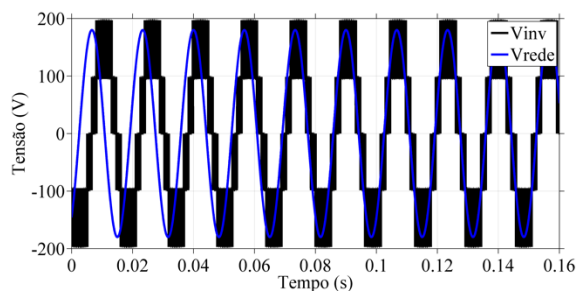


Figura 5. Sincronismo através de controle *droop*.

3.2 Modo *droop* – inicialização e irradiância máxima

Após a realização do sincronismo, ocorre a etapa de conexão com a rede elétrica e inicia o modo *droop*. Neste modo, a potência ativa transmitida para a rede elétrica vai aumentando conforme o balanço de potência, respeitando o MPP de cada conjunto PV. A Figura 6 apresenta o início do modo *droop* até o

ponto de MPP para todos os conjuntos. Neste exemplo, o valor de irradiância para os três conjuntos é de 1000 W/m^2 , permitindo uma potência máxima de aproximadamente 1750 W. A Figura 7 apresenta o comportamento da potência reativa. Esta variação de potência reativa ocorre primariamente devido a redução da tensão nos conjuntos PVs e a consequente necessidade de manutenção da tensão de saída do conversor enquanto se aumenta a potência entregue à rede elétrica.

A Figura 8 apresenta as formas de onda das tensões do inversor multinível e da rede elétrica para caso de irradiância máxima em todos os conjuntos PVs. A Figura 9 apresenta o espectro de frequência para a forma de onda de tensão do conversor, apresentado na Figura 8. Sem o uso de filtragem, a TDH foi de 0,3%. A Figura 10 apresenta uma amostra da forma de onda da corrente de saída do conversor para o exemplo de máxima potência.

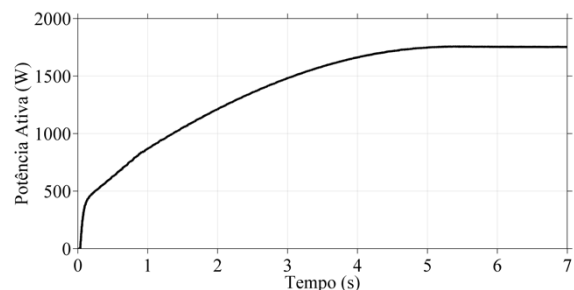


Figura 6. Potência ativa entregue à rede elétrica - com irradiância de 1000 W/m^2 em todos arranjos PV.

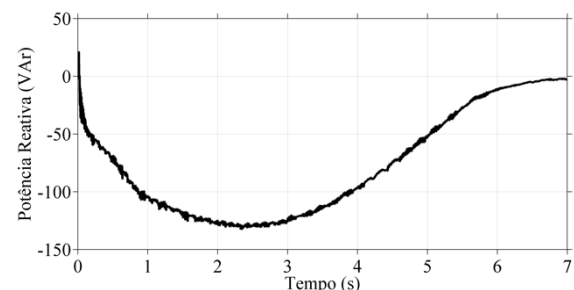


Figura 7. Potência reativa entregue à rede elétrica - com irradiância de 1000 W/m^2 em todos arranjos PV.

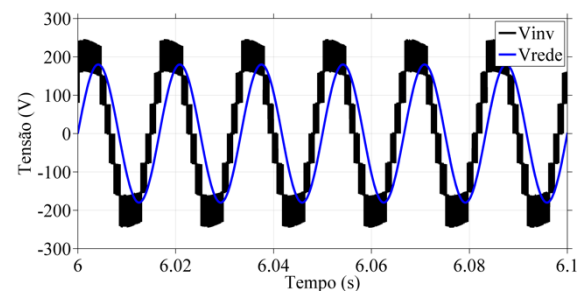


Figura 8. Formas de onda de tensão de saída do conversor e rede elétrica para irradiância de 1000 W/m^2 em todos arranjos PV.

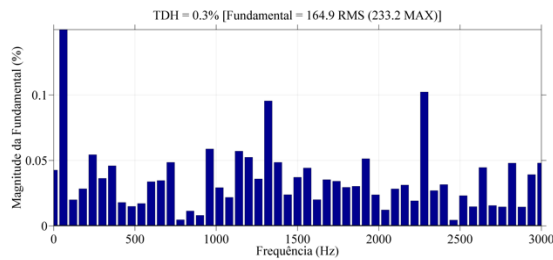


Figura 9. Espectro de frequência da forma de onda da tensão de saída do conversor.

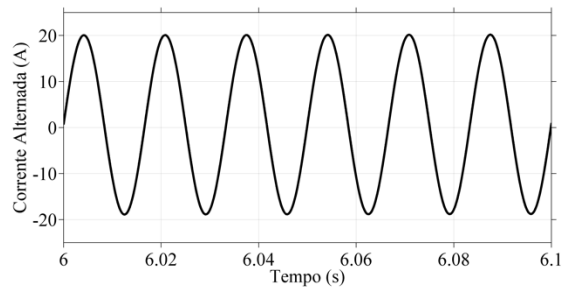


Figura 10. Forma de onda de corrente da saída do conversor para irradiação de 1000 W/m^2 em todos arranjos PV.

3.3 Modo droop – variação de irradiação de 1000 W/m^2 para 500 W/m^2 em um conjunto de painéis PVs

A seguir, é apresentado um exemplo onde um conjunto de módulos PVs sofre uma variação de irradiação de 1000 W/m^2 para 500 W/m^2 e os demais conjuntos permanecem sob a mesma irradiação. A Figura 11 e 12 apresentam respectivamente a variação das potências ativa e reativa durante essa variação. A potência ativa fornecida para a rede elétrica estabiliza em 1450 W em cerca de 1 segundo.

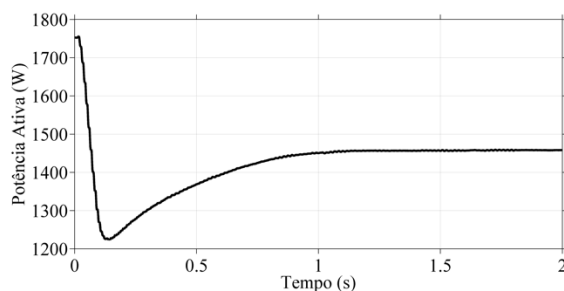


Figura 11. Comportamento da potência ativa mediante redução de irradiação em um dos arranjos PV de 1000 W/m^2 para 500 W/m^2 .

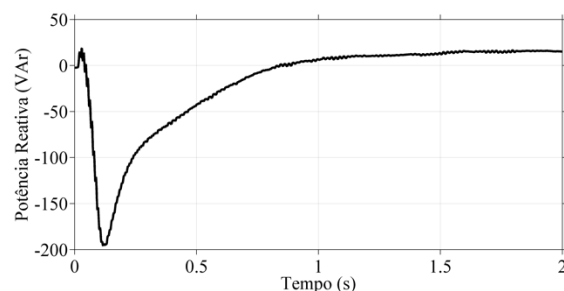


Figura 12. Comportamento da potência reativa mediante redução de irradiação em um dos arranjos PV de 1000 W/m^2 para 500 W/m^2 .

A Figura 13 apresenta a variação de tensão nos elos CCs onde a forma de onda em vermelho é o conjunto PV que sofreu redução de irradiação. O afundamento de tensão no elo CC, em que houve o sombreamento parcial, é devido a brusca variação de energia elétrica disponível e a manutenção instantânea da corrente na rede elétrica.

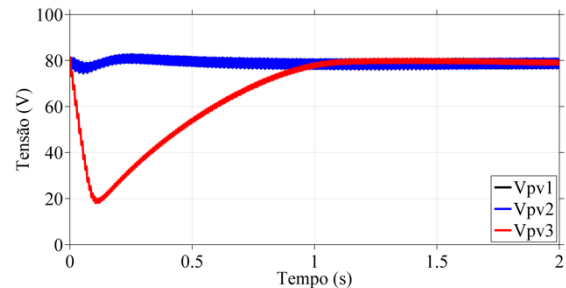


Figura 13. Variação da tensão nos elos CCs devido redução de irradiação em um conjunto de módulos PVs.

3.4 Modo droop – variação de irradiação de 500 W/m^2 para 1000 W/m^2 em um conjunto de painéis PVs

Nesta etapa supôs-se o retorno a 1000 W/m^2 do arranjo PV anteriormente simulado com irradiação de 500 W/m^2 . A Figura 14 apresenta o comportamento da potência ativa injetada na rede elétrica, a Figura 15 apresenta a dinâmica da potência reativa. Na Figura 16, é possível verificar a elevação de tensão no elo CC (vermelho) no conjunto PV 3 devido a elevação da irradiação e o esforço do algoritmo de MPPT para encontrar o ponto de melhor desempenho.

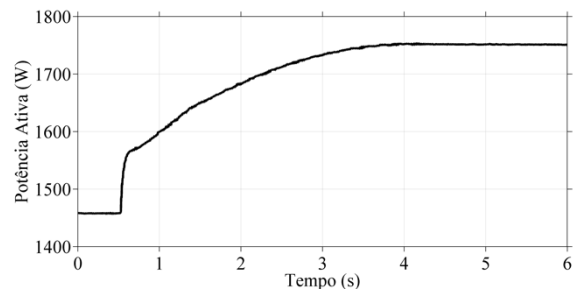


Figura 14. Comportamento da potência ativa considerando o retorno de irradiação para 1000 W/m^2 em todos arranjos PV.

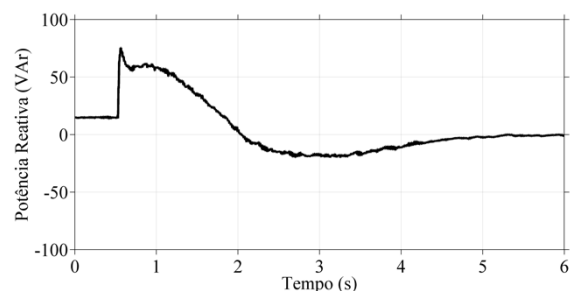


Figura 15. Comportamento da potência reativa considerando o retorno de irradiação para 1000 W/m^2 em todos arranjos PV.

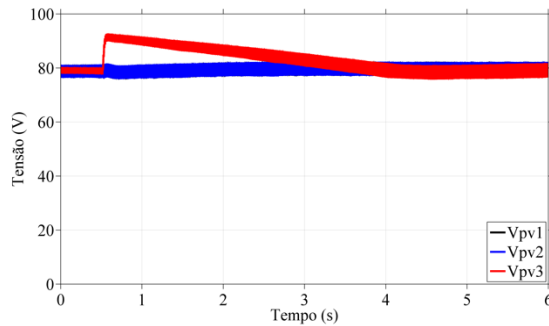


Figura 16. Variação da tensão nos elos CCs devido o retorno de irradiância para 1000 W/m² em todos arranjos PV.

4 Conclusão

Este artigo explorou principalmente o desafio de efetuar o rastreamento do máximo ponto de potência em condições de sombreamento parcial. A topologia em estudo permite utilizar múltiplos conjuntos de geração e consequentemente rastrear individualmente seus respectivos pontos de máxima potência. Algo relevante do conversor utilizado é a capacidade de lidar com fontes isoladas e trabalhar com esforços de tensão reduzidos nos interruptores. Estas características flexibilizam o uso da topologia tanto para integração de fontes, quanto para conexão com tensões elevadas.

A fim de facilitar a implementação do controle, optou-se por utilizar um controlador governado por curvas de decaimento e com o rastreamento de fase integrado. Como resultado, o número de controladores a serem sintonizados foi reduzido e dispensou-se o uso de transformadas no cálculo dos índices de modulação de cada nível. Através da simulação de alguns cenários confirmou-se a robustez do controle e que o conversor CHB-ML modulado com PS-SPWM é uma alternativa interessante para interfacear sistemas de geração com a rede elétrica.

O conversor aqui apresentado encontra-se em fase de implementação.

Agradecimentos

Os autores agradecem à FAPESP, outorga 2016/08645-9 e CNPq, outorga 302257/2015-2.

Referências Bibliográficas

Bidram, A., Davoudi, A. and Balog, R. (2012). Control and Circuit Techniques to Mitigate Partial Shading Effects in Photovoltaic Arrays. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 2(4), pp.532-546.

Chavarria, J., Biel, D., Guinjoan, F., Meza, C. and Negroni, J. (2013). Energy-Balance Control of PV Cascaded Multilevel Grid-Connected Inverters Under Level-Shifted and Phase-Shifted PWMs. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 60(1), pp.98-111.

de Brito, M., Galotto, L., Sampaio, L., e Melo, G. and Canesin, C. (2013). Evaluation of the Main MPPT Techniques for Photovoltaic Applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 60(3), pp.1156-1167.

Gupta, K., Ranjan, A., Bhatnagar, P., Sahu, L. and Jain, S. (2016). Multilevel Inverter Topologies With Reduced Device Count: A Review. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 31(1), pp.135-151.

Kim, K., Seo, G., Cho, B. and Krein, P. (2016). Photovoltaic Hot-Spot Detection for Solar Panel Substrings Using AC Parameter Characterization. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 31(2), pp.1121-1130.

Kjaer, S., Pedersen, J. and Blaabjerg, F. (2005). A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 41(5), pp.1292-1306.

Leuenberger, D. and Biela, J. (2017). PV-Module-Integrated AC Inverters (AC Modules) With Subpanel MPP Tracking. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 32(8), pp.6105-6118.

Mateus, T., Pomilio, J., Godoy, R. and Pinto, J. (2017). Distributed MPPT scheme for grid connected operation of photovoltaic system using cascaded H-bridge multilevel converter under partial shading. *2017 IEEE Southern Power Electronics Conference (SPEC)*.

Rana, A., Nasir, M. and Khan, H. (2018). String level optimisation on grid-tied solar PV systems to reduce partial shading loss. *IET Renewable Power Generation*, 12(2), pp.143-148.

Rangarajan, S., Collins, E., Fox, J. and Kothari, D. (2017). A survey on global PV interconnection standards. *2017 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*.

Rossi, D., Omana, M., Giaffreda, D. and Metra, C. (2015). Modeling and Detection of Hotspot in Shaded Photovoltaic Cells. *IEEE Transactions on Very Large Scale Integration (VLSI) Systems*, 23(6), pp.1031-1039.

Shams El-Dein, M., Kazerani, M. and Salama, M. (2013). Optimal Photovoltaic Array Reconfiguration to Reduce Partial Shading Losses. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(1), pp.145-153.

Varma, R. and Siavashi, E. (2018). PV-STATCOM - A New Smart Inverter for Voltage Control in Distribution Systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, pp.1-1.

Xiao, B., Hang, L., Mei, J., Riley, C., Tolbert, L. and Ozpineci, B. (2015). Modular Cascaded H-Bridge Multilevel PV Inverter With Distributed MPPT for Grid-Connected Applications. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 51(2), pp.1722-1731.

Zhong, Q. and Boroyevich, D. (2016). Structural Resemblance Between Droop Controllers and Phase-Locked Loops. *IEEE Access*, 4, pp.5733-5741.