

Geração Distribuída Fotovoltaica Trifásica com Estratégia de Compensação de Energia Reativa para a Regulação de Tensão

Arthur C. Souza*, Ivan N. Santos*, Fabrício A. M. Moura**, Leonardo R. C. Silva*

*Núcleo de Qualidade da Energia elétrica, Faculdade de Engenharia Elétrica (FEELT), Universidade Federal de Uberlândia (UFU)

Uberlândia, Minas Gerais, Brasil 38400-902

**Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Triângulo Mineiro (UFTM), Uberaba, Minas Gerais, Brasil 38025-180

arthur_costasouza@hotmail.com, ivan@ufu.br, fabricio.moura@uftm.edu.br, rosenthal.ufu@gmail.com.

Abstract: The continuous increase in the number of accesses to the Brazilian electrical system, by distributed photovoltaic sources, has raised concerns regarding the regulation of the network voltage. In this context, studies related to the management of reactive compensation in commercial inverters have gained importance. In this sense, this article proposes a simplified reactive control strategy in three-phase photovoltaic inverters, exploring the control of the stationary frame current. For this, more realistic connection network scenarios will be employed, adopting distorted and unbalanced network conditions.

Resumo: O aumento contínuo do número de acessos, ao sistema elétrico brasileiro, por parte de fontes distribuídas fotovoltaicas, tem gerado preocupações quanto à regulação de tensão da rede. Neste contexto, estudos correlatos ao gerenciamento de compensação reativa em inversores comerciais têm ganhado importância. Nesse sentido, este artigo propõe uma estratégia simplificada de controle de reativo em inversores fotovoltaicos trifásicos, explorando o controle da corrente de quadro estacionário. Para tanto, serão empregados cenários mais realistas da rede de conexão, adotando condições de rede distorcidas e desequilibradas.

Keywords - Photovoltaic distributed generation; Reactive compensation; Voltage regulation.

Palavras-chave – Geração distribuída fotovoltaica; Compensação reativa; Regulação de tensão.

1 INTRODUÇÃO

A quantidade de sistemas fotovoltaicos (SFV) conectados à rede de distribuição está aumentando de forma exponencial. Especialmente em áreas residenciais urbanas, espera-se uma penetração elevada desta tecnologia, como resultado direto do menor custo dos módulos fotovoltaicos (FV), incentivos governamentais e preocupação pública com o meio ambiente. No entanto, a elevação do número de acesso por SFV às redes elétricas torna a regulação de tensão, em regime permanente, em uma tarefa árdua e complexa. Isto se deve à intermitência dessa fonte, SFV, pois dependem de fatores climáticos.

As redes de distribuição, a princípio, não foram projetadas para incorporar essas unidades de geração descentralizada. De acordo com alguns regulamentos - IEEE Std 1547-2003 (2003), pequenas unidades fotovoltaicas não devem produzir energia reativa para fins regulatórios de tensão. Ademais, a política atual de fornecimento de energia não oferece benefícios para a geração reativa de energia por tais fontes. Além disso, esta geração pode exigir mais dos inversores de potência e reduzir, conseqüentemente, sua vida útil, Callegari et al. (2019). Isto posto, as aplicações fotovoltaicas para clientes

residenciais geralmente são controladas para maximizar a geração de potência ativa.

A descentralização do sistema elétrico, mediante a conexão das fontes distribuídas, acaba por impactar na diminuição da resiliência das redes elétricas, Andrade et al. (2016). Esse fato está trazendo algumas preocupações aos profissionais dessas áreas e um dos pontos mais discutidos é a qualidade da energia da rede devido ao uso de conversores eletrônicos de potência.

Nos dias atuais, há um interesse crescente no uso de inversores multifuncionais para melhorar a qualidade da energia da rede elétrica, Callegari et al. (2019); Ozdemir et al. (2015). Assim, os inversores fotovoltaicos podem executar a tarefa de fornecer energia ativa durante o dia e, complementarmente, auxiliar a rede principal com suporte de energia reativa (fornecimento ou absorção) durante a noite ou durante irradiação de baixo valor, Sangwongwanich et al. (2018). No entanto, problemas de confiabilidade entram em cena com essa utilização adicional Andresen et al. (2016); Anurag et al. (2015).

No tocante aos impactos da injeção de potência reativa na rede, a mesma tem sido, até então, pouco explorada com a utilização dos controladores ressonantes, uma vez que usualmente são explorados com controladores PI. Vale

ressaltar que, a implementação do algoritmo de reativo no controle do inversor pode encarecer seu custo. Atualmente, duas técnicas convencionais são usadas para realizar a compensação reativa: máquinas síncronas e bancos de capacitores. A primeira fornece energia reativa ao sistema quando super-excitada, sendo economicamente viável em operações envolvendo cargas superiores a 200 HP. Callegari et al. (2019). Alternativamente, a segunda técnica é usada para compensação localizada de potência reativa. Porém, conectar um banco de capacitores durante uma instabilidade transitória pode não ser rápido o suficiente para evitar danos ao sistema, Sarkar et al. (2018). Essas limitações sugerem a necessidade de uma nova abordagem para melhorar a flexibilidade e reduzir custos.

Diante desta conjuntura, este artigo propõe uma estratégia simplificada de compensar energia reativa por meio de inversores fotovoltaicos trifásicos, de maneira que não haja o comprometimento significativo na vida útil da unidade inversora, pois a estratégia simplificada garante que a corrente fique dentro dos limites nominais das chaves comutadoras, que é conhecida também por saturação dinâmica, Domingos et al. (2015). Assim, será empregado o tradicional controle de quadro estacionário, comumente conhecido por teoria α - β ou controladores ressonantes, diferentemente das demais estratégias encontradas na literatura, nas quais são comumente empregadas o controle de quadro síncrono, conhecido também por controle d-q.

Neste contexto, este artigo fornece as seguintes contribuições:

- Proposta de uma estratégia simplificada de compensação de potência reativa;
- Análise de alguns parâmetros associados a qualidade da energia elétrica, tais como, fator de potência, tensão em regime permanente e perdas na linha.

2 DESCRIÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Um esquemático de uma estrutura de controle trifásica conectada à rede é mostrado na Fig. 1. O estudo de caso aqui posto considera um inversor trifásico de dois níveis com um filtro LCL. O arranjo fotovoltaico e o estágio CC-CC (conversor *boost*) são modelados por meio de equacionamentos matemáticos (modelagem da célula solar) e componentes eletrônicos como indutor, chave IGBT, diodo e capacitor (conversor *boost*). Maiores informações sobre estas etapas de modelagem encontram-se em (Souza et al. (2016).

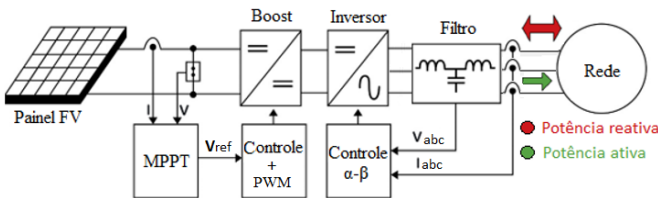


Fig. 1 Diagrama de blocos de controle do inversor.

2.1. Painel Fotovoltaico

O arranjo fotovoltaico é composto por três fileiras (strings) em paralelo, com 13 módulos série em cada, ou seja, um sistema fotovoltaico (SFV) formado por 39 módulos. A Tabela 1 retrata as principais informações da

folha de dados do módulo *American Solar ASW-260M* e do seu respectivo arranjo.

Tabela 1 - Parametrização do módulo *American Solar ASW-260W*

	Dados do Módulo	Dados do Arranjo
V_{mp}	36,1 V	469,3 V
V_{oc}	43,42 V	564,5 V
I_{mp}	7,18 A	21,54 A
I_{sc}	7,98 A	23,94 A
$P_{m\acute{a}x}$	260 W	10,108 kW
R_s	0,4 Ω	1,73 Ω

Em que: V_{mp} trata-se da tensão de máxima potência, V_{oc} refere-se a tensão de circuito aberto; I_{mp} consiste na corrente de máxima potência, I_{sc} representa a corrente de curto-circuito; α expressa o coeficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito; β define o coeficiente de temperatura para a tensão de circuito aberto, R_s informa a resistência série da célula e P_{max} a potência máxima fornecida pelo módulo ou arranjo fotovoltaico.

2.2. Conversor Boost

O conversor boost é projetado para a condição de saída da tensão do arranjo fotovoltaico. A tensão de saída do boost adotada, para fins de projeto e operação, foi de 600 V (tensão de entrada do inversor). Todavia a tensão de entrada do boost será a soma das tensões de máxima potência dos 13 módulos conectados em série, equivalente a 469,3 V. A Tabela 2 apresenta as variáveis utilizadas para a parametrização do conversor boost.

Tabela 2 - Parametrização do conversor boost

Parâmetros	Valor
L_{boost}	949,203 μ H
C_i	100 μ F
C_o	1300 μ F

No presente trabalho utilizou-se o algoritmo P&O (perturba e observa) Souza et al. (2016) para com a unidade do conversor boost empregado no MPPT (*Maximum Power Point Tracking*).

2.3. Filtro LCL

Os seguintes parâmetros são necessários para a configuração do filtro LCL: V_L (tensão de linha), P_n (potência ativa de saída do inversor), ω_g (frequência angular da rede), V_{CC} (tensão do barramento CC) e F_{sw} (frequência de chaveamento do inversor), Reznick et al. (2014). A impedância de base (Z_b) e a capacitância de base (C_b) são definidas em (1) e (2). Assim, os valores de filtro serão referidos numa percentagem dos valores de base:

$$Z_b = \frac{V_L^2}{P_n} \quad (1)$$

$$C_b = \frac{1}{\omega_g \cdot Z_b} \quad (2)$$

Para a parametrização da capacitância do filtro, considera-se que a variação máxima do fator de potência observada pela rede elétrica seja de 5%, Reznick et al. (2014); Liserre et al. (2005), indicando que a capacitância base do filtro seja ajustada em (3).

$$C_f = 0,05 \cdot C_b \quad (3)$$

Um fator de projeto maior que 5% pode ser usado quando for necessário compensar a reatância indutiva do filtro, porém o fator de potência será comprometido. Por outro lado, se um valor muito baixo de capacitância for selecionado, um valor de indutância muito alto pode ser necessário (L1). Portanto, é aconselhável atribuir um valor em torno da metade do limite obtido em (3), caso a restrição da frequência de ressonância referente a equação (9) não seja respeitada, deve-se aumentar a capacitância até o valor limite Reznick et al. (2014). Para este trabalho admitiu-se 3% da capacitância base (0,03.Cb). A corrente máxima de saída do inversor trifásico é obtida através de (4).

$$I_{max} = \frac{P_n \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3} \cdot V_L} \quad (4)$$

A ondulação de corrente máxima na saída do inversor, normalmente admitida em projeto, corresponde a um valor de 10% da corrente máxima, conforme apresentada em (5).

$$\Delta I_{max} = 0,1 \cdot I_{max} \quad (5)$$

Vale ressaltar que para esse trabalho adotou-se uma ondulação de corrente em 5% (0,05. I_{max}). Dessa forma, o valor do indutor do lado do inversor é expresso em (6).

$$L_1 = \frac{V_{CC}}{6 \cdot F_{sw} \cdot \Delta I_{max}} \quad (6)$$

O filtro LCL deve reduzir a ondulação da corrente a 20%, Reznick et al. (2014); Liserre et al. (2005). Os autores propõem um fator de atenuação de corrente harmônica ka, sugerindo um valor de 20% em seus exemplos. Dessa forma, a indutância do lado da rede (L2) é dada por (7).

$$L_2 = \frac{\sqrt{1 + k_a^2}}{C_f \cdot \omega_{sw}^2} \quad (7)$$

A frequência de ressonância (F_{res}), observada em (8), deve estar dentro dos limites estabelecidos em (9). Caso contrário, deve-se trabalhar com outro valor de capacitância obtido por (3).

$$F_{res} = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\frac{L_1 + L_2}{L_1 L_2 C_f}} \quad (8)$$

$$10 F_{rede} < F_{res} < 0,5 F_{sw} \quad (9)$$

Um resistor em série (R_f) com o capacitor atenua parte da ondulação na frequência de comutação para evitar a ressonância. O valor desta resistência deve ser um terço da

impedância do capacitor de filtro na frequência de ressonância, Reznick et al. (2014), logo, a resistência em série com a capacitância do filtro (amortecimento passivo) é dada em (10).

$$R_f = \frac{1}{3 \cdot (2 \cdot \pi \cdot f_{res}) \cdot C_f} \quad (10)$$

A principal desvantagem de inserir o resistor em série com o capacitor do filtro são as perdas adicionais, porém essas perdas não são tão significativas, mesmo porque o resistor ajuda na redução da ondulação da corrente em 20% Liserre et al. (2005). Assim, utilizando os valores presentes na Tabela 3, obtém-se os componentes do filtro LCL – apresentados na Tabela 4.

Tabela 3 - Parâmetros necessário para o cálculo do filtro LCL

Parâmetros	Valor
V _{CC}	600 V
V _L	220 V
Z _b	4,7879 Ω
ω _g	377 rad/s
C _b	554,0 μF
F _{sw}	10 kHz
I _{max}	37,51 A
K _a	0,2

Tabela 4 - Parametrização do filtro LCL

Parâmetros	Valor
L ₁	5,33 mH
C _f	16,62 μF
L ₂	0,0914 mH
R _f	0,7752 Ω
F _{res}	4117,35 Hz

O amortecimento passivo não pode ser muito baixo, caso contrário, não evitaria-se a oscilação, e ao mesmo tempo não deve ser muito alto para não reduzir a eficiência do filtro. Wu et al. (2006). Os valores das resistências de L1 e L2 foram atribuídos em 0,5 ohm. Em relação aos filtros, na atualidade é necessário o uso de filtros de alta ordem para conseguir uma atenuação eficaz das frequências de comutação. Nestes casos o uso de amortecimento passivo ou ativo são indispensáveis para garantir a estabilidade do sistema. A Fig. 2 apresenta o inversor trifásico e o Filtro LCL implementado na plataforma Simulink/Matlab.

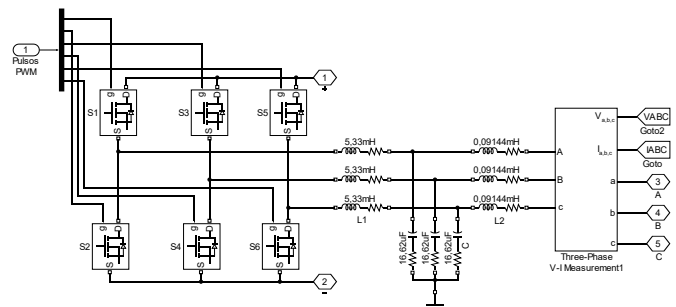


Fig. 2 Inversor trifásico com Filtro LCL implementado no Simulink.

A estratégia de controle do inversor é implementada no quadro de referência estacionária e é baseada em duas malhas em cascata: a malha de controle interno (conhecido também por malha de corrente), controlando as correntes de referência (α) e de ortogonalidade (β) injetadas, e as malhas de controle externo (conhecidas também por malha de tensão e por malha de compensação de reativo), controlando a tensão do barramento CC e a potência reativa injetada na rede. Estas estratégias serão discutidas na seção seguinte.

3 ESTRATÉGIA DE CONTROLE DO INVERSOR

A integração da geração distribuída na rede elétrica pode resultar em benefícios variados como a redução das perdas nas linhas de transmissão, redução de impactos ambientais, aumento da eficiência energética, entre outros. O conversor CC-CA, também chamado de inversor é o elemento chave para a conexão de sistemas de geração distribuída à rede elétrica, o qual é responsável por converter a corrente contínua fornecida pelos painéis fotovoltaicos em corrente alternada sincronizada com as tensões da rede elétrica, Teodorescu et al. (2011).

A utilização de inversores trifásicos para conexão de sistemas comerciais de geração à rede elétrica é preferível para se evitar o desbalanceamento de tensão. Além disso, as estratégias de controle embarcadas à unidade inversora devem ser cuidadosamente projetadas para se obter um bom desempenho para quaisquer condições de rede, as quais, via de regra, possuem distorções harmônicas e desequilíbrios. Nesse sentido, torna-se importante a escolha de uma estratégia de topologia de controle, sendo as principais: PI, Preditivo e ressonante, Teodorescu et al. (2011).

Para o estudo proposto, selecionou-se o compensador ressonante que pode ser utilizado também para controlar a corrente em inversores conectados à rede. Em inversores trifásicos, dois tipos de compensadores serão implementados: um controle PI no quadro de referência síncrona e um controle P+Res (proporcional-ressonante) no quadro de referência estacionário. O controle no sistema d-q ou SRFC (*Synchronous Reference Frame Control*) tem sido amplamente estudado e aplicado ao controle de corrente em sistemas de energia renovável conectados à rede elétrica. Porém, sua principal desvantagem é sua dinâmica lenta e o acoplamento entre os eixos direto e em quadratura, Blaabjerg et al. (2006). Além disso, para situações em redes com desequilíbrio e presença de harmônicas, o desempenho do controle no sistema d-q é insatisfatório.

Uma alternativa ao controle de corrente no sistema d-q é o controle de corrente no sistema α - β (*stationary reference frame Control*), Zmood et al. (2003). Tal estratégia consiste basicamente em generalizar o conceito do compensador PI em sinais contínuos para sinais alternados. O compensador PI elimina o erro de regime permanente já que possui um polo em zero, e por tanto seu ganho em $f = 0$ Hz (sinal contínuo) tende a infinito. Foi proposto, então, o compensador P+Res, o qual soma uma ação proporcional com uma ação ressonante que provocará um alto ganho na frequência sintonizada (neste caso 60 Hz). A parte ressonante do compensador P+Res pode ser vista como um

integrador de sinais alternados, fato que foi demonstrado em Teodorescu et al. (2006).

Na Fig. 3 uma estrutura genérica do controle de um sistema fotovoltaico (SFV) de dois estágios é apresentada, tendo como destaque o controle do barramento CC e reativo, o controle de corrente, e por fim, a modulação PWM que envia os pulsos para as chaves do inversor trifásico.

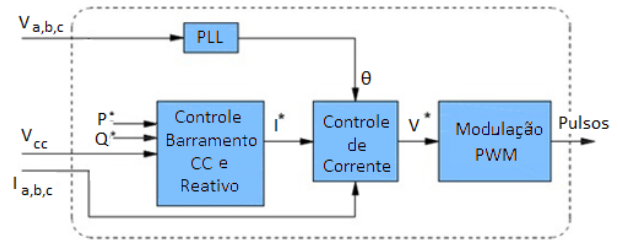


Fig. 3 Diagrama de blocos do controle para SFV trifásico conectado à rede.

A corrente I^* é orientada ao longo da componente de tensão contínua (V_{cc}), por isso esta estratégia é chamada de controle orientado por tensão. Um algoritmo PLL (*Phase Locked Loop*) de referência síncrona (dq0) detecta o ângulo de fase da rede, a frequência e a tensão. A frequência e a tensão são necessárias para monitorar as condições da rede e para o cumprimento dos requisitos de controle. O ângulo de fase (θ) da rede é necessário para transformações do quadro de referência de uma certa coordenada para outra (dq0 para $\alpha\beta 0$, por exemplo).

Para o controle do barramento CC (malha de tensão), um compensador PI padrão é usado também para corrigir o erro entre a tensão de referência e a tensão lida no link CC, assim, emite a referência para o controle de corrente (I^*), Souza et al. (2018). No que tange à saída do controle do barramento CC, a componente (I^*) pode corresponder à duas parcelas de corrente, sendo elas: I_d^* e I_q^* , estando a última fornecida pelo controle de reativo, caso o algoritmo do inversor a tenha. Vale ressaltar que a potência ativa (P) e a reativa (Q), conforme exibida na Figura 3, são destinadas a estratégia de controle de gestão da potência reativa, o qual gera a referência I_q^* que será explanada na seção seguinte. Se um compensador PI for utilizado no controle da malha de corrente, as correntes serão transformadas no quadro de eixos de referência síncrona (*synchronous reference frame*) em outras palavras, no domínio DQ0, onde o algoritmo implementa a dissociação entre os dois eixos (ωL). No entanto, se um compensador proporcional-ressonante (P+Res) for empregado, as correntes serão transformadas no quadro de eixos de referência estacionário (*stationary reference frame*), domínio $\alpha\beta 0$ e a dissociação não será necessária, Machado. (2016).

3.1. Estratégia de controle de corrente

O diagrama de blocos do controle de corrente para o controlador P+Res é fornecido na Fig. 4. Vale salientar que, para transformar os parâmetros d-q para α - β é necessário extrair o ângulo teta da rede ($\theta = \omega t$), o qual é fornecido pela técnica de PLL de referência síncrona.

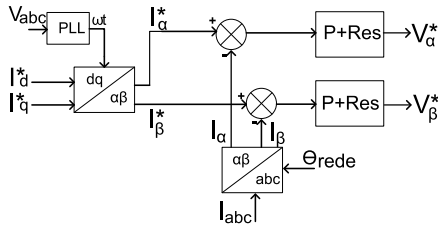


Fig. 4 Diagrama de bloco do controle P+Res.

Ressalta-se que as saídas V_{α}^* e V_{β}^* , mostradas na Figura 4, são enviadas para a *PWM* para gerar os pulsos para as chaves do inversor. A Fig. 5 mostra um diagrama de blocos da estratégia de controle para regular o fluxo de energia ativa e reativa.

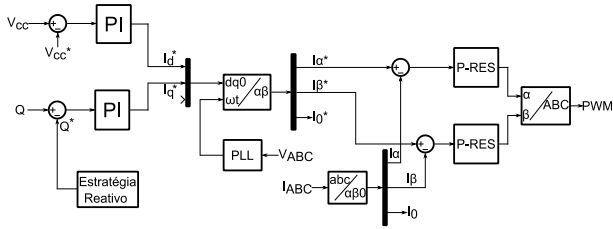


Fig. 5 Diagrama do controle do inversor baseado no método de quadro de referência estacionário ($\alpha\beta$).

A injeção de potência ativa é controlada pela corrente de eixo de referência α (I_{α}^*) e a injeção de potência reativa (Q), pela corrente de eixo ortogonal β (I_{β}^*), como ilustra a Fig. 5. A corrente I_{α}^* é gerada pela diferença da tensão lida do barramento CC (V_{cc}) pelo valor de referência de projeto (V_{cc}^*), que no caso deste trabalho é de 600 V, em seguida, este sinal passa pelo compensador PI para atenuar o erro e, por fim, entra no bloco que transforma as variáveis dq em $\alpha\beta$. Já a corrente I_{β}^* é gerada pela diferença da potência reativa (Q) medida no PAC (Ponto de Acoplamento Comum) pela potência reativa de referência (Q^*), a qual é entregue pelo bloco “Estratégia Reativo” implementado, após a correção do erro pelo compensador PI, a variável de saída I_q^* é transformada em I_{β}^* pelo bloco de transformação dos parâmetros dq para $\alpha\beta$.

As correntes de referência I_{α}^* e I_{β}^* são subtraídas pelas correntes I_{α} e I_{β} da rede, respectivamente, em seguida ambas são tratadas pelo compensador (P+Res), os quais resultarão nos parâmetros V_{α}^* e V_{β}^* , que por fim, serão transformados em variáveis de quadro de referência natural ABC. Assim, os sinais no domínio ABC serão enviados para o *PWM*, com o intuito de gerar os pulsos para as chaves do inversor. O bloco “Estratégia Reativo” é responsável por realizar o fornecimento ou a absorção da energia reativa, basicamente, consiste na elevação ao quadrado da potência máxima que o arranjo FV pode fornecer, subtraída pela potência total gerada pelos painéis fotovoltaicos, também elevado ao quadrado, e em seguida, extrai-se a raiz e o resultado é enviado para o bloco “ganho”, assim, a referência da potência reativa (Q^*) é gerada. Uma visão geral deste procedimento é apresentada na Fig. 6. O bloco da saturação deve ser ajustado no mesmo valor da potência aparente (S [VA]), para evitar erro durante a inicialização da simulação, pois antes do algoritmo de *MPPT* estabilizar, é comum surgir uns transitórios na tensão de referência

(V_{ref}) do barramento CC, que conseqüentemente, repercute na potência ativa (P).

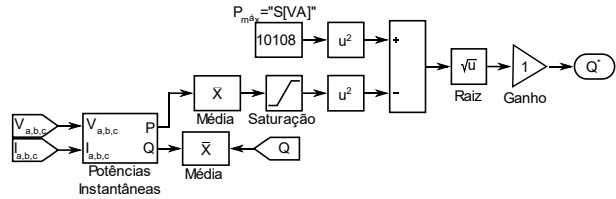


Fig. 6 Estratégia de gestão de reativo.

Vale destacar que o bloco “ganho” do controle, vislumbrado na Fig. 6, é o responsável em definir se o inversor irá absorver ou fornecer reativo, assim, quando seu valor for definido em “1” o inversor irá fornecer reativo, e quando ajustado em -1, o mesmo irá absorver reativo. Ressalta-se também que a gestão de reativo depende do quanto de potência ativa está sendo injetada, assim, quando a potência ativa cair, a potência reativa injetada aumentará, ou seja, o inversor sempre estará trabalhando em 1 pu de sua capacidade de potência.

4 ESTUDO DE CASO

Com o sistema fotovoltaico modelado no Matlab/Simulink®, conjuntamente com as estratégias de controle de corrente abordadas ao longo do artigo, as simulações realizadas foram divididas de forma a considerar duas situações distintas: abrangendo no primeiro momento a GDFV fornecendo potência reativa e no segundo momento a GDFV absorvendo a potência reativa. Estas duas situações serão avaliadas mediante a variação de irradiância no arranjo fotovoltaico. Além disso, com o intuito de abranger os diversos impactos decorrentes do funcionamento da GDFV em um circuito secundário de baixa tensão, são avaliados o fator de potência, o desequilíbrio de tensão, o carregamento do circuito, bem como as distorções harmônicas de tensão e corrente, com e sem a presença GD.

Vale destacar que o controlador *MPPT* usa o algoritmo P&O com regulação integral, que possui frequência de chaveamento de 10 kHz. O inversor também possui uma frequência de chaveamento de 10 kHz, sendo que a tensão no link CC é 600 V com saída trifásica de 220 V em 60 Hz. A seguir, a Fig. 7 exibe o diagrama unifilar da rede.

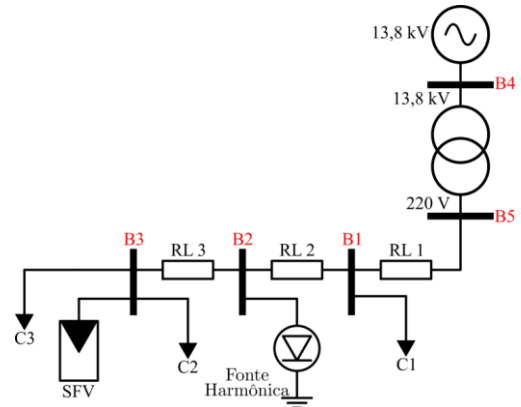


Fig. 7 Diagrama da rede elétrica fictícia.

A “Fonte Harmônica” foi representada por fontes de corrente responsáveis por injetar as correntes harmônicas de

3ª, 5ª e 7ª ordem, e por fim, o transformador de distribuição de 112,5 kVA que conecta o gerador do lado de 13,8 kV à rede de distribuição de 220 V. Foi instalado medidor de desequilíbrio na barra 3, com o intuito de verificar o desequilíbrio do sistema, provocado pelas cargas. O método utilizado para o cálculo do fator de desequilíbrio foi o do CIGRÊ. Este se baseia nas amplitudes das tensões de fase, DE Oliveira et al. (2002). A Tabela 6 exhibe as configurações da fonte trifásica e do transformador de distribuição de baixa tensão.

Tabela 6 - Parametrização do transformador e da fonte trifásica

Parâmetros	Transformador	Fonte Trifásica
Potência (VA)	112,5 k	1,26 G (Scs)
Tensão (V)	13800 / 220	13800
Ligação	Delta – estrela c/ neutro aterrado	Estrela c/ neutro aterrado
$R_{primário}$ (Ω)	10,157	0,008929
$R_{secundário}$ (Ω)	$86,044 \cdot 10^{-5}$	--
$L_{primário}$ (H)	1,0777	0,0004
$L_{secundário}$ (H)	$9,1298 \cdot 10^{-5}$	--
$R_{magnetização}$ (Ω)	$2,5392e+6$	--
$L_{magnetização}$ (H)	6735,6	--

Todas as impedâncias de linha foram configuradas para um valor de resistência de 45,855 m Ω e 0,0287 mH de indutância. A Tabela 7 apresenta os valores das cargas lineares conectadas nas barras do sistema sob estudo, enquanto a Tabela 8 retrata as cargas não lineares.

Tabela 7 - Parametrização das cargas lineares

Barra	Fase	P (W)	Q (VAR)
B1	A	1000	1000
	B	3000	1000
	C	10000	1000
B2	A	2000	0
	B	500	0
	C	250	0
B3	A	6000	4100
	B	4000	3000
	C	5000	2900

Tabela 8 - Parametrização da carga não-linear

Barra	Fase	Correntes harmônicas (A)		
		Módulo e ângulo		
		3ª	5ª	7ª
B2	A	$3\angle 0^\circ$	$6\angle 0^\circ$	$2,5\angle 0^\circ$
	B	$3\angle 0^\circ$	$6\angle 120^\circ$	$2,5\angle -120^\circ$
	C	$3\angle 0^\circ$	$6\angle -120^\circ$	$2,5\angle 120^\circ$

Após apresentadas a parametrização da rede de distribuição fictícia implementada no Simulink, enfim, será avaliada a GDFV fornecendo e absorvendo potência reativa, e por fim, a distorção harmônica total de tensão (DTT), fator de potência, tensão em regime permanente e as perdas ôhmicas antes e depois da conexão da geração distribuída fotovoltaica (GDFV) de 10,108 kW. Vale salientar que a rede apresenta sinais de tensões distorcidas e desequilibradas, com intuito de comprovar a robustez do controle de corrente do inversor estabelecido.

4.1 Caso 1 - Compensação de reativo

Com o objetivo de verificar a circulação de potência reativa feita pelo inversor de forma mais acentuada, reduziu-se a irradiância dos painéis fotovoltaicos de 1000 W/m² para 700 W/m² nos instantes 0,4 s até 0,8 s, conforme ilustra a Fig. 8, enquanto a Fig. 9 comprova que a GDFV está fornecendo reativo, uma vez que a corrente está atrasada da tensão.

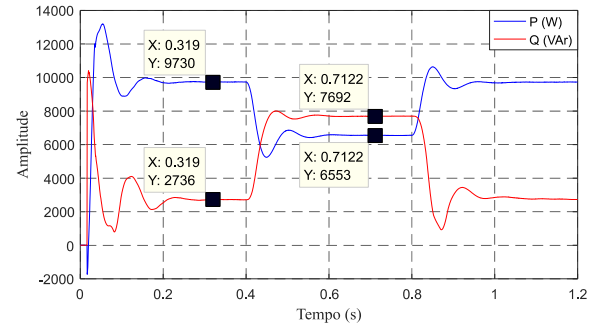


Fig. 8 Inversor injetando potência ativa e reativa na rede.

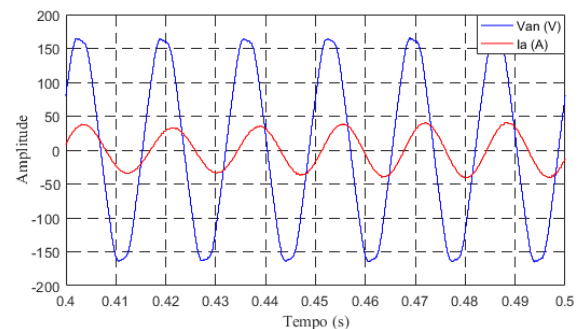


Fig. 9 Inversor na condição de fornecer potência reativa.

Pela Fig. 9, percebe-se que a estratégia de gestão de potência reativa respondeu de forma bastante satisfatória, uma vez que, garante a operação na capacidade nominal do inversor, onde no momento que houve a queda na potência ativa, devido a redução da irradiância, o inversor teve a capacidade de fornecer uma quantidade maior de potência reativa, mantendo assim, sua operação na capacidade máxima. As Figs. 10 e 11 apresentam as mesmas variáveis, porém, para a situação do inversor absorvendo a potência reativa.

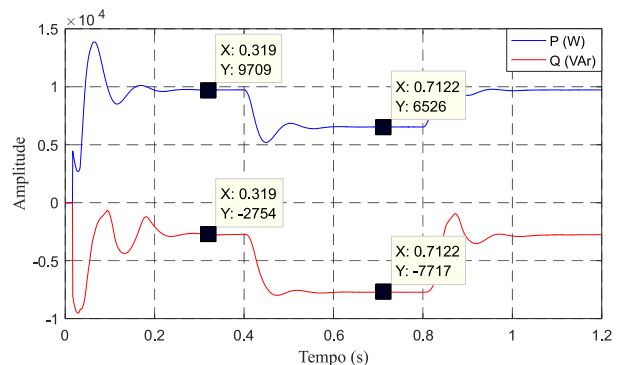


Fig. 10 Inversor injetando potência ativa e absorvendo potência reativa da rede.

Vale ressaltar que, na condição de absorver a potência reativa, o fluxo apresenta sinal negativo, uma vez que foi

adotado o fluxo positivo no sentido inversor - rede, portanto, o fluxo com o sentido rede – inversor será negativo.

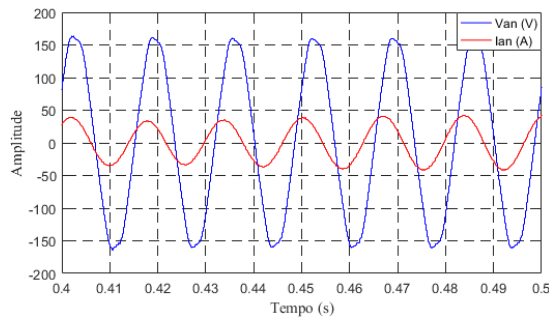


Fig. 11 Inversor na condição de absorver potência reativa.

Assim como um gerador síncrono, a corrente fica adiantada da tensão para a condição de absorver potência reativa, conforme ilustra a Fig. 11. Destaca-se também que, a tensão da rede encontra-se distorcida diante da fonte harmônica imposta na Barra 2. A Tabela 9 apresenta as medições de potência ativa e reativa para diferentes níveis de irradiância.

Tabela 9- Resultados para diferentes valores de irradiância a 25°C

S (W/m ²)	Fornecer Reativo		Absorve Reativo	
	P (W)	Q (VAr)	P (W)	Q (VAr)
1000	9730	2736	9709	-2754
800	7610	6646	7589	-6665
600	5559	8446	5543	-8457
400	3489	9498	3472	-9504
200	1400	10019	1375	-10020

Percebe-se pelos resultados apresentados pela Tabela 9 que, a estratégia simplificada de reativo implementado no controle do inversor FV teve uma boa correspondência para todas condições de níveis de irradiância, comprovando assim, a robustez do controle geral do sistema em trabalhar em condições extremas (baixa irradiância).

4.2 Caso 2 - Análise dos impactos gerados pela GDFV.

Uma vez concluído os resultados do controle de reativo no inversor fotovoltaico, os quais apresentaram uma melhoria na otimização e operação da unidade inversora, nesta seção, são avaliados alguns indicadores associados a qualidade da energia elétrica diante a inserção da GDFV na Barra 3, onde apresenta um nível de curto-circuito de 279,61 kVA. A Fig. 12 exhibe as formas de ondas de tensão da barra 3, as quais apresentam distorções harmônicas totais de tensão de 2,53%, 2,58% e 2,49% nas fases Va, Vb e Vc.

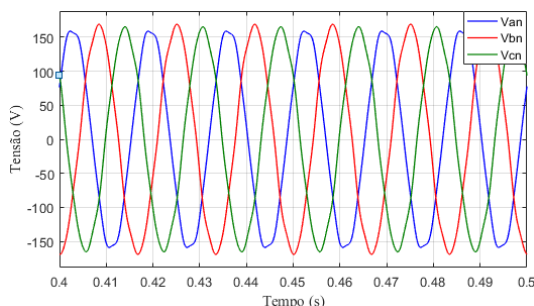


Fig. 12 Tensão distorcida na barra 3.

A seguir, está apresentada a Tabela 10 expondo os parâmetros de qualidade na barra 3 da rede de distribuição de baixa tensão (127/220 V) antes da inserção do sistema fotovoltaico.

Tabela 10 - Qualidade da energia na Barra 3 sem GDFV

Fase	Va	Vb	Vc
Tensão (V)	115,1	118,4	115,3
DTT (%)	2,57%	2,61%	2,53%
Fp		0,8314	
Desequilíbrio(k%)		2,086%	

A perda ôhmica ao longo da linha de distribuição foi computada em 959,5 W, enquanto o desequilíbrio (K%) provocado pelas cargas é de 2,086%.

Neste caso, as análises serão feitas para a conexão da geração distribuída na barra 3 durante a condição da redução da irradiância de 1000 W/m² para 700 W/m². A Tabela 11 mostra os resultados dos parâmetros referentes à qualidade da energia ao conectar a GDFV na barra 3, nas condições de fornecer e absorver potência reativa.

Tabela 11 - Qualidade da energia na Barra 3 com GDFV

Fase	Fornecendo reativo			Absorvendo reativo		
	Va	Vb	Vc	Va	Vb	Vc
Tensão (V)	119,3	122,9	119,7	115,4	118,8	115,6
DTT (%)	2,52	2,59	2,45	2,58	2,64	2,53
Fp		0,9825			0,3518	
K (%)		2,081			2,058	
Perdas (W)		291,4			1123	

As distorções harmônicas de tensão, conforme podem ser observadas, se mantiveram praticamente estáveis, uma vez que o filtro LCL drenam correntes harmônicas de ordens bem acima de 3^a, 5^a e 7^a. As tensões nas barras foram maiores nos dois modos de operações (fornecer e absorver energia reativa) em comparação com a situação da GDFV não conectado à rede, no entanto, para o modo de absorver reativo as tensões apresentam menores magnitudes em relação ao modo de fornecimento, porque em tal operação é solicitado uma corrente de reativo da concessionária, elevando assim, as quedas de tensão na linha. Desta forma, implicando também no aumento das perdas nas linhas em 1123 W contra os 291,4 W. Já, o fator de potência (Fp) da barra 3 melhorou para a situação de fornecimento de reativo, visto que, há geração de potência ativa e reativa local, por outro lado, para o modo de absorção de reativo, era esperado a redução do fator de potência. O grau de desequilíbrio praticamente manteve-se igual, uma vez que a GDFV conectada à rede trata-se de um equipamento trifásico, ou seja, sua contribuição de gestão de potência é igual para todas as fases.

5 CONCLUSÃO

A estratégia de compensação de reativo para inversores fotovoltaicos mostrou-se bastante eficiente e satisfatória, uma vez que foram utilizados controles ressonantes para o fluxo de potência ativa e reativa, os quais não são

comumente utilizados na literatura. Vale destacar que, o controle $\alpha\beta$ apresenta uma correspondência melhor de operação dos demais controles frente a redes distorcidas e desequilibradas. Tal estratégia permitiu a otimização da operação do inversor, garantindo que este esteja trabalhando em 1 pu de potência, sem ultrapassar seu limite térmico.

O emprego do modelo computacional possibilitou avaliar os impactos técnicos que esta fonte causará ao sistema elétrico através de estudos de caso. Desse modo, neste trabalho pode-se avaliar uns dos principais problemas associados a qualidade da energia elétrica, a tensão em regime permanente, sendo que a estratégia empregada conseguiu colaborar com a regulação da tensão, pois ao realizar a compensação de reativo, o inversor pode ajudar a rede a manter a tensão em uma faixa adequada, ainda que a mesma estivesse em condições desequilibrada e distorcida.

AGRADECIMENTOS

Os autores expressam seus agradecimentos ao suporte financeiro concedido pela FAPEMIG.

REFERÊNCIAS

- Andrade, E. G.; Oliveira, H. A.; Ribeiro, W. V.; DE Barros, R. C.; Pereira, H. A.; Cupertino, A. F.; Power losses in photovoltaic inverter components due to reactive power injection". 12th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON), 2016.
- Andresen, M.; Buticchi, G.; Liserre, M.; "Thermal stress analysis and mppt optimization of photovoltaic systems", IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 63, no. 8, pp. 4889–4898, Aug. 2016.
- Anurag, A.; Yang, Y.; Blaabjerg, F.; "Thermal Performance and Reliability Analysis of Single-Phase PV Inverters with Reactive Power Injection Outside Feed-In Operating Hours". Journal of Emerging and Selected Topics in Power Elect., vol. 3, pp. 870-880, 2015.
- Blaabjerg, F.; Teodorescu, R.; Liserre, M.; Timbus, A. V. "Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems". IEEE Trans. on Industrial Electronics, v. 53, n. 5, p. 1398-1409, 2006.
- Callegari, J. M. S.; Silva, M. P.; DE Barros, R.C.; Brito, E. M. S.; Cupertino, A. F.; Pereira, H. A.; "Life time evaluation of three-phase multifunctional PV inverters with reactive power compensation" Electric Power Systems Research, outubro, 2019, vol 175.
- DE Oliveira, M.; Filho, A. L. F.; DE Oliveira, D.; Hwang, G. R.; "Voltage unbalance monitoring in CEB systems", 10th International Conference on Harmonics and Quality of Power. Proceedings, vol 1, 2002.
- Domingos, R. M.; Xavier, L. S.; Cupertino, A. F.; Pereira, H. A.; "Current Control Strategy for Reactive and Harmonic Compensation with Dynamic Saturation", in 2015 IEEE 24th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE), oct, 2015.
- IEEE Std. 1547-2003. IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems; 2003.
- Liserre, M.; Blaabjerg, F.; Hansen, S.; "Design and control of an LCL filter- based three-phase active rectifier"; IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 41, n° 05, pp. 1281-1291, Sept., 2005.
- Machado, S. d. J. M.; "Uma proposta de controle com alta capacidade de rejeição harmônica para inversores monofásicos conectados à rede elétrica através de filtro LCL amortecido," Dissertação exibida na Universidade Estadual de Londrina- UEL, Londrina-PR, 2016.
- Musallam, M.; Yin, C.; Bailey, C.; Johnson, M.; "Mission profile-based reliability design and real-time life consumption estimation in power electronics," IEEE Trans. Power Electron., vol. 30, no. 5, pp. 2601–2613, May 2015.
- Ozdemir, S.; Bayhan, S.; Sefa, I.; Altin, N.; "Three-phase multilevel grid interactive inverter for PV systems with reactive power support capability,". First Workshop on Smart Grid and Renewable Energy, 2015, pp. 1-6.
- Reznick, A.; Simões, M. G.; Al-dutra, A.; Muyeen, S. M.; "LCL Filter Design and Performance Analysis for Grid-Interconnected Systems"; IEEE transactions on industry applications, vol. 50, n° 02, April, 2014.
- Sangwongwanich, A.; Yang, Y.; Sera, D.; Blaabjerg, F. "Lifetime Evaluation of Grid-Connected PV Inverters Considering Panel Degradation Rates and Installation Sites". IEEE Trans. on Power Electronics, 2018, vol 33.
- Sarkar, M. N. I.; Meegahapola, L. G.; Datta, M.; "Reactive power management in renewable rich power grids: a review of grid-codes, renewable generators, support devices, control strategies and optimization algorithms", IEEE Access (2018).
- Souza, A. C.; Melo, F. C.; Oliveira, T. L.; Tavares, C. E.; "Performance analysis of the computational implementation of a simplified PV model and MPPT algorithm", in IEEE Latin America Transactions, Vol. 14, no.2, pp. 792-798, 2016.
- Souza, A. C.; Junior, C. R. A.; Silva, G. T.; Santos, I. N.; "Simulation and Dynamic Analysis of Three-Phase Photovoltaic System Connected on Grid Employing Matlab / Simulink Software", VII SBSE, Niterói-RJ. Maio. 2018.
- Teodorescu, R.; Blaabjerg, F.; Liserre, M.; Loh, P. C.; "Proportional resonant controllers and Filters for grid-connected voltage-source converters". In: Electric Power Applications, 2006. v. 153, n. 5, p. 750-762.
- Teodorescu, R.; Liserre, M.; Rodriguez, P.; "Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems": Jhon Wiley & Sons, 2011.
- Wu, E.; Lehn, P.; "Digital current control of a voltage source converter with active damping of LCL resonance," IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 21, n° 05, pp. 1364-1373, September, 2006.
- Zmood, D. N.; Holmes, D. G.; "Stationary Frame Current Regulation of PWM Inverters With Zero Steady-State Error". IEEE Transactions on Power Electronics, v. 18, n. 3, p. 814-822, 2003.