

COMPARAÇÃO DE TÉCNICAS DE CONTROLE DURANTE AFUNDAMENTOS DESEQUILIBRADOS DE TENSÃO COM FOCO NA REDUÇÃO DAS OSCILAÇÕES DE POTÊNCIA INSTANTÂNEA

José Olímpio Botelho Barbosa Mendes de Almeida – jose.mendes13@hotmail.com

Lucas Santana Xavier – lsantx@gmail.com

Heverton Augusto Pereira – hevertonpereira@ufv.br

Universidade Federal de Viçosa, Departamento de Engenharia Elétrica

Allan Fagner Cupertino – allan.cupertino@yahoo.com.br

Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Departamento de Engenharia de Materiais

Resumo. *Variações de tensões desequilibradas são distúrbios comuns em sistemas elétricos de potência. Uma vez que sistemas fotovoltaicos conectados à rede devem ser capazes de manter o seu funcionamento caso ocorram tais distúrbios, é necessário propor estratégias de controle eficientes para essas situações. Nesse artigo, um sistema de controle baseado em controladores proporcional-ressonante é utilizado para o controle do inversor conectado à rede desequilibrada. Além disso são comparados quatro métodos de injeção de corrente: Controle de Potência Ativa e Reativa Instantânea (CARI), Controle de Sequência Positiva e Negativa (CSPN), Controle Médio de Potência Ativa e Reativa (CMAR), e Controle Balanceado de Sequência Positiva (CBSP). Esse trabalho propõe uma comparação entre essas quatro estratégias, destacando a redução das oscilações de potência ativa e reativa, afim de obter uma tensão de barramento cc mais estável mesmo em condições da rede estar com fases desequilibradas.*

Palavras-chave: *Afundamento desequilibrado, Sistema fotovoltaicos, Teoria da Potência Instantânea*

1. INTRODUÇÃO

Fontes de energia renováveis tem experimentado na última década um maior crescimento quando comparado com combustíveis tradicionais no Brasil: fontes renováveis de energia representaram mais da metade do aumento na capacidade de geração no último ano – 3,9 GW dos 7,5 GW instalados em 2014, de acordo a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). O seguimento de energia que mais cresce no mundo é o da fotovoltaica. Em 2014 a energia solar representou metade do investimento em energia limpa no mundo.

Com a entrada da geração fotovoltaica na baixa tensão, inversores devem ser projetados de forma a garantir uma operação adequada para diferentes condições da rede, sendo essencialmente importante projetar algoritmos de controle que garantem robustez e segurança na operação sob um rede elétrica desbalanceada. O afundamento de tensão, definido por Bollen (1999), é uma variação de tensão de curta duração, com amplitude (valor eficaz) entre 0,1 e 0,9 pu da tensão nominal, e duração inferior ou igual a um minuto. Este distúrbio é um dos mais importantes que afetam a qualidade da energia elétrica (QEE). Para melhor ilustração da frequência dessas falhas na rede, as Tab. 1 e 2 apresentam respectivamente, taxas de falhas em linhas de transmissão utilizadas nos EUA (IEEE, 1997) e para uma determinada região do Brasil (Visacro, 2006).

Tabela 1 – Taxa de Falhas em linhas de transmissão, região dos EUA (IEEE, 1997).

Nível de Tensão (kV)	Faltas/100km/ano	Fase-Terra	Fase-Fase-Terra	Fase-Fase	Trifásico
345	2,29	91%	7%	1%	1%
230	1,62	81%	16%	1%	1%
138	2,98	73%	17%	6%	4%
69	6,15	65%	22%	7%	6%

Tabela 2 – Taxa de Falhas em linhas de transmissão, região do Brasil (Visacro, 2006).

Nível de Tensão	Faltas/100km/ano
69 kV	5,8
161 kV – 138 kV	4,1
230 kV – 345 kV	2,1
500 kV	0,5

A ocorrência de afundamentos de tensão normalmente dão origem a redes desbalanceadas conectadas ao inversor. Nessas condições as correntes injetadas na rede perdem a sua característica balanceada, dando origem a transitórios de corrente indesejados, além de gerar oscilações descontroladas na potência ativa e reativa instantânea entregues à rede. Essas oscilações de potência, principalmente de potência ativa, implicam diretamente em grandes oscilações de barramento cc. Logo, há uma piora no algoritmo no seguimento do ponto de máxima potência (MPPT), o que piora a eficiência do sistema.

Buscando uma solução para esse problema, quatro diferentes estratégias de controle de oscilação de potência serão apresentadas e comparadas. Cada uma delas com características específicas, tais como cancelamento das oscilações de potência ativa, injeção de correntes senoidais balanceadas, ou regulação da injeção de correntes de sequência positiva e negativa.

2. MODELAGEM DO SISTEMA

2.1 Modelagem do Painel Solar e algoritmo de MPPT

A Fig. 1 representa um painel fotovoltaico formado pela associação de células em série. O modelo utilizado para modelagem do painel solar é o mesmo que Villava (2009).

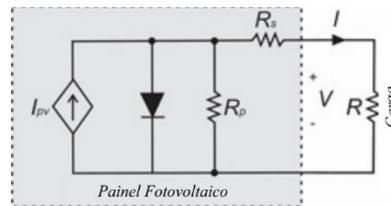


Figura 1 – Modelo do painel fotovoltaico.

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

2.2 Estratégia de Controle

A estratégia de controle utilizada é mostrada na Fig.2. Desconsiderando o efeito do capacitor no filtro LCL utilizado, para a frequência fundamental ω_n , a dinâmica do inversor em $\alpha\beta$ é dada por

$$v_\alpha - Ri_\alpha - L \frac{di_\alpha}{dt} - V_\alpha = 0 \quad (1)$$

$$v_\beta - Ri_\beta - L \frac{di_\beta}{dt} - V_\beta = 0 \quad (2)$$

onde L e R representam respectivamente a soma das indutâncias e resistências do filtro.

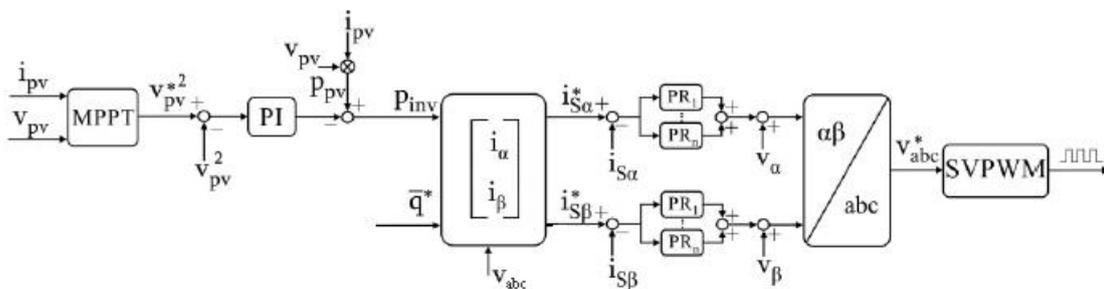


Figura 2 – Estratégia de Controle do inversor.

Devido ao fato das referências de corrente serem senoidais, quando o controle de um inversor é realizado em coordenadas estacionárias, o controlador proporcional ressonante (PR) é utilizado. Deve ser observado que a utilização de controladores ressonantes em referencial estacionário simplifica o sistema de controle, do ponto de vista que é possível

controlar as componentes de corrente de sequência negativa sem a necessidade de aumentar a estrutura de controle. Isto já não ocorre nas estruturas de controle em coordenadas síncronas, conforme apresentado na referência (Cota, 2014).

De fato, devido a presença de harmônicos na tensão da rede, componentes harmônicas de corrente podem aparecer devido a inexistência de ganho dos controladores para eliminar esta perturbação. Tal fato é apresentado por Wang (2010), que sugere a utilização de controladores proporcionais multi-ressonantes. Esse tipo de controle pode ser expresso no domínio da frequência por

$$G(s) = k_p + \sum_h k_{Ih} \frac{s}{s^2 + h^2 \omega_1^2} \quad (3)$$

onde k_p é o ganho proporcional e k_{Ih} é o ganho ressonante. O último termo de Eq. (3) consiste em controladores ressonantes para rastreamento de harmônicos de ordem h (ω_1 sendo a frequência fundamental). Implementando esse tipo de controlador em um sistema de referência em $\alpha\beta$, cada controlador ressonante pode compensar somente uma ordem harmônica.

Os compensadores ressonantes devem ser ajustados cuidadosamente, uma vez que alguns harmônicos podem se encontrar acima da frequência de corte da malha de corrente. Isso pode levar a instabilidades, que são mais facilmente identificadas por meio de diagramas de Nyquist. Então, esse trabalho usa o método proposto por Yepes *et al.* (2011) para ajuste de controladores ressonantes robustos.

Por sua vez, o quadrado da tensão de referência de barramento cc (v_{pv}^*) usado na malha externa de controle, é gerado por um algoritmo de rastreamento de máxima potência (MPPT) que rastreia, continuamente, o ponto de máxima potência do painel. O comportamento do capacitor de barramento cc pode ser representado pela energia armazenada (W) em seus terminais

$$W = \frac{1}{2} C_{dc} v_{pv}^2 \quad (4)$$

A derivada de W em relação ao tempo representa a potência instantânea armazenada no capacitor p_{cap} . Então, a potência injetada pelo inversor (p_{inv}) é dada por

$$p_{inv} = p_{pv} + p_{cap} \quad (5)$$

Assim, a relação entre p_{cap} e v_{pv} é encontrada como sendo

$$v_{pv}^2 = \frac{p_{cap}}{2C_{dc}s} \quad (6)$$

Considerando a malha interna como sendo ideal, a malha externa G_{out} é representada por

$$G_{out} = \frac{v_{pv}^2}{v_{pv}^{*2}} = \frac{2k_p(\tau_i s + 2)}{\tau_i C_{dc} s^2 + 2k_p(\tau_i s + 2)} \quad (7)$$

onde k_p e τ_i são os parâmetros do controlador PI. O método de alocação de pólos é utilizado para ajustar o controlador, de forma a garantir a resposta desejada da tensão de barramento cc.

2.3 Estratégia de controle de oscilação de potência

A seguir são apresentadas quatro diferentes técnicas de cálculo das correntes de referência, para determinados valores de p e q de referência, sob influência de uma rede desequilibrada. Será mostrado que essas estratégias possuem características diferentes, tais como cancelamentos das oscilações de potência ativa e/ou reativa, ou injeção de correntes senoidais balanceadas.

Controle de potência ativa e reativa instantânea (CARI)

De acordo com a teoria de potência instantânea (Akagi, 2007), qualquer vetor alinhado com o vetor tensão v irá gerar potência ativa, enquanto qualquer vetor alinhado com v_{\perp} (uma versão ortogonal da tensão da rede v), virá gerar potência reativa. Esse conceito está representado nas seguintes expressões:

$$i_p^* = g v \quad (8)$$

$$i_q^* = b v_{\perp} \quad (9)$$

Onde i_p^* e i_q^* são vetores de corrente ativa e reativa respectivamente, g representa a condutância instantânea e b representa a susceptância instantânea, v representam o vetor de tensão medido na rede e v_{\perp} o vetor ortogonal a v . Os valores desses termos podem ser calculados com relação a troca de energia com a rede, e substituídos nas Eqs. (8) e (9), resultando nos seguintes vetores de corrente de referência,

$$i_p^* = \frac{P}{|v^2|} v \quad (10)$$

$$i_q^* = \frac{Q}{|v^2|} v_{\perp} \quad (11)$$

A norma do vetor tensão da rede $|v^2|$, quando afundamentos desequilibrados ocorrem na rede, pode ser calculado de acordo com Eq. (12), e o módulo de $|v^2|$ tem oscilações de duas vezes a frequência fundamental da rede.

$$|v^2| = |v^+|^2 + |v^-|^2 + 2|v^+||v^-| \cos(2\omega t + \phi^+ - \phi^-) \quad (12)$$

Por fim, a corrente de referência final pode ser calculada simplesmente pela soma das Eqs. (10) e (11)

$$i^* = i_p^* + i_q^* \quad (13)$$

Para essa estratégia, os vetores de corrente de referência i_p^* e i_q^* não são senoidais, mas consistem de harmônicos de ordem superior, o que gera sinais distorcidos de correntes de referência a serem injetados na rede.

Controle de Sequência positiva e negativa (CSPN)

Essa estratégia calcula o vetor de referência de corrente, contendo seus componentes de sequência positiva e negativa, de forma a cancelar oscilações de potência instantânea injetadas na rede.

$$i^* = i^{*+} + i^{*-} \quad (14)$$

onde i^{*+} e i^{*-} representam respectivamente os componentes de sequência positiva e negativa.

O vetor de referência de corrente ativa pode ser calculado por,

$$i_p^* = g(v^+ - v^-) ; \quad g = \frac{P}{|v^+|^2 - |v^-|^2} \quad (15)$$

De forma similar, a referência para o vetor de corrente reativa pode ser calculada pela Eq. (16):

$$i_q^* = b(v_{\perp}^+ - v_{\perp}^-) ; \quad b = \frac{Q}{|v^+|^2 - |v^-|^2} \quad (16)$$

Para essa estratégia, a potência ativa e reativa instantânea entregue a rede, p e q , se diferem das potências de referência fornecidas, P e Q , por termos oscilatórios \tilde{p} e \tilde{q} . Isso se deve à diferença entre as sequências positiva e negativa das tensões e correntes em quadratura. Portanto, quando uma das referências é nula, por exemplo, se há somente injeção de potência ativa na rede enquanto a potência reativa de referência é escolhida como sendo zero, as oscilações de potência ativas são canceladas.

Controle médio de potência ativa e reativa (CMAR)

A estratégia CMAR calcula os valores médios de condutância e susceptância instantâneos, sob um período, e então determina as correntes de referência ativa e reativa i_p^* e i_q^* , como sendo:

$$i_p^* = G v \quad ; \quad G = \frac{P}{|V_\Sigma^2|} \quad (17)$$

$$i_q^* = B v \quad ; \quad B = \frac{Q}{|V_\Sigma^2|} \quad (18)$$

Onde $|V_\Sigma^2|$ é o valor rms agregado da tensão da rede, e é definido como

$$V_\Sigma = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T |v|^2} = \sqrt{|v^+|^2 + |v^-|^2} \quad (19)$$

Desde que G e B são constantes na estratégia CMAR, as formas de onda de tensão e corrente proporcionais. Concluindo, se somente potência ativa é injetada na rede usando essa estratégia, a potência ativa instantânea residual entregue a rede será zero. Assim como, se somente potência reativa é entregue, a potência reativa instantânea residual será igual a zero.

Controle balanceado de sequência positiva (CBSP)

O objetivo dessa estratégia é de injetar na rede um conjunto de correntes senoidais balanceadas com componente de sequência positiva somente. Esse método pode ser útil quando a qualidade das correntes injetadas é de principal importância. A estratégia CBSP calcula as correntes de referência ativa e reativa como sendo,

$$i_p^* = G^+ v^+ \quad ; \quad G^+ = \frac{P}{|v^+|^2} \quad (20)$$

$$i_q^* = B^+ v_\perp^+ \quad ; \quad B^+ = \frac{Q}{|v^+|^2} \quad (21)$$

Os vetores das Eqs. (20) e (21), consistem em um conjunto de ondas senoidais de sequência positiva perfeitamente balanceadas. Sob um afundamento desequilibrado, as potências instantâneas entregues a rede oscilarão em torno de P e Q com frequência igual a duas vezes a frequência fundamental. Esse método é o único que prevê não somente corrente de referência senoidal, mas também balanceada. Em contrapartida não ocorre cancelamento de nenhuma oscilação de potência.

3. RESULTADOS

As simulações mostradas a seguir foram realizadas usando o software Matlab/Simulink. A potência do inversor é de 19 kVA e a frequência de chaveamento é 12 kHz. O período de amostragem para discretização é de duas vezes a frequência de chaveamento. As simulações foram feitas sem carga conectada ao inversor. Os parâmetros da rede e barramento CC são mostrados na Tab. 3.

Tabela 3 – Dados da Simulação

PARÂMETROS DA REDE	
Tensão de linha eficaz	220 V
Frequência nominal	60 Hz
PARÂMETROS DO BARRAMENTO CC	
Tensão	450 V
Capacitância	10 mF
PARÂMETROS DO FILTRO LCL	
Indutância	3,5 mH
Capacitância	15,62 mF

Durante todo o tempo de simulação a irradiação solar sobre o painel foi mantida constante, com valor igual a 500W/m². A potência reativa de referência utilizada Q^* foi escolhida como sendo zero.

3.1 Afundamento Desequilibrado

Foi feito afundamento em apenas uma das fases, sendo que entre 1,5s e 2,5s aconteceu uma diminuição na amplitude para 70% do valor nominal da tensão na rede, e depois normalizando as tensões. Esse afundamento pode ser visualizado na Fig. 3.

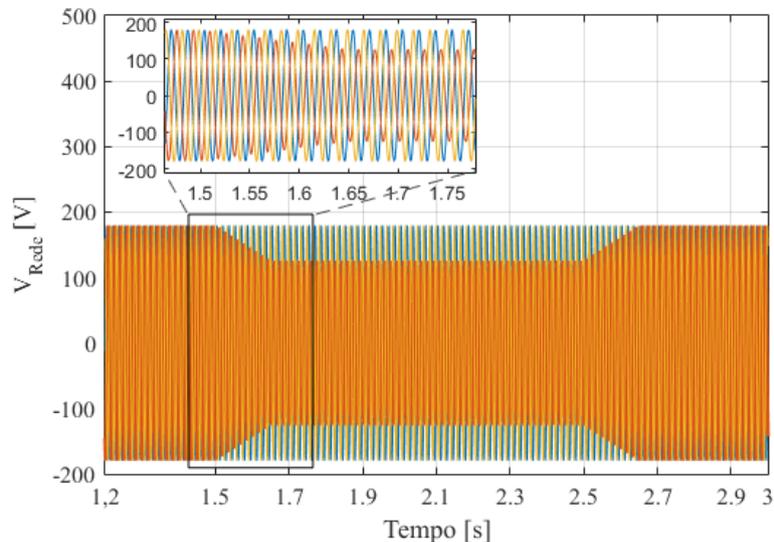


Figura 3 – Tensões da rede v_{abc} com afundamento monofásico entre 1,5s e 2,5s.

3.2 Resultados da Simulação

As simulações desse trabalho foram divididas em quatro partes. Dando enfoque nas quatro estratégias de controle de oscilação de potências mostradas anteriormente. Na primeira parte, o método CARI foi o utilizado. Apesar de ser o único método que gera corrente de referência formado por harmônicos de ordem superior (Fig. 4(a)), as oscilações de potência ativa e reativa são praticamente canceladas, observar Fig. 6 para a cor azul. As amplitudes dos harmônicos presentes na corrente são mostrados na Fig. 4 (b). É necessário o uso de mais de um controlador ressonante nesse caso, de fato foram usados controladores para a frequência fundamental, terceiro, e quinto harmônicos.

Usando a segunda estratégia de controle CSPN, que tem como base o controle da sequência positiva e negativa da corrente de referência, nota-se que houve um aparecimento de oscilações de potência reativa com frequência de 120 Hz e cancelamento das oscilações de potência ativa como mostrado na Fig. 6. As correntes injetadas na rede são mostradas na Fig. 5 (a).

Na estratégia seguinte, o método CMAR calcula o valor médio da condutância e susceptância e garante que a corrente de referência esteja livre de harmônicos. Essas correntes são mostradas na Fig. 5 (b). Nesse caso, acontece o contrário. As oscilações de potência reativa são canceladas enquanto há oscilações na potência ativa, veja Fig. 6.

Finalmente, para a estratégia CBSP as correntes de referência geradas são perfeitamente senoidais e balanceadas (Fig. 5 (c)), mesmo sob a influência de uma rede desbalanceada. Entretanto, há oscilações de potência ativa e reativa de frequência 120 Hz, mas com amplitudes menores que a dos métodos anteriores (Fig. 6).

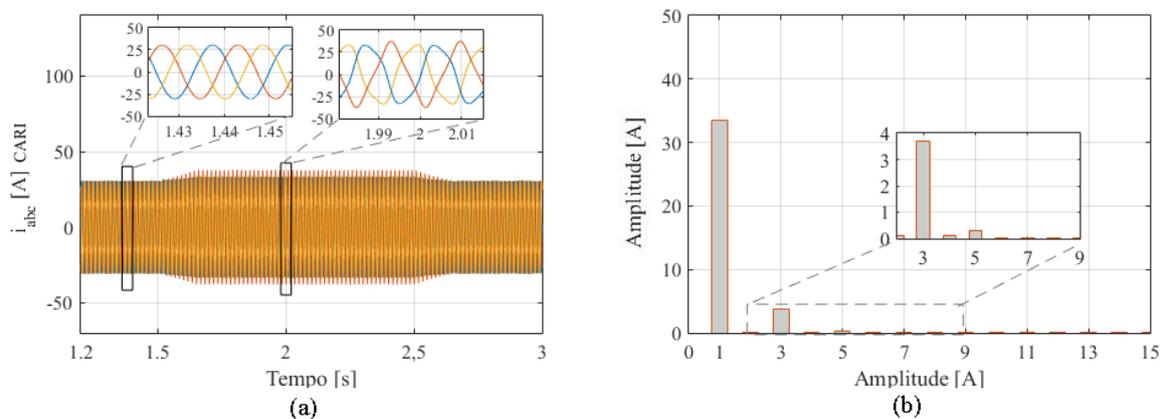


Figura 4 – Correntes i_{abc} injetadas na rede (a) e amplitude dos harmônicos presentes (b) para o método CARI.

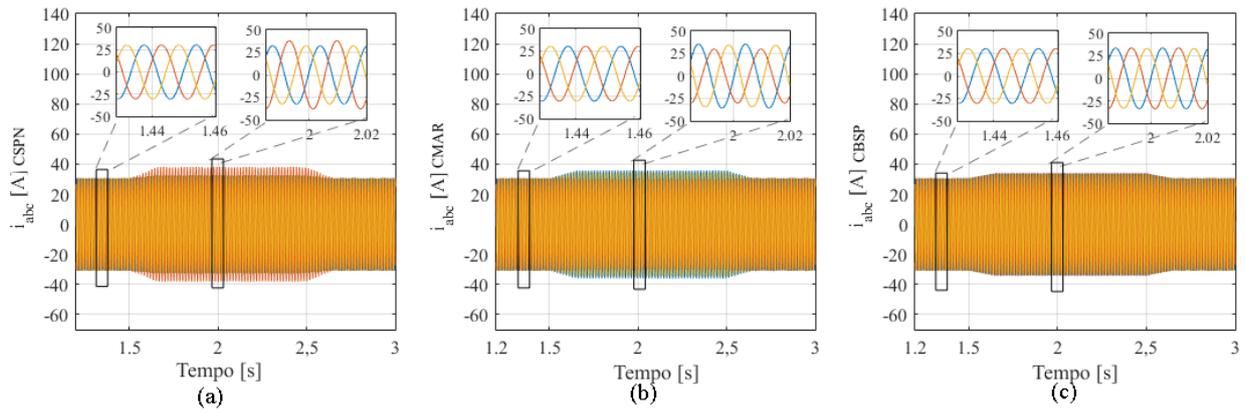


Figura 5 – Correntes i_{abc} injetadas na rede pelos métodos CSPN (a), CMAR (b), e CBSP (c).

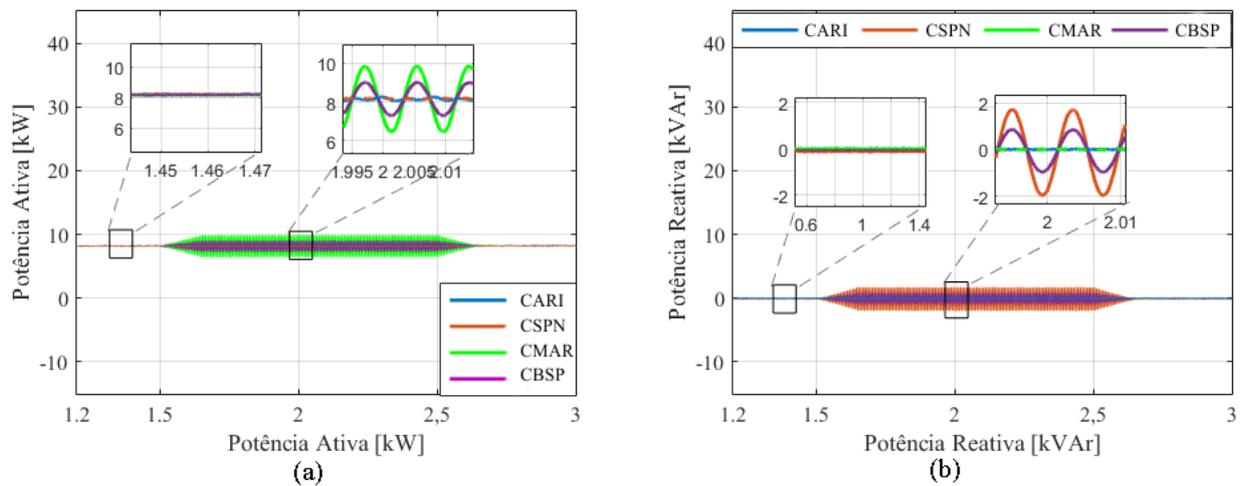


Figura 6 – Potências ativa (a) e reativa (b) injetadas na rede para as quatro estratégias.

Dada as características individuais de cada uma das estratégias de injeção da corrente de referência, deve-se atentar para a influência desses métodos no controle da tensão de barramento cc. Uma vez que a potência ativa injetada na rede tem a principal influência sob o barramento cc, as técnicas onde há o cancelamento das oscilações de potência ativa obtiveram melhores resultados no controle de mesmo. A Fig. 7 compara os resultados para as quatro estratégias, do ponto de vista do controle da tensão cc.

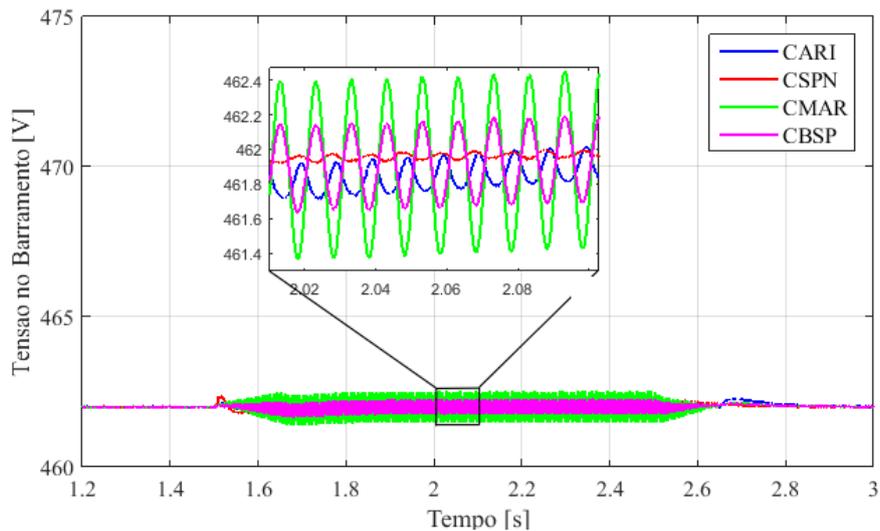


Figura 7 – Controle de barramento CC para as quatro estratégias.

4. CONCLUSÃO

Esse trabalho apresentou e comparou quatro estratégias de controle das oscilações de potência para inversores trifásicos conectados a rede desbalanceada. De fato, a regulação da corrente a ser injetada pelos conversores conectados a rede é de principal importância para que as potências se mantenham constantes em condições de afundamentos de tensão.

Observa-se que há características específicas para cada estratégia, como cancelamento de oscilação de potência ativa e reativa ou injeção de correntes perfeitamente balanceadas na rede. Tendo como foco o controle da tensão de barramento cc, as técnicas que permitem a redução nas oscilações de potência ativa são ideais. As técnicas CARI e CSPN apresentaram melhor resultado em relação ao cancelamento dessas oscilações, entretanto harmônicos de ordem superior são injetadas na rede no caso da CARI, e é necessário mais de um controlador proporcional ressonante.

Agradecimentos

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

REFERÊNCIAS

- Akagi, H., Watanabe, E., and Aredes, M., "Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning," vol. 1, Wiley-IEEE Press, 2007, pp. 109 - 220.
- Bollen, M. H. J., Understanding Power Quality Problems – Voltage Sags and Interruptions, IEEE Press Series on Power Engineering, New York, USA, 1999, 543p.
- Cota, E. F., Xavier, L. S., Cupertino, A. F., Pereira, H.A., "Comparison of control strategies for grid-connected photovoltaic systems during unbalanced voltage dips", INDUSCON, 2014.
- Institute of Electric and Electronics Engineers – IEEE, "IEEE Recommended Practice For The Design Of Reliable Industrial And Commercial Systems" (IEEE Gold Book), IEEE Standard 493 – 1997, 1997
- Liserre, M., Sauter, T., and Hung, J. Y., "Future Energy Systems: Integrating Renewable Energy Sources into the Smart Power Grid Through Industrial Electronics," IEEE Ind. Electron. Mag., vol. 4, no. 1, pp. 18–37, Mar. 2010.
- Teodorescu, R., Liserre, M., and Rodríguez, P., (2011) Control of Grid Converters under Grid Faults, in Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems, John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, UK. doi: 10.1002/9780470667057.ch10
- Villalva, M. G., Gazoli, J. R., & Filho, E. R. (March de 2009). Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays. IEEE Transactions on Power Electronics, 24(1), 1198-1208.
- Visacro, S. F., Dias, R., Menezes, T. V., Vale, M. H. M., "Power System Expansion Planning: Applying LLS Data to Evaluate Lightning-Related Voltage Sags", International Lightning Detection Conference, ILDC, 2006.
- Wang, F., Duarte, J. L., and Hendrix, M. A. M., "Design and analysis of active power control strategies for distributed generation inverters under unbalanced grid faults," pp. 905-916, 2010.
- Yepes, A., Freijedo, F., Lopez, O., and Doval-Gandoy, J., "Analysis and Design of Resonant Current Controllers for Voltage-Source Converters by Means of Nyquist Diagrams and Sensitivity Function," Industrial Electronics, IEEE Transactions on , vol. 58, no. 11, pp. 5231-5250, Nov. 2011.

COMPARISON BETWEEN CONTROL STRATEGIES DURING UNBALANCED VOLTAGE SAGS WITH FOCUS IN THE REDUCTION OF INSTANTENOUS POWER OSCILLATIONS

Abstract. *Unbalanced voltage variations are common disorders in electric power systems. Since grid-connected photovoltaic systems must be able to keep well-functioning during such faults, it is necessary to propose effective control strategies for these situations. In this article, proportional-resonant controllers based are used to control the inverter connected to the unbalanced grid. However, four different reference current injection strategies are explored: Instantaneous Active-Reactive Control (IARC), Positive- and Negative-Sequence Control (PNSC), Average Active-Reactive Control (AARC), and Balanced Positive-Sequence Control (BPSC). This work proposes a comparison between these four strategies, highlighting the reduction of active and reactive power oscillations, in orders to obtain a DC bus voltage control more stable even when the network is not balanced.*

Key words: *Unbalanced voltage sags by grid, photovoltaic systems, Instantaneous power theory.*