

# AVALIAÇÃO CRÍTICA DAS CORRENTES CERTIFICADAS PROPOSTAS PELO SUBMÓDULO 2.8 DO PROCEDIMENTO DE REDE DO ONS

ARTHUR C. SOUZA, MATEUS A. M. DE LIMA, IVAN N. SANTOS, ALAN A. C. SOUZA

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

Uberlândia, Minas Gerais, Brasil 38400-902

E-mails: *arthur\_costasouza@hotmail.com*, *ivan@ufu.br*

**Abstract** - The present work aims to evaluate the certified currents established by the manufacturers of photovoltaic inverters, currents in which they are better known as harmonics, where they are used in one of the stages in the study of access of renewable sources in the Basic Network, in this way, deeper investigations to the subject are approached, in order to establish a fairer regulation between the local concessionaire and the accessory.

**Keywords** - Certified currents, Computational modeling, photovoltaic systems.

**Resumo** - O presente trabalho tem como objetivo avaliar as correntes certificadas estabelecidas pelos fabricantes de inversores fotovoltaicos, correntes nas quais são mais conhecidas como harmônicas, onde são utilizadas em umas das etapas no estudo de acesso de fontes renováveis na Rede Básica, desta forma, investigações mais profundas ao assunto são abordadas, no intuito de estabelecer um regulamento de forma mais justa entre a concessionária local e o acessante.

**Palavras-chave** - Corrente certificadas, Modelagem computacional, Sistemas fotovoltaicos.

## 1 Introdução

Com a crescente preocupação das nações do mundo em readaptarem sua matriz energética, a fim de reduzir as emissões de carbono, notadamente após acordos como o protocolo de Kyoto (1997) e, recentemente, após a assinatura do Acordo de Paris (2015) na COP-21, a busca por gerações de energia por meio de fontes renováveis tem tido um papel fundamental nesta reestruturação da matriz energética mundial (IEA, NASCIMENTO, R.L., 2016).

Neste sentido, pode-se destacar três fontes renováveis como as tecnologias mais emergentes atualmente: biomassa, eólica e solar.

A energia solar pode ser utilizada diretamente para iluminação, como fonte de energia térmica, geração de potência elétrica ou mecânica e para aquecimento de ambientes e fluidos (ANEEL, 2016).

O uso da energia fotovoltaica tem crescido de forma exponencial, se considerado o intervalo de 2006 a 2016 em escala mundial (REN, 2017), conforme observado na Fig. 1.

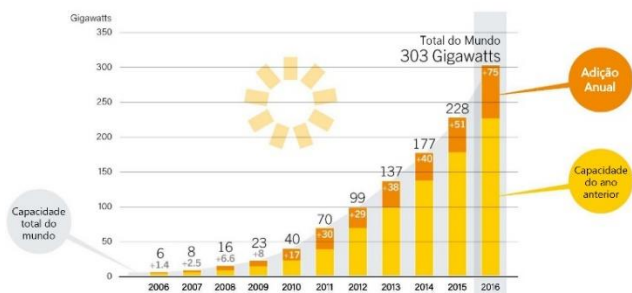


Figura 1 – Crescimento do uso de geração fotovoltaica no mundo.

O aproveitamento da energia solar para geração de potência elétrica é realizado por meio da utilização de painéis fotovoltaicos. Os mesmos são constituídos de ligas semicondutoras nas quais ocorre o chamado efeito fotoelétrico.

Apesar do Brasil possuir um grande potencial fotovoltaico, atualmente não figura entre os 10 maiores produtores de energia fotovoltaica (IEA, 2016), tendo esta, uma capacidade instalada atualmente, da ordem de 0,05%, contra 6,7% e 9,4% de capacidade instalada de geração eólica e biomassa respectivamente (ABSOLAR, EPE, 2016). É perceptível, porém, com aumento de incentivos e popularização do uso da energia fotovoltaica, um aumento vertiginoso em sua utilização (EPE, 2016). A energia solar fotovoltaica atingirá um patamar de 1.000 megawatts (MW) de capacidade instalada até o final do ano, de acordo com a projeção da Agência Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR. O número representa um aumento de 325% em relação à capacidade atual de 235 MW, suficiente para abastecer cerca de 60 mil residências, com até 5 pessoas em cada uma. A estimativa feita pelo setor coloca o país entre os 30 maiores geradores dessa fonte de energia no mundo, com a expectativa de estar entre os cinco primeiros até 2030 (Agência Brasil).

### 1.1 Estruturação do Sistema Fotovoltaico

O sistema de geração fotovoltaica conectado à rede (SFCR) é formado por um conjunto de elementos responsáveis pela geração propriamente dita, equalização dos níveis de tensão na saída do conjunto de painéis,

conversão CC-CA, e gerenciamento para proteção e interconexão com a rede.

#### 1.1.1 O inversor fotovoltaico

O inversor fotovoltaico é o elemento responsável pela conversão CC-CA da energia para fornecimento à rede. Pode ser considerado como o elemento chave do SFCR (FERNÁNDEZ, J.J.P.), pois além de sua função principal de conversão ainda atua na proteção do sistema e gerenciamento da conexão com a rede, desempenhando também as seguintes funções:

- Sincronização da frequência com a rede de distribuição;
- Proteção do sistema PV (resposta a condições anormais de operação);
- Proteção anti-ilhamento (IEEE 1547, IEC 62116);
- Controle do *Maximum Power Point Tracking* – MPPT;
- Gerenciamento da geração fotovoltaica e estabilidade da rede.

O inversor fotovoltaico realiza a conversão CC-CA por meio de chaves IGBT pela metodologia denominada *Pulse Width Modulation* – PWM, desta forma por maior que seja a quantidade de estágios e de pulsos do inversor a onda de saída em corrente alternada nunca será puramente senoidal. Por este motivo se faz importante analisar a influência da corrente fornecida à rede pelo inversor no que tange aos parâmetros de qualidade de energia.

As correntes harmônicas informadas pelo fabricante, são denominadas correntes certificadas (ROOIJ, P.M. et al., 2004). Sua medição é feita com o inversor colocado em uso e uma rede elétrica simulada por outros equipamentos elétricos. Os valores medidos devem obedecer um rígido conjunto de normas nas quais destacam-se: IEEE 62093 (capítulos 4, 7 e 8), IEEE 1547, IEC 61727 e IEC 61683 (ROOIJ, P.M. et al., 2004). Nas Tabelas 1 e 2 a seguir estão dispostos os valores das correntes certificadas para as normas IEC 62093 e IEEE 1547 respectivamente. Vale ressaltar que as harmônicas de ordem par entre os limites (Tabela 1) deverão apresentar distorção menor que 25% do valor listado para os harmônicos ímpares listados.

Tabela 1 – Correntes certificadas IEC 62093

| Harmônicos ímpares | Distorção máxima |
|--------------------|------------------|
| 3ª até 9ª          | Menor que 4%     |
| 11ª até 15ª        | Menor que 2%     |
| 17ª até 21ª        | Menor que 1,5%   |
| 23ª até 33ª        | Menor que 0,6%   |

Tabela 2 – Correntes certificadas IEEE 1547

| Ordem Harmônica (h) | Corrente relativa (%) |
|---------------------|-----------------------|
| $h < 11$            | 4,0                   |
| $11 \leq h < 17$    | 2,0                   |
| $17 \leq h < 23$    | 1,5                   |
| $23 \leq h < 35$    | 0,6                   |
| $35 \leq h$         | 0,3                   |

Harmônicas pares estão limitadas a 25% do valor dos harmônicos ímpares listados na Tabela 2.

O principal empecilho para os valores dispostos na norma

e também nos ensaios realizados é que estes valores são baseados em ensaios realizados em rede isolada, ou seja, com tensão puramente senoidal e sem distorção harmônica previamente existente (*background distortion* = 0) – o que está bastante aquém da realidade das redes de transmissão e distribuição no mundo.

Neste sentido serão realizados casos de estudo para a instalação de uma fazenda solar de 2 MW a um nível de tensão compatível com a Rede Básica disposto pelo ONS, verificando a diferença entre as correntes certificadas para uma rede puramente senoidal e uma rede distorcida, avaliando também sua variação com a mudança na potência de entrada no inversor. Ressalva-se que a fazenda solar é baseada em uma das unidades da Usina Solar Fotovoltaica de Pirapora (MG), onde a conexão do arranjo fotovoltaico à rede é dada por um transformador de três enrolamentos a um nível de tensão de 440V à 13.8 kV. Cada circuito do lado de baixa tensão (secundário e terciário) recebem uma potência de 1 MW de seus respectivos arranjos fotovoltaicos, para serem transferidos para o lado de alta tensão (circuito primário).

Nas Tabelas 3 e 4 são mostrados os limites globais para as distorções harmônicas de tensão, conforme disposto no submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede do ONS.

Tabela 3 – Limites globais inferiores para distorção de tensão

| V < 69 KV     |           |             |           |
|---------------|-----------|-------------|-----------|
| DTHI, h ímpar |           | DTHI, h par |           |
| Ordem         | Valor (%) | Ordem       | Valor (%) |
| 3, 5, 7       | 5%        |             |           |
|               |           | 2, 4, 6     | 2%        |
| 9, 11, 13     | 3%        |             |           |
|               |           | >8          | 1%        |
| 15 a 25       | 2%        |             |           |
| ≥27           | 1%        |             |           |
| DTHTS95% = 6% |           |             |           |

Tabela 4 – Limites globais inferiores para distorção de tensão

| V ≥ 69 KV     |           |             |           |
|---------------|-----------|-------------|-----------|
| DTHI, h ímpar |           | DTHI, h par |           |
| Ordem         | Valor (%) | Ordem       | Valor (%) |
| 3, 5, 7       | 2%        |             |           |
|               |           | 2, 4, 6     | 1%        |
| 9, 11, 13     | 1,5%      |             |           |
|               |           | >8          | 0,5%      |
| 15 a 25       | 1%        |             |           |
| ≥27           | 0,5%      |             |           |
| DTHTS95% = 3% |           |             |           |

## 2 Diagrama Sistema Fotovoltaico

De uma forma mais ampla a Fig. 2 tem-se esquematizado um arranjo típico empregado na geração fotovoltaica, detalhando cada etapa de seu sistema.

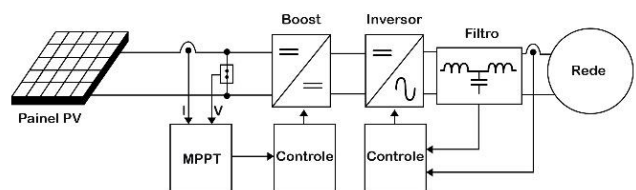


Figura. 2. Diagrama de blocos da geração fotovoltaica.

### 2.1 Célula fotovoltaica

A equação da célula solar básica, derivada da física do estado sólido não representa as características reais das células solares com precisão suficiente para a análise de engenharia. Dessa forma, uma variedade de condições de teste levou à inclusão de três parâmetros adicionais, quais sejam: A (fator de idealização),  $R_s$  (resistência série), e  $R_p$  (resistência paralela) (RAUSCHENBACH, H. S. et al., 1980), conforme descrito pela equação (1) e ilustrado na Fig. 3.

$$I = I_{ph} - I_o \left\{ \exp \left[ \frac{e(V + IR_s)}{AKT} \right] - 1 \right\} - \frac{V}{R_p} \quad (1)$$

$I_d$

Em que:  $I_{ph}$  é a corrente em Ampères gerada pela incidência de luz sobre a célula solar fotovoltaica (FV);  $I_d$  é a corrente que flui pelo diodo;  $I_R$  é a corrente de fuga reversa que flui pela junção semicondutora da célula FV;  $V$ , é a tensão terminais da célula FV;  $q$  é a carga elementar do elétron ( $1,60217646 \times 10^{-19}$  Coulomb);  $k$  é a constante de Boltzmann ( $1,3806503 \times 10^{-23}$  J/K);  $T$  é a temperatura absoluta em Kelvin;  $n$  é uma constante que expressa o grau de idealidade da junção semicondutora, cujo valor empírico varia de 1 a 5 (RAUSCHENBACH, H. S. et al., 1980) e  $V$  e  $I$  são tensão em Volts e a corrente em Ampères nos terminais da célula, respectivamente.

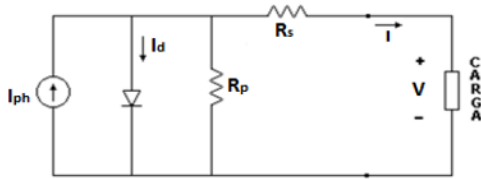


Figura 3. Modelo da célula solar.

Vale ressaltar que a  $R_p$  em paralelo com o diodo representa as perdas por correntes de fuga que ocorrem nas extremidades da célula solar, enquanto a resistência série  $R_s$ , na saída, caracteriza as quedas de tensão na condução de carga entre o material semicondutor e o contato externo. Este modelo de célula solar tem sido amplamente utilizado para estudos diversos. No entanto, o mesmo ainda apresenta alguns pequenos desvios na curva característica  $V-I$  da célula solar. Uma das razões para tais desvios é a dificuldade de se medir com precisão a resistência série ( $R_s$ ), a corrente de saturação do diodo ( $I_o$ ) e o fator de idealização ( $A$ ). Não existe um único modelo, neste momento, capaz de representar com precisão todas as células solares (RAUSCHENBACH, H. S. et al., 1980).

Em relação ao arranjo fotovoltaico, o mesmo é composto por 63 fileiras (strings) em paralelo, com 10 módulos em série cada, ou seja, um sistema fotovoltaico formado por 630 módulos, resultando assim, uma tensão e corrente de operação de 547 [V] e 362,88 [A] respectivamente. O módulo fotovoltaico utilizado encontra-se na biblioteca do Simulink/Matlab como SunPower SPR-315-WHT-D e o seu arranjo trabalhado corresponde aproximadamente a 200 KW de geração por conjunto de placas e conversores *boost*, conforme será explanado na seção seguir.

### 3 Conversor boost

A Tabela 5 exibe os parâmetros utilizados do conversor *boost*. Maiores informações a respeito da modelagem do conversor CC-CC juntamente com sua estratégia de controle do MPPT-*Maximum Power Point Tracking*, podem ser vislumbradas em (SOUZA A. C. et al., 2016).

Tabela 5- Parametrização do conversor boost

| Parâmetros     | Valor          |
|----------------|----------------|
| $V_i$          | 547 V          |
| $C_i$          | 814,52 $\mu$ F |
| $V_o$          | 1400 V         |
| $L$            | 6,076 $\mu$ H  |
| $C_o$          | 25,21 mF       |
| $\eta_{boost}$ | 96%            |
| $F_{sw}$       | 5 kHz          |

A Fig. 4, ilustra os principais parâmetros apresentados na Tabela 5, em que, “ $V_i$ ” é a tensão de entrada do conversor *boost*, “ $C_i$ ” é o capacitor de entrada “ $V_o$ ” a tensão de saída,  $L$  o indutor, “ $C_o$ ” o capacitor de saída, “ $F_{sw}$ ” refere-se à frequência de chaveamento, enquanto  $\eta$  o rendimento do conversor.

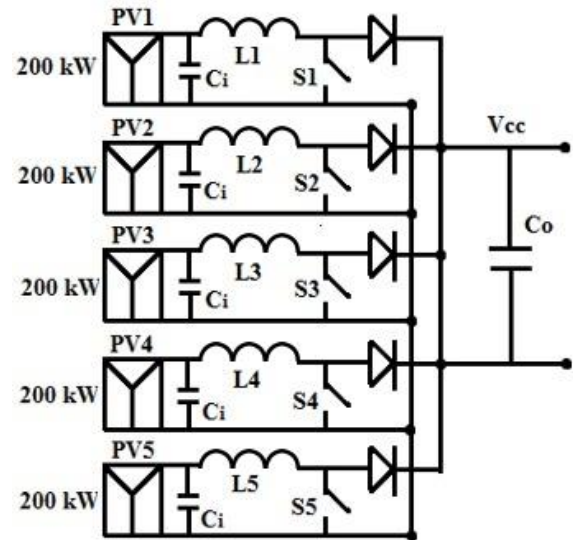


Figura 4. Arranjo fotovoltaico com conversor *boost* de 1MW.

Vale ressaltar que o *boost* foi projetado para uma potência de 200kW, exceto para o capacitor de saída ( $C_o$ ), o qual foi projetado para receber uma potência de 1MW, conforme descreve a topologia ilustrada na Fig. 4.

### 4 Inversor trifásico fotovoltaico

A Fig. 5 mostra o diagrama do inversor fotovoltaico trifásico. Inclui, o capacitor de saída do conversor *boost* e um inversor *full-bridge* do tipo VSI (*voltage source inverter*). Os interruptores do inversor são regidos pelas variáveis discretas fornecidas pelo chaveamento por modulação de pulsos (comumente conhecido por PWM), que podem levar o valor -1 ou 1 (chave aberta ou fechada). O inversor emprega um filtro LCL para reduzir os harmônicos de comutação de alta frequência (LISERRE, M et al., 2006). Além disso, um resistor de amortecimento é intencionalmente introduzido em série com os capacitores

para atenuar a magnitude em decibéis do filtro LCL na frequência de ressonância. Normalmente, as perdas neste resistor são insignificantes (FIGUERES. E et al., 2009). A rede de serviços públicos é modelada como três fontes de tensão CA.

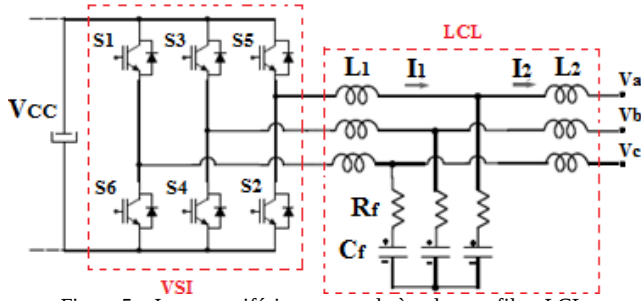


Figura 5 – Inversor trifásico conectado à rede com filtro LCL.

Ressalva-se que o inversor trifásico utilizado é da topologia de 3 níveis, onde a corrente injetada a rede apresenta um conteúdo harmônico menor do que se fosse por um inversor de 2 níveis. A topologia do inversor em questão pode ser visualizada na Fig 6, onde o neutro do inversor é localizado entre os capacitores do barramento CC, dividindo assim, a tensão de referência (1400 V) pela metade e dobrando o valor da capacitância por terem sido reajustados em série. Cada braço do inversor possui 3 possíveis estados de condução (P, 0 e N). Logo, produzem um total de 27 possíveis estados de condução (PINHEIRO. H. ET AL., 2005).

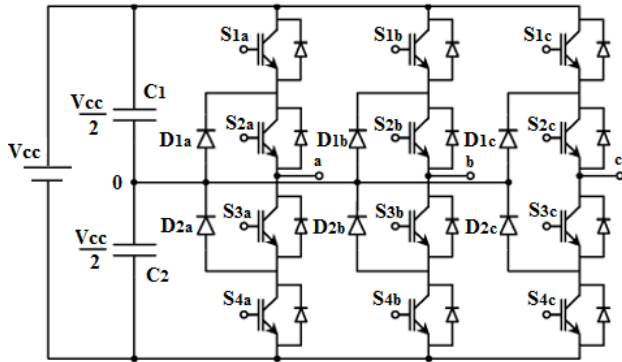


Figura 6 – Inversor trifásico de 3 níveis da biblioteca simlink

A Tabela 6 apresenta alguns estados de condução da topologia de 3 níveis.

Tabela 6 – Possíveis estados de condução e tensões de fase.  
(x = a, b, c).

| Símbolo | Estados de comutação |     |     |     | Tensão de saída |
|---------|----------------------|-----|-----|-----|-----------------|
|         | S1x                  | S2x | S3x | S4x |                 |
| P       | 1                    | 1   | 0   | 0   | $V_{cc}/2$      |
| 0       | 0                    | 1   | 1   | 0   | 0               |
| N       | 0                    | 0   | 1   | 1   | $-V_{cc}/2$     |

## 5 Procedimento de projeto do filtro LCL com amortecimento passivo

Os seguintes parâmetros são necessários para a configuração do filtro:  $V_L$  (tensão de linha),  $P_n$  (potência

ativa trifásica de saída do inversor),  $\omega_g$  (frequência angular da rede),  $V_{cc}$  (tensão do barramento cc.) e  $F_{sw}$  (frequência de chaveamento do inversor) (REZNICK. A et al.,2014). A impedância de base ( $Z_b$ ) e a capacitância de base ( $C_b$ ) são definidas pelas equações (2) e (3). Assim, os valores de filtro serão referidos numa percentagem dos valores de base:

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

$$C_b = \frac{1}{\omega_g \cdot Z_b} \quad (3)$$

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. A et al.,2014) (LISERRE. M et al., 2005), indicando que a capacitância base do sistema é ajustada conforme equação (4).

$$C_f = 0,05 \cdot C_b \quad (4)$$

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 ( $L_1$ ). Portanto, é aconselhável atribuir um valor em torno da metade do limite obtido na equação (4), caso a restrição da frequência de ressonância referente a equação (10) não seja respeitada, deve-se aumentar a capacitância até o valor limite (LISERRE. M et al., 2005). Para este trabalho admitiu-se 3% da capacitância base ( $0,03C_b$ ). A corrente máxima de saída do inversor trifásico é obtida através da equação (5).

$$I_{max} = \frac{P_n \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3} \cdot V_L} \quad (5)$$

A ondulação de corrente máxima na saída do inversor, normalmente admitida em projeto, corresponde a um valor de 10% da corrente máxima, conforme equação (6).

$$\Delta I_{max} = 0,1 \cdot I_{max} \quad (6)$$

Vale ressaltar que para esse trabalho adotou-se uma ondulação de corrente em 5% ( $0,05I_{max}$ ). Dessa forma, o valor do indutor do lado do inversor é expresso pela equação (7).

$$L_1 = \frac{V_{cc}}{6 \cdot F_{sw} \cdot \Delta I_{max}} \quad (7)$$

O filtro LCL deve reduzir a ondulação da corrente a 20% (REZNICK. A et al.,2014) (LISERRE. M et al., 2005). Os autores propõem um fator de atenuação de corrente harmônica  $k_a$ , sugerindo um valor de 20% em seus exemplos. Dessa forma, a indutância do lado da rede ( $L_2$ ) é dada pela equação (8).

$$L_2 = \frac{\sqrt{\frac{1}{k_a^2} + 1}}{C_f \cdot \omega_{sw}} \quad (8)$$

A frequência de ressonância ( $F_{res}$ ), observada na equação (9), deve estar dentro dos limites estabelecidos pela equação (10). Caso contrário, deve-se trabalhar com outro valor de capacitância obtido pela equação (4).

$$F_{res} = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\frac{L_1 + L_2}{L_1 L_2 C_f}} \quad (9)$$

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

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. A et al., 2014), logo, a resistência em série com a capacitância do filtro (amortecimento passivo) é dada na equação (11).

$$R_f = \frac{1}{3 \cdot (2 \cdot \pi \cdot f_{res}) \cdot C_f} \quad (11)$$

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. M et al., 2005). Assim, utilizando os valores presentes na Tabela 7, obtém-se os componentes do filtro LCL – apresentados na Tabela 8.

Tabela 7- Parâmetros necessário para o cálculo do filtro LCL

| Parâmetros        | Valor         |
|-------------------|---------------|
| VCC               | 1400 V        |
| VL                | 440 V         |
| Psaida_inv.       | 921,6 kW      |
| Zb                | 0,21 $\Omega$ |
| $\omega_g$        | 377 rad/s     |
| Cb                | 0,1263 mF     |
| $\eta_{inversor}$ | 96%           |
| Fsw               | 5 kHz         |
| Imax              | 1710,19 A     |
| Ka                | 0,2           |

Tabela 8- Parametrização do filtro LCL.

| Parâmetros | Valor           |
|------------|-----------------|
| L1         | 0,5457 mH       |
| Cf         | 378,81 $\mu$ F  |
| L2         | 0,0016 mH       |
| Rf         | 0,0676 $\Omega$ |
| Fres       | 2071,036 Hz     |

O resistor de amortecimento passivo ( $R_f$ ) não pode ser muito baixo, caso contrário, não evita a oscilação, e ao mesmo tempo não deve ser muito alto para não reduzir a eficiência do filtro (LISERRE. M et al., 2005). O valor das resistências de  $L_1$  e  $L_2$  foi atribuído em 50  $\mu\Omega$ .

## 6 Estratégias de controle de corrente para inversores trifásicos

O diagrama de blocos padrão do controle do inversor trifásico é apresentado na Fig. 8.

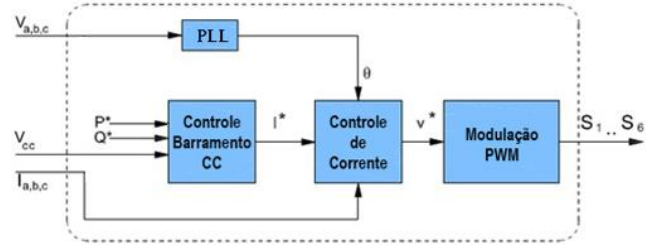


Figura. 8: Diagrama de bloco do sistema trifásico conectado à rede.

O controle do inversor é dividido em duas malhas: a malha de tensão e a malha de corrente. Em relação a malha de tensão (controle do barramento CC), basicamente é feito a leitura da tensão do barramento CC e comparado (subtraído) pela tensão de referência de projeto, assim o erro gerado pela diferença das tensões CC são tratadas pelo compensador PI. Sua saída irá gerar uma corrente de eixo direto Id (do domínio DQ0), enquanto Iq será a saída do controle de reativo, caso o controle do inversor detenha. Sendo assim, ambos sinais de corrente Id e Iq são direcionados para a malha de corrente, conforme ilustrado na Fig. 9.

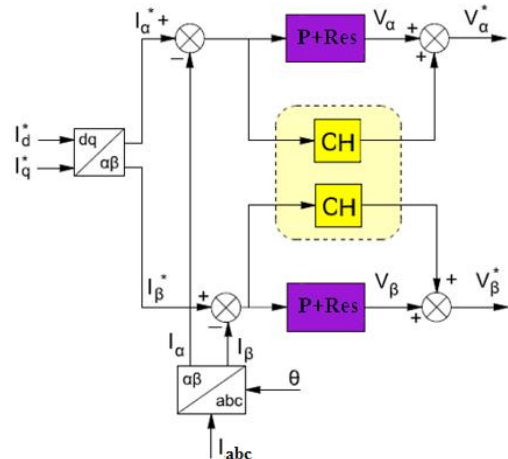


Figura. 9: Diagrama de bloco do controle P+Res

A Fig. 9 acima, mostra o esquema de controle de corrente linear, constituído por um compensador proporcional-ressonante (P+Res) e o compensador harmônico (CH), deste modo, a equação (12) descreve a função transferência do compensador P+Res (TEODORESCU, R. et al, 2004).

$$C_{(P+res)amort.} = \underbrace{K_p}_P + \underbrace{\frac{2 \cdot K_i \cdot \omega_c \cdot s}{s^2 + 2 \cdot \omega_c \cdot s + \omega^2}}_{Res} \quad (12)$$

Ressalva-se que o compensador ressonante descrito na equação (12) trata-se de um modelo amortecido, onde o  $\omega_c$  é adicionado na função transferência em relação ao modelo ideal. A adição de tal parâmetro resulta em uma pequena ampliação da faixa passante e a redução do ganho na frequência de ressonância, tornando-o estabilizável. Os valores dos ganhos foram respectivamente em  $k_p = 0,001$ ;  $k_i = 0,025$ ,  $\omega_c = 5$  e  $\omega = 377$  rad/s.

Em relação aos compensadores harmônicos (CH), o mesmo não foi aplicado no trabalho, para não comprometer na avaliação das correntes certificadas pelo fabricante dos

inversores fotovoltaicos, pois tal compensador tem a função de mitigar/atenuar as ordens harmônicas que foram sintonizadas.

Salienta-se ainda que, o ângulo de fase da rede ( $\theta$ ) é obtido por meio do PLL (*Phase locked Loop*) trifásico fornecido pela biblioteca *simulink*, assim como o PWM de três níveis utilizado para mandar os pulsos para os IGBTs do inversor. Os sinais  $V_{\alpha}^*$  e  $V_{\beta}^*$  são transformados para o domínio ABC e por seguintes, encaminhados para a entrada do PWM de três níveis.

## 7 Estudo de caso

Uma vez realizado todo o projeto de modelagem de um sistema fotovoltaico, passa-se à fase de análise das correntes certificadas dos inversores estabelecidos pelos fabricantes. Nas quais, tais procedimentos são realizados em ambiente totalmente controlado, ou seja, realizadas em laboratórios, sendo assim, obtém-se as correntes certificadas para uma situação onde a rede se encontra totalmente ílesa de distorções harmônicas.

Desse modo, este trabalho irá avaliar as correntes harmônicas geradas pelo inversor em dois cenários de rede: puramente senoidal e previamente distorcida. Para a segunda situação será trabalhada um *background distortion* de 4,93% no lado de alta tensão (13,8 kV) e 7,38% no lado de baixa tensão (440 V). A Fig. 10 ilustra a fazenda solar de 2MW, na qual é constituída por dois inversores de 1MW, ligados nos enrolamentos secundários e terciário do transformador de três enrolamentos. Cada inversor recebe uma potência de aproximadamente 1 MW de seus respectivos arranjos fotovoltaicos.

Vale ressaltar que todos os estudos de casos foram feitos em relação ao PAC1, conforme ilustra a Fig. 10. Tal medida

foi adotada pela razão do PAC2 apresentar resultados bastante similares ao PAC1.

### 7.1 Rede puramente senoidal

Com objetivo de validar a modelagem da fazenda solar implementada, a Fig. 11 ilustra as tensões e correntes no ponto de acoplamento para comprovar a robustez da malha de corrente do controle do inversor, assim como a tensão do barramento CC, o qual ao se estabilizar na tensão de referência (1400 V), confirma a eficiência da malha de tensão.

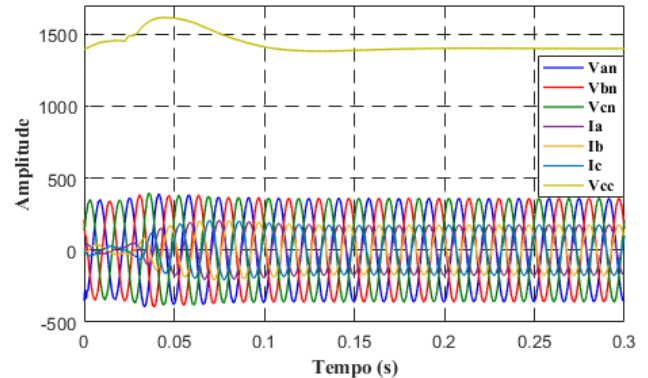


Figura 11 – Tensões e correntes no PAC para a rede senoidal

Ressalva-se que as amplitudes das correntes exibidas na Fig. 11 foram atenuadas em 10 vezes, com o intuito de melhorar a visualização do gráfico. As tabelas de 9 até 12 exibem as distorções harmônicas totais de corrente (*THDi*) e de tensão (*THDv*) para diferentes níveis de potência, os quais são determinadas pela variação do nível de irradiação.

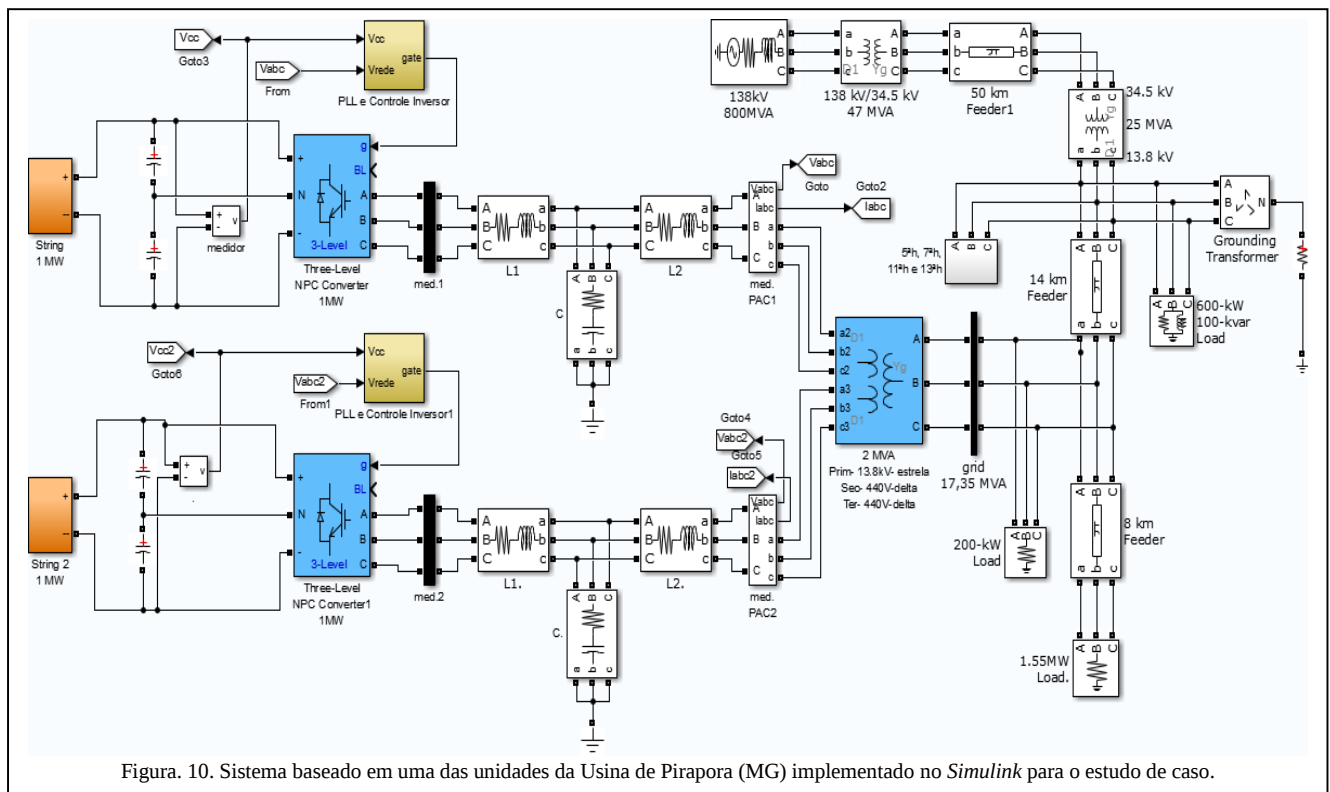


Figura 10. Sistema baseado em uma das unidades da Usina de Pirapora (MG) implementado no *Simulink* para o estudo de caso.

Tabela 9- Avaliação da corrente certificada no lado de baixa

| Rede trifásica puramente senoidal        |                 |      |                  |                 |      |                  |                 |      |
|------------------------------------------|-----------------|------|------------------|-----------------|------|------------------|-----------------|------|
| Corrente no lado de baixa tensão (440 V) |                 |      |                  |                 |      |                  |                 |      |
| W/m <sup>2</sup>                         | THDi (%)        | 0,27 | W/m <sup>2</sup> | THDi (%)        | 0,56 | W/m <sup>2</sup> | THDi (%)        | 1,7  |
| 1000                                     | 3 <sup>a</sup>  | 0,13 | 600              | 3 <sup>a</sup>  | 0,15 | 200              | 3 <sup>a</sup>  | 0,30 |
|                                          | 5 <sup>a</sup>  | 0,02 |                  | 5 <sup>a</sup>  | 0,10 |                  | 5 <sup>a</sup>  | 0,43 |
|                                          | 7 <sup>a</sup>  | 0,02 |                  | 7 <sup>a</sup>  | 0,08 |                  | 7 <sup>a</sup>  | 0,64 |
|                                          | 11 <sup>a</sup> | 0,06 |                  | 11 <sup>a</sup> | 0,08 |                  | 11 <sup>a</sup> | 0,64 |
|                                          | 13 <sup>a</sup> | 0,09 |                  | 13 <sup>a</sup> | 0,13 |                  | 13 <sup>a</sup> | 0,88 |

Tabela 10- Avaliação da corrente certificada no lado de alta

| Rede trifásica puramente senoidal         |                 |      |                  |                 |      |                  |                 |      |
|-------------------------------------------|-----------------|------|------------------|-----------------|------|------------------|-----------------|------|
| Corrente no lado de alta tensão (13,8 kV) |                 |      |                  |                 |      |                  |                 |      |
| W/m <sup>2</sup>                          | THDi (%)        | 0,30 | W/m <sup>2</sup> | THDi (%)        | 0,54 | W/m <sup>2</sup> | THDi (%)        | 1,7  |
| 1000                                      | 3 <sup>a</sup>  | 0,18 | 600              | 3 <sup>a</sup>  | 0,07 | 200              | 3 <sup>a</sup>  | 1,60 |
|                                           | 5 <sup>a</sup>  | 0,09 |                  | 5 <sup>a</sup>  | 0,11 |                  | 5 <sup>a</sup>  | 0,06 |
|                                           | 7 <sup>a</sup>  | 0,03 |                  | 7 <sup>a</sup>  | 0,06 |                  | 7 <sup>a</sup>  | 0,34 |
|                                           | 11 <sup>a</sup> | 0,05 |                  | 11 <sup>a</sup> | 0,04 |                  | 11 <sup>a</sup> | 0,63 |
|                                           | 13 <sup>a</sup> | 0,07 |                  | 13 <sup>a</sup> | 0,31 |                  | 13 <sup>a</sup> | 0,79 |

Tabela 11- Distorção harmônica total de tensão (THDv)

| Rede trifásica puramente senoidal |                 |      |                  |                 |      |                  |                 |      |
|-----------------------------------|-----------------|------|------------------|-----------------|------|------------------|-----------------|------|
| Tensão no lado de baixa (440 V)   |                 |      |                  |                 |      |                  |                 |      |
| W/m <sup>2</sup>                  | THDv (%)        | 0,45 | W/m <sup>2</sup> | THDv (%)        | 0,64 | W/m <sup>2</sup> | THDv (%)        | 0,61 |
| 1000                              | 3 <sup>a</sup>  | 0,09 | 600              | 3 <sup>a</sup>  | 0,05 | 200              | 3 <sup>a</sup>  | 0,02 |
|                                   | 5 <sup>a</sup>  | 0,05 |                  | 5 <sup>a</sup>  | 0,08 |                  | 5 <sup>a</sup>  | 0,07 |
|                                   | 7 <sup>a</sup>  | 0,03 |                  | 7 <sup>a</sup>  | 0,06 |                  | 7 <sup>a</sup>  | 0,16 |
|                                   | 11 <sup>a</sup> | 0,11 |                  | 11 <sup>a</sup> | 0,05 |                  | 11 <sup>a</sup> | 0,25 |
|                                   | 13 <sup>a</sup> | 0,20 |                  | 13 <sup>a</sup> | 0,15 |                  | 13 <sup>a</sup> | 0,35 |

Tabela 12- Distorção harmônica total de tensão (THDv)

| Rede trifásica puramente senoidal |                 |      |                  |                 |      |                  |                 |      |
|-----------------------------------|-----------------|------|------------------|-----------------|------|------------------|-----------------|------|
| Tensão no lado de alta (13,8 kV)  |                 |      |                  |                 |      |                  |                 |      |
| W/m <sup>2</sup>                  | THDv (%)        | 0,18 | W/m <sup>2</sup> | THDv (%)        | 0,25 | W/m <sup>2</sup> | THDv (%)        | 0,23 |
| 1000                              | 3 <sup>a</sup>  | 0,06 | 600              | 3 <sup>a</sup>  | 0,02 | 200              | 3 <sup>a</sup>  | 0    |
|                                   | 5 <sup>a</sup>  | 0,04 |                  | 5 <sup>a</sup>  | 0,04 |                  | 5 <sup>a</sup>  | 0,03 |
|                                   | 7 <sup>a</sup>  | 0,02 |                  | 7 <sup>a</sup>  | 0,02 |                  | 7 <sup>a</sup>  | 0,07 |
|                                   | 11 <sup>a</sup> | 0,03 |                  | 11 <sup>a</sup> | 0,01 |                  | 11 <sup>a</sup> | 0,12 |
|                                   | 13 <sup>a</sup> | 0,06 |                  | 13 <sup>a</sup> | 0,15 |                  | 13 <sup>a</sup> | 0,10 |

Diante dos resultados levantados, conclui-se que as distorções harmônicas de corrente aumentam conforme diminui a irradiância, consequentemente, via de regra, as distorções harmônicas de tensão tendem a aumentar também. Destaca-se que, a 3<sup>a</sup>, 11<sup>a</sup> e 13<sup>a</sup> ordem harmônica de corrente apresentaram as magnitudes mais expressivas.

## 7.2 Rede pré-distorcida (background distortion ≠ 0)

Esta etapa avalia os mesmos parâmetros, porém com um nível de *background distortion* de 4,93% no lado de alta. Tal distorção foi provocada por fontes harmônicas de corrente conectada no lado de 13,8 kV no transformador de 25 MVA (Ver Fig. 10). Neste contexto, injetou-se correntes de 5<sup>a</sup>, 7<sup>a</sup>, 11<sup>a</sup> e 13<sup>a</sup> ordem harmônica. A Fig. 12 ilustra as correntes e tensões para o cenário de rede distorcida.

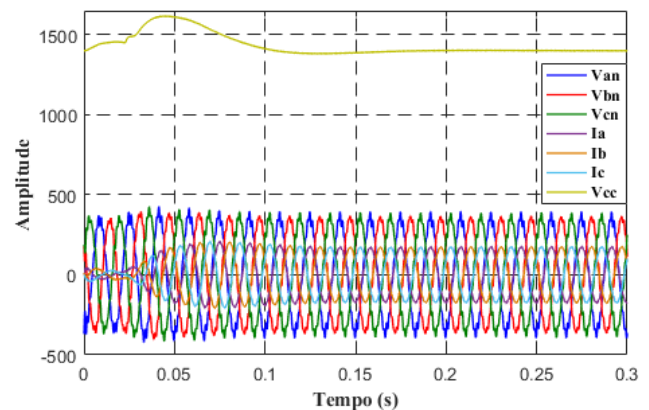


Figura 12 – Tensões e correntes no PAC para a rede distorcida

As Tabelas de 13 até 16 retratam os *THDi* e os *THDv* para diferentes níveis de potência geradas pelos arranjos fotovoltaicos para um *background distortion* de 7,38% no lado de baixa tensão (440 V) e 4,93% para o lado de alta tensão (13,8 kV). Vale ressaltar que, para as frequências harmônicas de 5<sup>a</sup> e 7<sup>a</sup> ordem injetou-se 10 A, enquanto para a 11<sup>a</sup> e 13<sup>a</sup> ordem uma amplitude de 5 A. As fontes harmônicas foram trabalhadas como fonte de corrente defasadas em 120°, adotando a fase A como referência em 0° na sequência ABC.

Tabela 13- Avaliação da corrente certificada no lado de baixa

| Rede trifásica pré-distorcida (7,38%)    |                 |      |                  |                 |      |                  |                 |       |
|------------------------------------------|-----------------|------|------------------|-----------------|------|------------------|-----------------|-------|
| Corrente no lado de baixa tensão (440 V) |                 |      |                  |                 |      |                  |                 |       |
| W/m <sup>2</sup>                         | THDi (%)        | 2,11 | W/m <sup>2</sup> | THDi (%)        | 3,53 | W/m <sup>2</sup> | THDi (%)        | 10,65 |
| 1000                                     | 3 <sup>a</sup>  | 0,05 | 600              | 3 <sup>a</sup>  | 0,25 | 200              | 3 <sup>a</sup>  | 0,85  |
|                                          | 5 <sup>a</sup>  | 0,13 |                  | 5 <sup>a</sup>  | 0,09 |                  | 5 <sup>a</sup>  | 0,92  |
|                                          | 7 <sup>a</sup>  | 0,20 |                  | 7 <sup>a</sup>  | 0,34 |                  | 7 <sup>a</sup>  | 0,74  |
|                                          | 11 <sup>a</sup> | 0,73 |                  | 11 <sup>a</sup> | 1,44 |                  | 11 <sup>a</sup> | 4,33  |
|                                          | 13 <sup>a</sup> | 1,94 |                  | 13 <sup>a</sup> | 3,18 |                  | 13 <sup>a</sup> | 9,50  |

Tabela 14- Avaliação da corrente certificada no lado de alta

| Rede trifásica pré-distorcida (4,93%)     |                 |      |                  |                 |      |                  |                 |       |
|-------------------------------------------|-----------------|------|------------------|-----------------|------|------------------|-----------------|-------|
| Corrente no lado de alta tensão (13,8 kV) |                 |      |                  |                 |      |                  |                 |       |
| W/m <sup>2</sup>                          | THDi (%)        | 2,14 | W/m <sup>2</sup> | THDi (%)        | 3,46 | W/m <sup>2</sup> | THDi (%)        | 10,84 |
| 1000                                      | 3 <sup>a</sup>  | 0,05 | 600              | 3 <sup>a</sup>  | 0,25 | 200              | 3 <sup>a</sup>  | 0,68  |
|                                           | 5 <sup>a</sup>  | 0,15 |                  | 5 <sup>a</sup>  | 0,01 |                  | 5 <sup>a</sup>  | 0,87  |
|                                           | 7 <sup>a</sup>  | 0,14 |                  | 7 <sup>a</sup>  | 0,30 |                  | 7 <sup>a</sup>  | 0,66  |
|                                           | 11 <sup>a</sup> | 0,85 |                  | 11 <sup>a</sup> | 1,34 |                  | 11 <sup>a</sup> | 4,04  |
|                                           | 13 <sup>a</sup> | 1,93 |                  | 13 <sup>a</sup> | 3,14 |                  | 13 <sup>a</sup> | 9,87  |

Tabela 15- Distorção harmônica total de tensão (THDv)

| Rede trifásica pré-distorcida (7,38%) |                 |      |                  |                 |      |                  |                 |      |
|---------------------------------------|-----------------|------|------------------|-----------------|------|------------------|-----------------|------|
| Tensão no lado de baixa (440 V)       |                 |      |                  |                 |      |                  |                 |      |
| W/m <sup>2</sup>                      | THDv (%)        | 7,38 | W/m <sup>2</sup> | THDv (%)        | 7,54 | W/m <sup>2</sup> | THDv (%)        | 7,45 |
| 1000                                  | 3 <sup>a</sup>  | 0,01 | 600              | 3 <sup>a</sup>  | 0,09 | 200              | 3 <sup>a</sup>  | 0,11 |
|                                       | 5 <sup>a</sup>  | 1,90 |                  | 5 <sup>a</sup>  | 2,02 |                  | 5 <sup>a</sup>  | 1,99 |
|                                       | 7 <sup>a</sup>  | 2,86 |                  | 7 <sup>a</sup>  | 2,93 |                  | 7 <sup>a</sup>  | 2,86 |
|                                       | 11 <sup>a</sup> | 3,18 |                  | 11 <sup>a</sup> | 3,36 |                  | 11 <sup>a</sup> | 3,39 |
|                                       | 13 <sup>a</sup> | 5,69 |                  | 13 <sup>a</sup> | 5,72 |                  | 13 <sup>a</sup> | 5,61 |

Tabela 16- Distorção harmônica total de tensão (THDv)

| Rede trifásica puramente senoidal (4,93%) |          |      |      |          |      |      |          |      |
|-------------------------------------------|----------|------|------|----------|------|------|----------|------|
| Tensão no lado de alta (13,8 kV)          |          |      |      |          |      |      |          |      |
| W/m²                                      | THDv (%) | 4,93 | W/m² | THDv (%) | 4,98 | W/m² | THDv (%) | 5,02 |
| 1000                                      | 3ª       | 0    | 600  | 3ª       | 0,04 | 200  | 3ª       | 0,04 |
|                                           | 5ª       | 1,95 |      | 5ª       | 2,04 |      | 5ª       | 2,00 |
|                                           | 7ª       | 2,68 |      | 7ª       | 2,77 |      | 7ª       | 2,76 |
|                                           | 11ª      | 2,35 |      | 11ª      | 2,23 |      | 11ª      | 2,29 |
|                                           | 13ª      | 2,79 |      | 13ª      | 2,83 |      | 13ª      | 2,88 |

Com base nos resultados estabelecidos nas Tabelas de 13 a 16, percebe-se novamente a elevação do *THDi* e *THDv* com o decaimento da irradiância (1000, 600 e 200 W/m<sup>2</sup>). Porém, os valores de *THDi* e *THDv* apresentaram valores maiores em relação a situação de rede puramente senoidal, tal fato é explicado pelo controle do inversor usar a tensão da rede para a realização do controle de sincronismo do sistema fotovoltaico à rede, dessa forma, a tensão da rede estando distorcida, compromete na eficiência do controle da sincronização do PLL (*Phase Locked Loop*). Além disso, prejudica na geração da corrente de referência (*I\**), que é entregue para o controle de corrente, conforme ilustra a Fig. 8. Deste modo, a corrente de referência apresentará pequenas distorções, consequentemente, a corrente injetada na rede apresentará um maior conteúdo harmônico.

## 8 Conclusão

Este artigo apresentou, em um primeiro momento, o crescimento da utilização da energia renovável fotovoltaica e a sua importância na matriz energética brasileira, assim como o detalhamento das unidades elétricas que a constituem. Foi abordado uns dos principais métodos de controle de conexão do inversor à rede, para que fosse possível a avaliação das correntes certificadas (harmônicas) estabelecidas pelos fabricantes.

Em virtude das divergências encontradas entre a situação de certificação de tais correntes e a situação de operação dos inversores no sistema, foram avaliadas as injeções de correntes harmônicas no sistema considerando as duas situações anteriormente mencionadas (sem e com *background distortion*). Conforme observado e, previamente considerado, o conteúdo harmônico apresentou valores maiores em suas condições de operação de baixa irradiância, e quando simuladas em condições mais condizentes com a realidade, ou seja, com a rede previamente distorcida (verificar Tabelas de 9 a 16).

Diante desta conjuntura o acessante não precisa seguir à risca as correntes certificadas fornecidas pelos fabricantes, cabendo assim, a ONS reformula a proposta do submódulo 2.8 do procedimento de Rede, na tentativa de buscar uma medida mais justa para o novo acessante à rede básica.

## Referências Bibliográficas

ANEEL, Atlas da Energia Elétrica do Brasil, 3<sup>a</sup> ed, 2016.  
ABSOLAR, Geração Distribuída Fotovoltaica – Encontro Nacional dos Agentes do Setor Elétrico, 2016.

EPE, O compromisso do Brasil no combate às mudanças climáticas, 2016. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/NT%20COP21%20iNDC.pdf>>. Acesso em 01 dez. 2017.

FERNÁNDEZ, J.J.P., *Harmonics of several photovoltaic inverters under different irradiation scenarios, trabajo de fin de grado, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI) – Universidad Pontificia Comillas* – 2014.

FIGUERES, E., GARCERÁ, G., SANDIA, J., GONZÁLEZ-ESPIN, F., and RUBIO, J. C., “Sensitivity study of the dynamics of three-phase photovoltaic inverters with an LCL grid filter,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 56, no. 3, pp. 706–717, Mar. 2009.

IEA, *Snapshot of global pv markets*. IEA PVPS, 2016.

LISERRE, M., BLAABJERG, F., and HANSEN, S., “Design and control of an LCLfilter- based three-phase active rectifier,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 41, no. 5, pp. 1281–1291, Sep./Oct. 2005.

LISERRE, M., TEODORESCU, R., BLAABJERG, F., “Stability of photovoltaic and wind turbine grid-connected inverters for a large set of grid impedance values,” *IEEE Trans. Power Elect.*, vol. 21, no. 1, pp. 263–272, Jan. 2006.

MUYEEN, S. M., “LCL Filter Design and Performance Analysis for Grid-Interconnected Systems” *IEEE trans. on industry applications*, Vol. 50, no. 2, April 2014.

NASCIMENTO, R.L., *Energia Solar no Brasil: situação e perspectivas*, Estudo técnico para a Câmara dos Deputados, março de 2017.

ONS, Módulo 2.8 – Gerenciamento dos indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica. Disponível em: <http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>.

PINHEIRO, H.; BOTTERÓN, F.; RECH, C.; SCHUCH, L.; CAMARGO, R. F.; HEY, H. L.; GRUNDLING, H. A.; PINHEIRO, J. R. “Modulação space vector para inversores alimentados em tensão: uma abordagem unificada”. *Sba Controle & Automação* vol. 16 no. 1. Campinas. Jan / Mar. 2005.

RAUSCHENBACH, H. S., *Solar Cell Array Design Handbook, Chapter 2*. Van Nostrand Reinhold Company, New York 1980.

REN21- *Renewable 2017 Global Status Report*.

REZNICK, A., SIMÕES, M. G., AL-DUTRA, A.,

ROOIJ, P.M., HESKES, P.J.M., *Design qualifications of inverters for grid-connected operation of photovoltaic power generators, Dutch guidelines*, Ed. 2. March 2004.

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.

TEODORESCU, R., BLAABJERG, F., “A New Control Structure for Grid- Connected LCL PV Inverters with Zero Steady-State Error and Selective Harmonic Compensation”. In: *Applied Power Electronics Conference and Exposition*. [S.l.: s.n.], v. 1, p. 580-586. 2004.