

# SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA COM SUPRESSÃO DE HARMÔNICOS E COMPENSAÇÃO DE REATIVOS DA CARGA

**Marcelo Hideo de Freitas Takami** – marcelotakami@hotmail.com

**Sérgio Augusto Oliveira da Silva** – augus@utfpr.edu.br

**Leonardo Poltronieri Sampaio** – sampaio@utfpr.edu.br

Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Campus Cornélio Procópio - PR,  
Laboratório de Eletrônica de Potência, Qualidade de Energia e Energias Renováveis - LEPQER

**Leonardo Bruno Garcia Campanhol** – campanhol@utfpr.edu.br

Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Campus Ponta Grossa - PR  
Departamento de Eletrônica - DAELE

**Resumo.** Este trabalho apresenta, por meio de um ambiente computacional, a implementação de um sistema fotovoltaico (FV), o qual é composto por um arranjo fotovoltaico, um conversor c.c.-c.c. elevador e um inversor de tensão (VSI) controlado no modo corrente, conectado a uma rede elétrica monofásica. Uma técnica utilizada para o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) do arranjo FV é implementada na malha de controle do sistema. Além disso, técnicas de controle são adotadas para possibilitar a injeção de corrente na rede elétrica, a partir da energia disponibilizada pelo arranjo FV, onde a corrente injetada na rede é sincronizada com a tensão da rede utilizando um algoritmo de detecção de ângulo de fase (PLL-Phase-Locked Loop). Um sistema de proteção para anti-ilhamento (AI) é implementado para que na situação de um possível desligamento da rede elétrica, o controle atue desconectando o inversor da rede. Além disso, o sistema FV é controlado para desempenhar também a função de filtro ativo de potência atuando na supressão de harmônicos e compensação de reativos da carga. Adicionalmente, são aplicadas variações nos fatores climáticos, tais como temperatura e radiação solar, com o objetivo de avaliar a eficiência do MPPT.

**Palavras-chave:** Energia solar, Geração distribuída, Sistema fotovoltaico conectados à rede elétrica, MPPT, Anti-ilhamento.

## 1. INTRODUÇÃO

Atualmente, estudos e aplicações de fontes de energias renováveis vêm ganhando cada vez mais destaque no mundo, devido à crescente demanda energética e a preocupação com a preservação ambiental (Brito et al., 2012). Dentre todas as diferentes fontes de energias renováveis conhecidas até hoje, a energia solar vem se destacando devido à sua abundância e por sua vasta incidência em toda a superfície terrestre. Desta forma, esta se apresenta como uma fonte viável de geração de energia elétrica, mais notadamente em sistemas de geração distribuída conectados à rede de distribuição de energia elétrica.

Os painéis fotovoltaicos (FV) apresentam curvas características I-V (corrente-tensão) e P-V (potência-tensão) não-lineares, os quais são fortemente influenciados pelos fatores climáticos como radiação solar e temperatura (Martins et al., 2008). O custo inicial para a implantação de um sistema FV ainda é relativamente alto, e apresentam uma baixa eficiência de conversão de energia solar em elétrica (Brito et al., 2012). Desta forma, são necessárias a aplicação de técnicas para rastrear a máxima potência de um arranjo fotovoltaico, as quais são conhecidas como técnicas de MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), e são indispensáveis para a implantação de arranjos fotovoltaicos (Yu et al., 2002). Pelo fato, na maioria das aplicações, os painéis fotovoltaicos fornecerem em sua saída uma tensão média menor que a mínima necessária para alimentar equipamentos residenciais e/ou industriais, torna-se necessária a elevação do nível de tensão através de conversores c.c.-c.c. elevadores antes de realizar a inversão para injetar energia na rede elétrica em c.a., ou ainda para alimentar cargas em c.a. locais.

Para que a energia proveniente do arranjo FV seja injetada na rede elétrica, um sistema de sincronismo entre a corrente injetada e a tensão da rede elétrica é indispensável. Para esta finalidade é comum a utilização de algum tipo de circuito capaz de realizar a detecção de ângulo de fase da rede, podendo-se citar circuitos PLL (*Phase-Locked Loop*).

Em função da evolução da eletrônica de potência com o avanço na tecnologia de semicondutores de potência, a utilização de cargas não-lineares passou a ser mais comum. Fatores que proporcionaram o aumento de cargas eletroeletrônicas, comandadas eletronicamente, como por exemplo, equipamentos que utilizam retificadores controlados e não controlados na conversão c.a./c.c., inversores na conversão c.c./c.a., fontes chaveadas, entre outros. Por outro lado, tais sistemas podem degradar a qualidade de energia elétrica (QEE) dos sistemas elétricos de potência não só pela troca de reativos com a rede, mas principalmente por drenarem correntes com elevados conteúdos harmônicos. Uma das

alternativas para minimizar tais problemas de QEE causados pela utilização de cargas não-lineares é a utilização de filtros ativos de potência (FAP) (Campanhol et al., 2013).

Com o crescimento da geração distribuída, modificaram-se em muitos países os cenários de geração de energia elétrica, principalmente quando ocorre uma falha na rede elétrica, a qual pode ocorrer por diversos fatores, seja por motivos intencionais da concessionária (manutenção), por fatores climáticos (chuva e/ou vento), ato malicioso ou erro humano. Sendo assim, dada uma ocorrência de falta no sistema elétrico e o sistema de geração distribuída ainda estiver conectado, pode-se causar riscos aos operadores da rede durante a manutenção nas linhas, danos aos equipamentos residenciais entre outros problemas. Esse fenômeno é definido como ilhamento.

Existem normas técnicas que versam a interconexão de sistemas fotovoltaicos à rede, e requerem métodos eficazes para detectar o ilhamento, com isso foram desenvolvidos algoritmos para monitorar possíveis falhas na rede elétrica, conhecidos como algoritmos de anti-ilhamento (AI) (Severo, 2011).

O objetivo do trabalho é apresentar o projeto e simulação de um inversor para sistema fotovoltaico conectado a rede elétrica. As principais características do inversor projetado é a de, além de realizar a injeção de potência ativa na rede, operar com a finalidade de filtrar harmônicas de corrente da carga, bem como com a compensação de reativos através da implementação de um sistema de filtro ativo de potência.

## 2. ESTRUTURA DE POTÊNCIA CONECTADO À REDE ELÉTRICA E SISTEMA DO FILTRO ATIVO

A Fig. 1 mostra o diagrama de blocos do sistema completo adotado neste trabalho. O sistema fotovoltaico com filtro ativo foi implementado em software de simulação. O arranjo FV é composto por dois arranjos FV onde cada um deles possui quatro painéis ligados em série fornecendo nas condições de teste padrão (STC: 1000 W/m<sup>2</sup>, 25°C, AM 1,5) 1,96 kW, 123,2 V e 15,92 A.

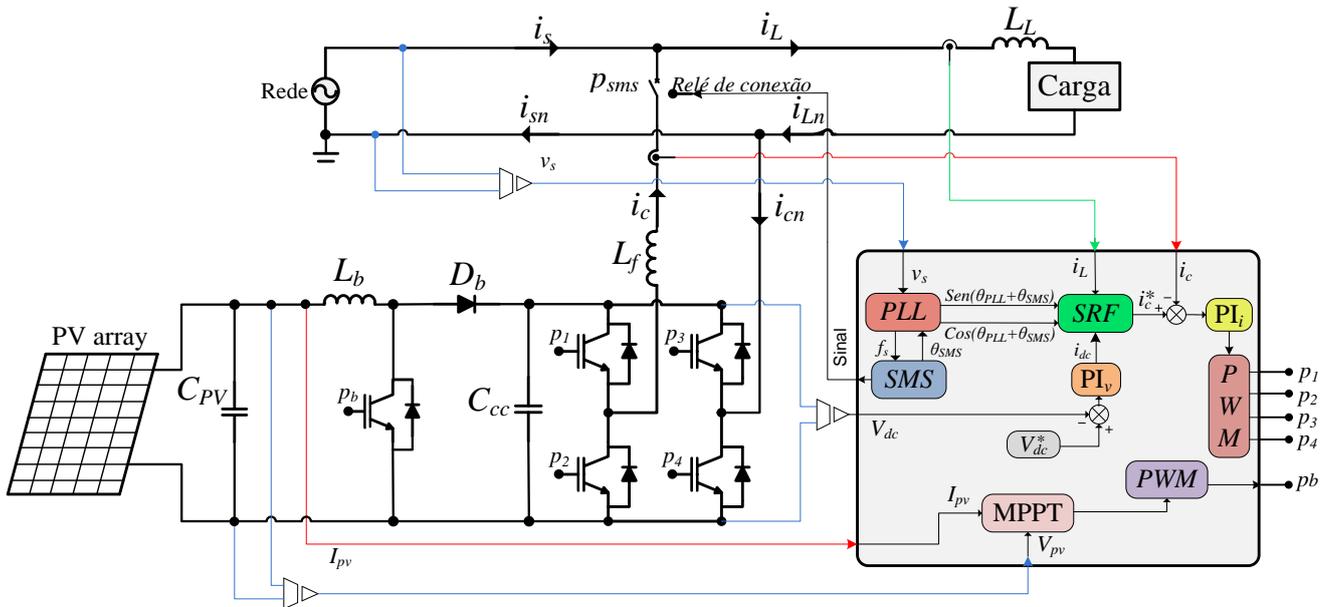


Figura 1 – Esquema completo do sistema de geração distribuída conectado à rede elétrica monofásica.

### 2.1 Gerador fotovoltaico

Uma célula fotovoltaica pode ser representada pelo circuito equivalente mostrado na Fig. 2, onde é representada por uma fonte de corrente em anti-paralelo com um diodo. Os resistores em série e paralelo,  $R_s$  e  $R_p$  respectivamente, são projetados com o objetivo de melhorar a representação da curva. O valor de  $R_s$  interfere na inclinação da curva I-V após o ponto de máxima potência (MPP), ou seja, quando os módulos passam a se comportar como fonte de tensão, já a resistência  $R_p$  regula a inclinação antes do MPP, quando os painéis se comportam como fonte de corrente.

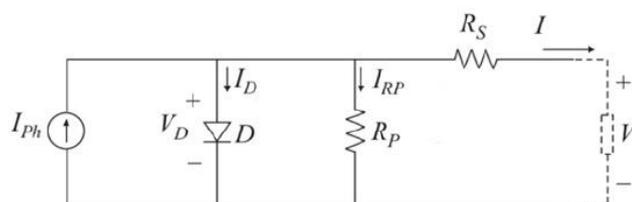


Figura 2 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.

O equacionamento do circuito da Fig. 2 pode ser representado pela Eq. (1), conforme (Gow, 1999; Veerachary, 2006).

$$I = I_{ph} - I_r \cdot \left[ e^{\frac{q \cdot (V + I \cdot R_s)}{\eta \cdot K \cdot T}} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (1)$$

Onde:  $V, I$  são a tensão e corrente nos terminais de saída de uma célula solar respectivamente;  $I_{ph}$  é a fotocorrente;  $I_r$  corrente de saturação reversa da célula;  $R_s, R_p$  são as resistências série e paralela da célula;  $q$  é a carga do elétron ( $q=1,6 \times 10^{-19}$  C);  $\eta$  é o fator de qualidade da junção p-n;  $K$  é a constante de Boltzmann ( $K=1,38 \times 10^{-23}$  J/K) e  $T$  é a temperatura ambiente em Kelvin.

A corrente da célula fotovoltaica em (1), pode ser determinada, por exemplo, por meio do método numérico Newton-Raphson, devido à relação não-linear entre a corrente  $I$  e a tensão  $V$ .

Recente-mente (Martins et al., 2008) propôs um modelo computacional para a simulação de sistemas fotovoltaicos, conforme ilustrado na Fig. 3.

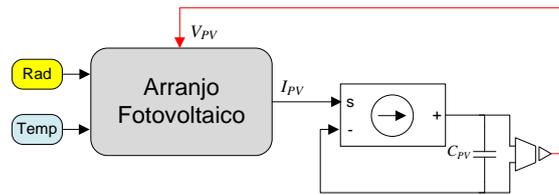


Figura 3 – Diagrama de blocos do modelo implementado no MatLab/Simulink®.

Onde:  $V_{pv}$  e  $I_{pv}$  é a tensão e corrente nos terminais do arranjo FV, Rad é a radiação solar, Temp é a temperatura e  $C_{pv}$  é um capacitor de filtro de saída do arranjo FV.

## 2.2 Técnicas para o rastreamento da máxima potência (MPPT)

Atualmente, existem diversos algoritmos para a extração da máxima potência de um sistema fotovoltaico e são, basicamente, divididos em off-line e on-line (D’Souza et al., 2009). Neste trabalho optou-se por um método on-line, o método da Perturbação e Observação (P&O), que consiste na busca do ponto de máxima de potência através das derivadas da potência e da tensão, operando periodicamente incrementando ou decrementando o sinal de saída do algoritmo (razão cíclica D).

O algoritmo P&O está ilustrado na Fig. 4. Esse método necessita das leituras da tensão e da corrente do painel, para realizar cálculos das derivadas de tensão e de potência. A Tab. 1 apresenta a lógica da variação da razão cíclica, em função dos sentidos das derivadas de potência e de tensão. O sinal negativo do passo é utilizado para corrigir o sentido da variação da razão cíclica.

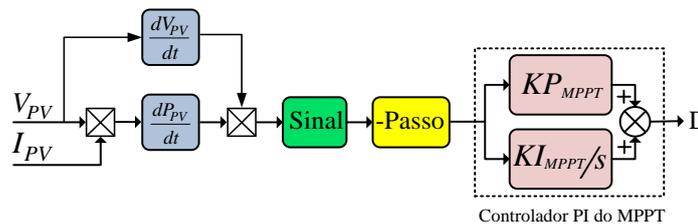


Figura 4 - Modelo em blocos do algoritmo de MPPT do método P&O.

Tabela 1 - Lógica do algoritmo P&O

$\frac{dP_{PV}}{dt} = \frac{d(V_{PV} \cdot I_{PV})}{dt}$	$\frac{dV_{PV}}{dt}$	Razão cíclica
+	-	Incrementa
-	+	Incrementa
-	-	Decrementa
+	+	Decrementa

O chaveamento do conversor boost terá uma modulação por largura de pulso (PWM – *Pulse Width Modulation*) onde o sinal de referência será a própria razão cíclica gerada na saída do algoritmo P&O e será comparada com um sinal dente de serra, através dessa modulação serão gerados os pulsos para o chaveamento.

### 2.3 Filtro ativo paralelo de potência (FAPP)

Neste trabalho é empregado o algoritmo baseado no sistema de eixo de referência síncrona (*SRF – Synchronous Reference Frame*) (Silva et al., 2008).

Como o algoritmo SRF é utilizado em sistemas trifásicos, para possibilitar a aplicação em um sistema monofásico torna-se necessário uma modificação do algoritmo, dessa forma, na Fig. 5 é apresentado o algoritmo modificado onde este representa um sistema trifásico fictício equilibrado, composto por correntes bifásicas também fictícias, ou seja,  $i_\alpha = i_L$  e  $i_\beta$ . Portanto com este algoritmo é possível obter as correntes de referência de compensação em um sistema monofásico.

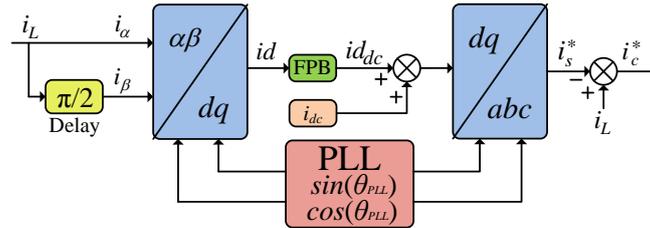


Figura 5 – Diagrama em blocos do algoritmo SRF (sistema 1Φ).

O algoritmo apresentado na Fig. 5 consiste em medir a corrente da carga  $i_L$  e introduzir um atraso de  $\pi/2$  radianos na mesma conforme a Eq. (2), assim, considera-se a corrente como a corrente fictícia  $i_\alpha$ , e a corrente defasada é considerada, em quadratura, a corrente  $i_\beta$ , assim, as correntes bifásicas podem ser representadas no sistema de eixo estacionário bifásico fictício  $\alpha\beta$ .

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_L(\omega t) \\ i_L(\omega t - \pi/2) \end{bmatrix} \quad (2)$$

Após encontrar as correntes  $i_\alpha$  e  $i_\beta$ , realiza-se a transformação do eixo bifásico estacionário para o eixo bifásico síncrono, através da utilização da matriz de transformação apresentada em (3).

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ -\sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (3)$$

Uma vez que se obtém a grandeza de corrente  $id$  pela Eq. (3), é possível extrair a sua componente contínua  $i_{d_{cc}}$  através da utilização de um filtro passa-baixa (FPB), portanto, a corrente fundamental de referência  $i_s^*$  pode ser obtida através da Eq. (4). A corrente de referência de compensação  $i_c^*$  pode ser encontrada conforme Eq. (5), através da subtração de  $i_L$  por  $i_s^*$ .

$$i_s^* = i_{d_{cc}} \cdot \cos \theta \quad (4)$$

$$i_c^* = i_L - i_s^* \quad (5)$$

### 2.4 Sistema PLL

Através de um sistema PLL (*Phase-Locked Loop*) pode-se obter as informações da rede elétrica, necessárias para a geração das coordenadas do vetor unitário síncrono, utilizados no algoritmo SRF, tais como ângulo de fase e frequência.

Na literatura, diversas topologias de sistemas PLL têm sido propostas (Silva et al., 2008). A topologia utilizada neste trabalho é baseada na teoria da potência ativa instantânea trifásica (p-PLL) utilizando o eixo estacionário bifásico de coordenadas  $\alpha\beta$ , assim, torna-se necessária a geração de uma tensão fictícia de quadratura  $v_\beta'$ , de forma a assegurar que esta seja ortogonal à tensão monofásica medida. A tensão monofásica medida da rede elétrica  $v_s$  é considerada agora a própria tensão  $v_\alpha'$ , e para obter  $v_\beta'$  aplica-se uma defasagem de  $\pi/2$  radianos sobre a tensão  $v_\alpha'$ . A Fig. 6 apresenta o diagrama de blocos do sistema PLL monofásico.

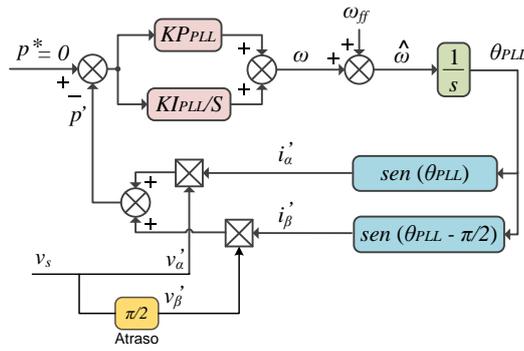


Figura 6 - Diagrama de blocos do sistema PLL monofásico.

## 2.5 Controle para as etapas c.c.-c.a.

Após obter as correntes de referência de compensação, é necessário que o sistema apresente uma malha de controle de corrente de forma a assegurar que o FAPP imponha estas correntes na rede elétrica. Com isso, é preciso obter um modelo matemático da planta de forma a possibilitar o projeto do controlador da malha de corrente e da malha do controle do barramento c.c.. Os procedimentos adotados para a sintonia dos controladores e as respostas em frequência dos controladores de corrente e tensão do barramento são detalhadamente descritos por (Campanhol et al., 2013).

Na Fig. 7 é demonstrado o diagrama em blocos de controle de corrente do conversor monofásico *full-bridge*, no qual a função de transferência de malha fechada é representada pela Eq. (6) (Campanhol et al., 2013).

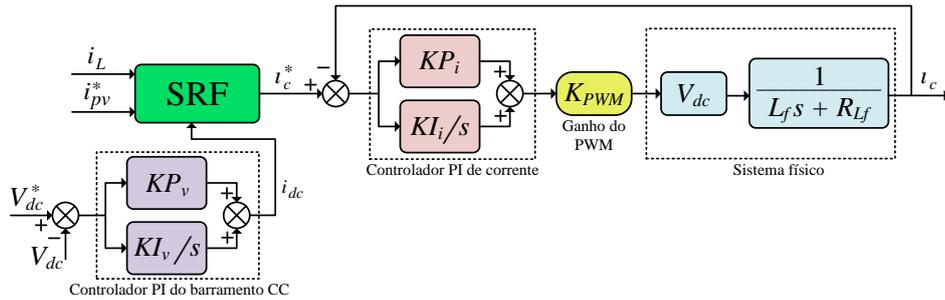


Figura 7 - Diagrama em blocos da malha de controle de corrente do FAPP.

$$\frac{\hat{i}_c(s)}{\hat{i}_c^*(s)} = \frac{K_{PWM} \cdot V_{cc} (K_{P_i} \cdot s + K_{I_i})}{L_f \cdot s^2 + (K_{P_i} \cdot K_{PWM} \cdot V_{cc} + R_{L_f})s + K_{I_i} \cdot K_{PWM} \cdot V_{cc}} \quad (6)$$

Onde:  $K_{P_i}$  e  $K_{I_i}$  são os ganhos do controlador de corrente, proporcional e integral respectivamente;  $K_{PWM}$  é o ganho do modulador *PWM* definido por (Campanhol et al., 2013) e  $L_f$  é a indutância de filtro e  $R_{L_f}$  é a resistência da indutância do filtro.

O diagrama em blocos do modelo da malha de controle de tensão do FAPP é apresentado na Fig. 8 e a função de transferência do sistema de controle da tensão do barramento c.c. é apresentado pela Eq. (7), conforme modelo apresentado por (Campanhol et al., 2013).

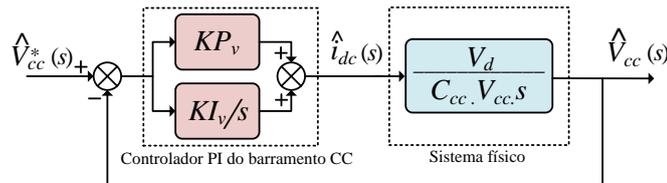


Figura 8 - Diagrama em blocos da malha de controle de tensão do barramento CC.

$$\frac{V_{cc}(s)}{V_{cc}^*(s)} = \frac{v_d \cdot K_{P_v} \cdot s + v_d \cdot K_{I_v}}{C_{cc} \cdot V_{cc} \cdot s^2 + v_d \cdot K_{P_v} \cdot s + v_d \cdot K_{I_v}} \quad (7)$$

Onde:  $KP_v$  e  $KI_v$  são os ganhos, proporcional e integral respectivamente do controlador de tensão;  $C_{cc}$  é a capacitância do barramento c.c. e  $V_{cc}$  é o valor da tensão média no capacitor  $C_{cc}$ .

## 2.6 Sistema anti-ilhamento (AI)

O fenômeno do ilhamento para um sistema de geração distribuído é caracterizado quando o mesmo continua a alimentar as cargas locais na ausência da rede de alimentação (Balaguer et al., 2008), no caso de desligamento na distribuição de energia por parte da concessionária, seja por manutenção ou por problemas técnicos, os inversores devem ser desconectados para evitar problemas operacionais e de segurança, caso contrário, poderia continuar fornecendo energia e/ou até mesmo danificar os equipamentos residenciais e trazer risco à vida para aqueles que poderão vir a dar manutenção na rede elétrica, supondo que esta está sem energia elétrica. Desta forma, existem normas como *IEEE 929-2000* e *ABNT. NBR IEC 62116:2012*, que versam sobre a interconexão de sistemas fotovoltaicos à rede requerem métodos eficazes para detectar o ilhamento.

Os algoritmos de anti-ilhamento existentes se dividem em métodos remotos e métodos locais, sendo os métodos locais divididos em passivos e ativos, ou até mesmo híbridos utilizando métodos passivos em conjunto com os ativos (Mahat et al., 2008; Smith et al., 2000 e Beltran, 2006).

Neste trabalho é implementado um método ativo de anti-ilhamento, o método Deslocamento de Frequência também conhecido como SMS (*Slip-Mode Frequency Shift*). Esse método utiliza realimentação positiva para desestabilizar o conversor no momento do ilhamento, com isso a frequência presente na ilha é deslocada até que as proteções de frequência atuem, desligando o inversor e prevenindo a formação da ilha (Severo, 2011; Mahat et al., 2008). O inversor é visto pelo SEP como uma fonte de corrente que possui três parâmetros que podem ser variados nos quais a realimentação positiva pode ser implementada, são eles: amplitude, frequência e fase, como mostrado na Eq. (8) (Severo, 2011), assim, o método SMS utiliza a realimentação positiva de fase na tensão para deslocar a frequência a tal ponto que as proteções possam atuar.

$$I_{inv} = I_{max} \cdot \text{sen}(\omega_{inv}t + \theta_{inv}) \quad (8)$$

O controle do inversor utilizando o método SMS, atua fazendo com que o ângulo de fase entre a corrente e a tensão de saída do inversor, ao invés de ser próximo de zero, é feito para ser uma função da frequência da tensão, proporcionando pequenos desvios na frequência da tensão no PAC e possibilitando que as proteções de frequência atuem (Yin, 2005).

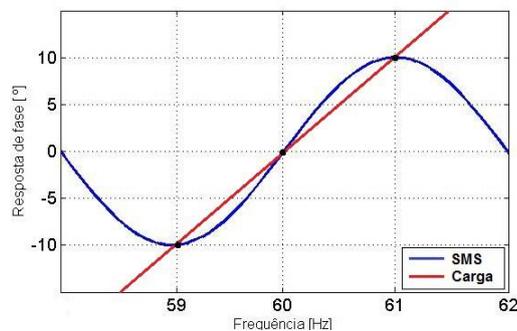


Figura 9 – Resposta de fase da carga e do conversor no algoritmo de AI SMS.

Enquanto o inversor está conectado à rede, a rede forçará a frequência de operação do inversor no valor nominal de 60 Hz, como ilustra a Fig. 9, não permitindo sua variação. Quando ocorre uma falta na rede e a ilha é formada, pequenas perturbações de frequência no PAC serão realimentadas positivamente e tendem a desestabilizar o inversor até que as proteções de frequência atuem.

A curva SMS ilustrada na Fig. 11 é dada pela Eq. (9) apresentada por (Mahat et al., 2008):

$$\theta = \theta_{max} \cdot \text{sen} \left( \frac{\pi (f^{(k-1)} - f_s)}{2 (f_m - f_s)} \right) \quad (9)$$

Onde:  $\theta_{max}$  é o ângulo de fase máximo que ocorre em  $f_m$ ;  $f_m$  é a frequência máxima, ou seja, os limites da frequência adotados no algoritmo;  $f_s$  é a frequência nominal da rede e  $f^{(k-1)}$  é a frequência no ciclo anterior. Para este trabalho é utilizado  $\theta_{max} = 10^\circ = \pi/18$  radianos e  $f_s = 60$  Hz e  $f_m$  com uma variação de 1 Hz.

### 3. IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA FV COM FILTRO ATIVO

O esquema completo do sistema implementado neste trabalho é mostrado na Fig. 1. Pode ser visto, o SRF e algoritmo de PLL, algoritmo de MPPT, anti-ilhamento, malha de controle de tensão e corrente do barramento c.c., assim como o conversor c.c.-c.a. boost e o conversor c.c.-c.a. em ponte completa. O sistema foi implementado por meio de simulação numérica, usando as ferramentas Matlab/Simulink®.

Com o intuito de que as simulações realizadas fossem tão próximas de um sistema real, foram discretizadas todas as partes do sistema, como os sinais de aquisição de dados e controladores, atrasos de aquisições introduzidas pelo FPB, bem como o tempo morto dos chaveamentos.

Nas simulações foram utilizados oito módulos policristalinos, dois arranjos FV onde cada um deles possui quatro painéis ligados em série, SW 245 da SolarWorld, onde cada painel contém 60 células fotovoltaicas interconectadas, e nas condições de teste padrão (STC: 1000 W/m<sup>2</sup>, 25°C, AM 1,5) cada painel fornece 245 Wp. A Tab. 2 apresenta as principais informações deste módulo.

Neste trabalho, a carga não-linear utilizada nas simulações, é composta por um retificador com diodo em ponte completa seguido de carga RL.

Tabela 2 - Parâmetros elétricos do PV SW 245 sob as condições de teste padrão (STC).

Potência máxima	$P_{\max} = 245 \text{ Wp}$
Tensão de circuito aberto	$V_{oc} = 37,5 \text{ V}$
Tensão do ponto de máxima potência	$V_{MPPT} = 30,8 \text{ V}$
Corrente de curto circuito	$I_{sc} = 8,49 \text{ A}$
Corrente do ponto de máxima potência	$I_{MPPT} = 7,96 \text{ A}$

Na Tab. 3, estão apresentados os principais parâmetros utilizados nas simulações.

Tabela 3 - Parâmetros adotados na simulação.

Tensão nominal da rede (eficaz)	$v_s = 127 \text{ V}$
Frequência nominal da rede	$f_s = 60 \text{ Hz}$
Potência máxima do arranjo FV	$P_{\max} = 1960 \text{ W}$
Tensão de saída do arranjo FV	$V_{PV} = 123,2 \text{ V}$
Corrente de saída do arranjo FV	$I_{PV} = 15,92 \text{ A}$
Capacitor de saída do FV	$C_{PV} = 100 \mu\text{F}$
Indutor - Boost	$L_b = 2,4 \text{ mH}$
Frequência de chaveamento – Boost	$f_b = 30 \text{ kHz}$
Capacitor – Barramento c.c.	$C_{cc} = 2300 \mu\text{F}$
Frequência de chaveamento – VSI-full-bridge	$f_{ch} = 20 \text{ kHz}$
Indutância de filtro	$L_f = 2,5 \text{ mH}$
Resistência do filtro de indutância	$R_{Lf} = 0,48 \Omega$
Indutância de comutação	$L_L = 1,2 \text{ mH}$
Frequência de amostragem do conversor A/D	$f_a = 60 \text{ kHz}$
Ganho PWM	$K_{PWM} = 5,33 \times 10^{-4}$
Ganho do controlador PI de corrente	$KP_i = 226,49 \Omega$ $KI_i = 6,61 \times 10^5 \Omega/\text{s}$
Ganho do controlador PI do barramento c.c.	$KP_v = 0,275 \Omega$ $KI_v = 1,42 \Omega/\text{s}$
Ganho do controlador PI do MPPT	$KP_{MPPT} = 0,02 \Omega$ $KI_{MPPT} = 0,2 \Omega/\text{s}$
Carga não linear – retificador em ponte completa	$L_c = 30 \text{ mH}$ $R_c = 26,6 \Omega$

### 3.1 Resultados obtidos

A Fig. 10 mostra a tensão da rede  $v_s$ , a corrente na rede  $i_s$ , a corrente de compensação  $i_c$  e a corrente da carga  $i_L$ . A tensão da rede esta sendo apresentada junto com a corrente na rede. Nesta mesma figura estão apresentados três casos diferentes via simulação, caso 1: compensação de potência reativa e supressão de correntes harmônicas com cargas não-lineares ligadas à rede elétrica; caso 2: compensação de potência reativa, supressão de correntes harmônicas, injeção de potência ativa na rede elétrica com cargas não-lineares conectadas à rede elétrica e caso 3: injeção de potência ativa na rede elétrica sem cargas presentes.

Na Fig. 10.a o sistema FV está desligado, então o sistema está apenas operando como filtro ativo, realizando as compensações de potência reativa e suprimindo as correntes harmônicas da carga. Para o caso 2, na Fig. 10.b toda a potência ativa, reativa e harmônica consumida pela carga não-linear é fornecida pelo sistema fotovoltaico em conjunto com o filtro ativo, e o excedente de energia ativa não consumida pela carga é injetada na rede. Na mesma Fig. 10.c, no caso 3, a carga é desconectada e toda a potência ativa gerada pelo sistema FV agora é injetada na rede elétrica, pode-se notar que a corrente na rede é senoidal e está em oposição de fase em relação à tensão da rede.

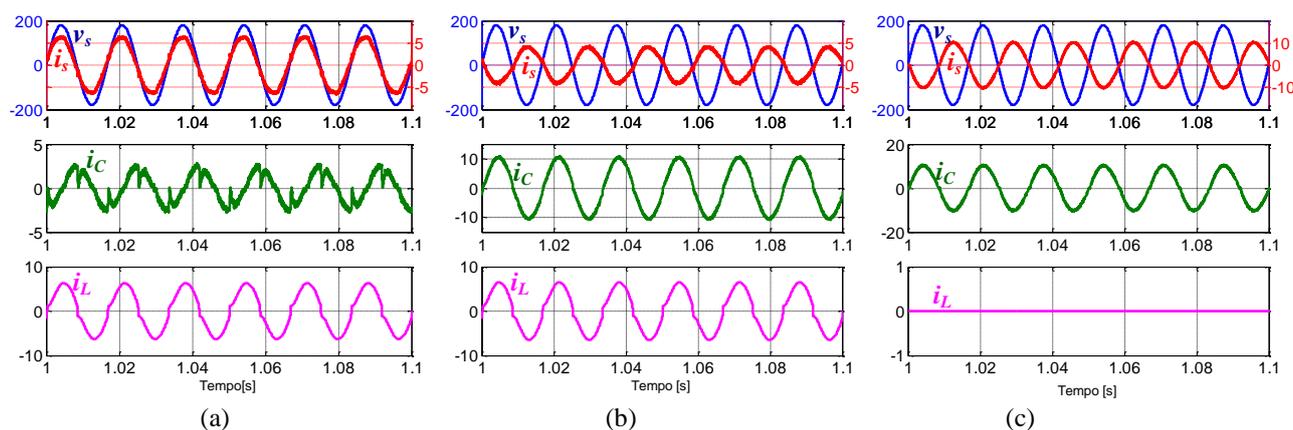


Figura 10 – Tensão da rede  $v_s$  (azul) e corrente na rede  $i_s$  (vermelho), corrente de saída do inversor  $i_c$  (verde) e  $i_L$  (rosa) corrente da carga. (a) Caso 1: compensação de potência reativa e supressão de correntes harmônicas; (b) Caso 2: compensação de potência reativa, supressão de correntes harmônicas e injeção de potência ativa na rede; (c) Caso 3: injeção de potência ativa na rede elétrica sem cargas presentes.

Em relação à taxa de distorção harmônica (TDH), normas como *NBR IEC 62116:2012* e *IEEE 519-1992* recomendam que a TDH da corrente injetada seja menor que 5%, quando o sistema FV está fornecendo somente potência ativa para a rede. Na Tab. 4 são apresentados a TDH para os três casos mostrados na Fig. 10.

Tabela 4. TDH da corrente da rede e na carga

Modos de operação	TDH (%)	
	$i_s$	$i_L$
<b>Caso 1:</b> compensação de potência reativa e supressão de correntes harmônicas ( $P_{sun}=0W/m^2$ ).	4,81	14,77
<b>Caso 2:</b> compensação de potência reativa, supressão de correntes harmônicas e injeção de potência ativa na rede ( $P_{sun}=1000 W/m^2$ ).	3,69	14,72
<b>Caso 3:</b> injeção de potência ativa na rede elétrica sem cargas presentes ( $P_{sun}=1000 W/m^2$ ).	3,27	---

Na Fig. 11.a, foram aplicados degraus de radiação solar e temperatura, variando assim a potência de saída do arranjo fotovoltaico de modo a analisar a eficiência do algoritmo de MPPT em rastrear a máxima potência disponível. Uma das diversas maneiras para analisar a eficiência de um algoritmo de MPPT é com relação ao fator de rastreamento (FR), que trata do percentual de energia extraída em relação à disponível. O fator de rastreamento obtido com a utilização do método P&O foi de 98,7%.

Em (b), para a validação do sistema de proteção de AI, foi simulado uma falha na rede elétrica e o algoritmo de AI, o método SMS, atuando nesta falha, interrompendo assim a transferência de energia entre o inversor, a rede e carga, conectado ao PAC. Nesta figura pode-se observar que na ocorrência da falta na rede, no tempo 0,5 segundos, a sua frequência monitorada tende a se deslocar e o algoritmo de AI aplicará uma realimentação positiva, incrementando esse deslocamento até que as proteções de sobre/sub frequência atuem, aproximadamente no tempo 0,59 segundos. Após as

proteções atuarem o sistema é desconectado da rede e algoritmo permanece monitorando sua frequência até que a rede volte, em 0,8 segundos. Após retornar e permanecer em sua frequência nominal o sistema volta a sua operação normal, no tempo 1,05 segundos, compensando reativos, harmônicos e injetando ativo na rede elétrica.

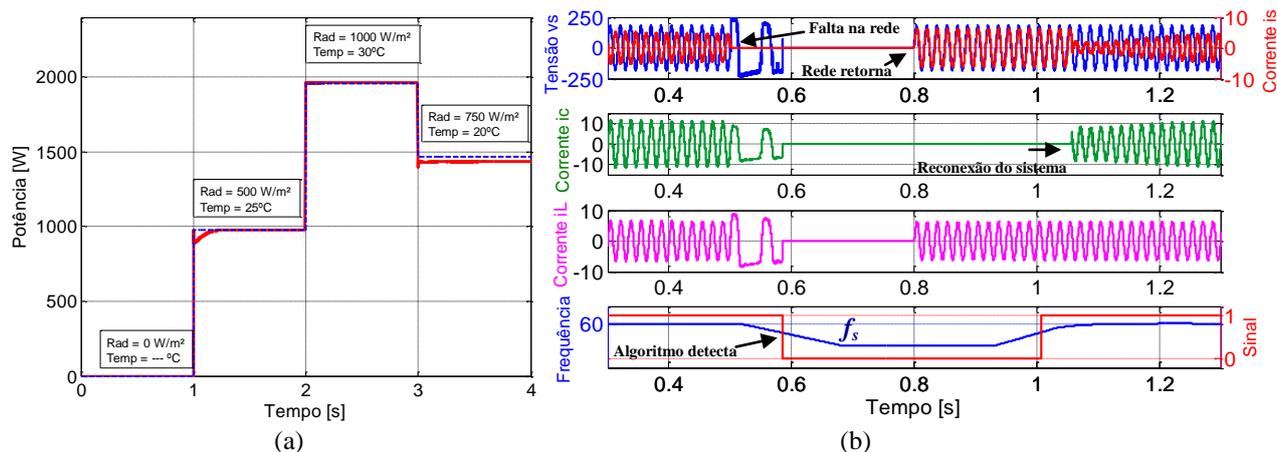


Figura 11 – (a) A linha tracejada (azul) é a máxima potência disponível do arranjo FV e a máxima potência extraída (vermelho) com a utilização da técnica P&O de MPPT; (b) Apresenta quatro gráficos, o primeiro em azul é a tensão  $v_s$  da rede junto com a corrente  $i_s$  da rede em vermelho, em verde a corrente  $i_c$  do inversor, em rosa a corrente da carga  $i_L$ , e abaixo dela a frequência monitorada da rede (laranja) junto com um sinal (azul) gerado pelo algoritmo de proteção de anti-ilhamento, SMS.

#### 4. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou a implementação de um sistema de fotovoltaica e filtro ativo conectado à rede elétrica monofásica. O sistema fotovoltaico foi conectado à rede por meio de um conversor em ponte completa c.c.-c.a., um estágio elevador foi utilizado para se obter uma tensão mais elevada. A corrente de referência sintetizado pelo conversor c.c.-c.a. foi obtida por meio do algoritmo SRF adaptado para sistemas monofásicos.

Para se obter uma melhor eficiência do arranjo fotovoltaico foi utilizado um algoritmo de MPPT a fim de extrair a máxima potência do arranjo FV. Verificou-se o comportamento do sistema para diferentes níveis de radiação solar e temperatura, com objetivo de avaliar a eficiência deste algoritmo.

Um algoritmo de anti-ilhamento foi implementado no sistema. Realizou-se o teste do ilhamento na condição de falha da rede, verificando que o sistema atuou de forma rápida e eficiente.

Por meio de tanto simulação foi possível verificar o desempenho e a eficácia do sistema FV com filtro ativo, realizando a injeção de potência ativa e/ou realizando a compensação reativos e supressão de correntes harmônicas da carga, rastreamento da máxima potência do arranjo fotovoltaico e proteção de anti-ilhamento, validando a proposta do sistema fotovoltaico.

#### Agradecimentos

Os autores agradecem a Fundação Araucária pelo suporte financeiro.

#### REFERÊNCIAS

- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. NBR IEC 62116:2012: Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. 2012.
- Balaguer, I. J., Kim, H., Peng, F. Z., Ortiz, E. I., 2008. Survey of Photovoltaic Power Island Detection Methods. In: IECON 2008, 34, Orlando, pp. 2247-2252.
- Beltran, H., 2006. Review of the islanding phenomenon problem for connection of renewable energy systems. Renewable Energy and Power Quality Journal, Valencia, v. 4, n. 1, pp. 201-205. ISSN 2172-038X.
- Brito, M. A. G., Sampaio, L. P., Melo, G. de A., Canesin, C.A., 2012. Contribuição ao Estudo dos Principais Algoritmos de Extração da Máxima Potência dos Painéis Fotovoltaicos. *Eletrônica de Potência – SOBRAEP*, vol. 17, no. 3, pp. 592-600.
- Campanhol, L. B. G., Silva, S.A.O., Goedel, A., 2013. Filtro Ativo de Potência Paralelo Aplicado em Sistemas Trifásicos a Quatro-Fios, *Eletrônica de Potência – SOBRAEP*, vol. 18, no. 1, pp. 782-792.
- Campanhol, L. B. G., Silva S. A. O., Sampaio, L. P., Junior, A. A. O., 2013. Grid-Connected Photovoltaic Power System with Active Power Injection, Reactive Power Compensation And Harmonic Filtering, in Proc. of COBEP, pp.642-649.

- D'Souza, N. S., Lopes, L. A. C., Liu, X., 2009. Comparative Study of Variable Size Perturbation and Observation Maximum Power Point Trackers for PV Systems. *Electrical Power System Research-Elsevier*, Amsterdã, v. 8, n. 3, p. 296–305.
- Gow, J. A., Manning, C. D., 1999. Development of a Photovoltaic Array Model for Use in Power Electronics Simulation Studies, *IEE Proc. on Electric Power Applications*, vol. 146, no. 2, p. 193-200.
- IEEE Std. 519-1992. IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. June. 1992.
- IEEE Std. 929-2000. IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) System, IEEE Standards Coordinating Committee 21 on Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage, EUA, 2000
- Mahat, P., Chen, Z., Bak-Jensen, B., 2008. Review of islanding detection methods for Distributed generation. In: *ELECTRIC UTILITY DEREGULATION AND RESTRUCTURING AND POWER TECHNOLOGIES - DRPT*, 3., Nanjuing. Conference... Nanjuing: IEEE. pp. 2743 -2748.
- Martins, D. C., Casaro, M. M., 2008. Modelo de Arranjo Fotovoltaico Destinado a Análises em Eletrônica de Potência Via Simulação. *Eletrônica de Potência*, Ponta Grossa, vol. 13, no. 3, pp. 141-156.
- Severo, L., 2011. Estudo e Implementação de Métodos de Proteção de Anti-ilhamento Aplicados a Sistemas Fotovoltaicos. Dissertação. Mestrado. UFSC, Florianópolis.
- Silva, S. A. O. da, Novochadlo, R., Modesto, R. A., 2008. Single-phase PLL Structure Using Modified p-q Theory for Utility Connected Systems. In: *Power Electronics Specialists Conference, 2008. PESC 2008*. IEEE. Rhodes, Greece. IEEE. pp. 4706-4711.
- Smith, G. A., Onions, P. A., Infield, D. G., 2000. Predicting Islanding Operation of Grid Connected PV Inverters. *IEE Proceedings on Electric Power Applications*, Stevenage, v. 147, n. 1, pp. 1 -6. ISSN 1350-2352.
- Veerachary, M. 2006. PSim Circuit-Oriented Simulator Model for the Nonlinear Photovoltaic Sources, *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, vol. 42, no. 2, pp. 735-740.
- Yin, J. C., L., 2005. A New Total Frequency Deviation Algorithm for Anti-Islanding Protection In Inverter-Based DG Systems, *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*.
- Yu, G. J.; Jung, Y. S.; Choi, I. and Song J. H., 2002. A Novel Two-Mode MPPT Control Algorithm based on Comparative Study of Existing Algorithms. In: *PVSC 2002*, 29, pp. 1531-1534.

## **GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEM WITH HARMONICS SUPPRESSION AND REACTIVE COMPENSATION OF THE LOAD**

**Abstract.** *This paper presents the implementation of a photovoltaic system (PV) by means of a computing environment, which is composed of a photovoltaic array, a step-up DC-DC converter and a single-phase grid-connected voltage source inverter (VSI) controlled in current mode. A technique used for tracking the maximum power point (MPPT) of the PV array is implemented in the control loop of the system. Moreover, control techniques are adopted to allow the current injection into utility grid, from the energy provided by the PV array, where the current injected into the grid is synchronized with the grid voltage using an algorithm to detect the angle of the phase (PLL - Phase-Locked Loop). A protection system for anti-islanding (AI) is implemented considering that in the situation of a possible disconnection from the utility grid, the control acts by disconnecting the inverter from the grid. Moreover, the PV system is also controlled to perform the function of active power filter, operating in the suppression of harmonics and reactive compensation of the load. Additionally, variations in climatic factors such as temperature and solar radiation are applied in order to evaluate the MPPT efficiency.*

**Key words:** Solar energy, Distributed generation, Grid-connected photovoltaic system, MPPT, Anti-islanding.