

**CENTRO UNIVERSITARIO DO SUL DE MINAS**  
**ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**JADERSON HENRIQUE NOGUEIRA**

**ANÁLISE DOS PARÂMETROS DE ENGENHARIA ASSOCIADOS AOS**  
**INVERSORES GRID TIE**

**Varginha**  
**2017**

**JADERSON HENRIQUE NOGUEIRA**

**ANÁLISE DOS PARÂMETROS DE ENGENHARIA ASSOCIADOS AOS  
INVERSORES GRID TIE**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica do Centro Universitário do Sul de Minas – UNIS – MG como pré-requisito para obtenção de grau de bacharel sob a orientação do Prof. Esp. Paulo Roberto de Paiva Novo e co orientetações do Prof. Me Helciner Ferreira e Prof. Esp. Adilson Amaro da Silva.

**Varginha**

**2017**

**JADERSON HENRIQUE NOGUEIRA**

**ANÁLISE DOS PARÂMETROS DE ENGENHARIA ASSOCIADOS AOS  
INVERSORES GRID TIE**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica do Centro Universitário do Sul de Minas como pré-requisito para obtenção do grau de bacharel pela banca examinadora composta pelos membros.

**Aprovado em / /**

---

Prof. Esp. Paulo Roberto de Paiva Novo

---

Prof. Me. Hugo Vieira Rodrigues

---

Prof. Esp. Roberto L. P. Mudesto

**OBS.:**

## **AGRADECIMENTOS**

À Deus, sempre, ao meu querido e amado pai Sebastião, meu grande incentivador, que no decorrer da caminhada foi morar com Deus, à minha amada avó Maria José que também nos deixou, minha amada mãe e guerreira Raimunda, minha esposa Evelyne, meus irmãos Edilaine, Lucas, Ivanice, meu sobrinho Gabriel, meus cunhados Douglas e Cleidson, aos meus colegas e amigos Clayton e Rafael.

“Há homens que lutam um dia e são bons. Há outros que lutam um ano e são melhores. Há os que lutam muitos anos e são muito bons. Porém, há os que lutam toda a vida. Esses são os imprescindíveis.”

Bertolt Brecht

## RESUMO

Este trabalho visa, com o tema “Análise dos parâmetros de engenharia associados aos inversores *Grid Tie*”, apresentar um estudo sobre seu funcionamento, bem como observar os seus possíveis impactos na rede elétrica da concessionária. Na modalidade *on grid*, o inversor, sendo um equipamento de total relevância em um sistema de geração fotovoltaico, conta com importantes mecanismos que, além de permitir a conversão da corrente contínua (CC) gerada pelos painéis, em corrente alternada (CA), necessária para alimentar a maioria das cargas existentes, sejam também capazes de permitir sua conexão à rede da concessionária. Tais mecanismos, como o de sincronismo e de proteção anti-ilhamento, por exemplo, precisam atender rigorosamente à normas de segurança e qualidade pois, além de influenciarem diretamente na qualidade da energia gerada pela concessionária, precisam também garantir integridade do sistema e da vida de pessoas que, por ventura estejam trabalhando em eventuais reparos na rede. Tendo em vista sua complexidade de funcionamento e dos importantes conceitos de engenharia que envolvem esses inversores, justifica-se, portanto, um estudo globalizado de seu funcionamento por meio de revisão bibliográfica e uma análise de seus parâmetros elétricos por meio de medições de campo para avaliar seus possíveis impactos no sistema elétrico da concessionária. Dissertações e teses já desenvolvidas sobre o assunto, normas que regulamentam seu funcionamento, bem como materiais necessários para testes e medições em um inversor foram utilizados e os dados foram confrontados com os valores limites considerados pelo PRODIST em seu módulo 8, para a qualidade de energia.

**Palavras-chave:** Inversor *Grid Tie*. Parâmetros de engenharia. Sistema de geração fotovoltaico.

## ABSTRACT

*This paper aims to analyze the engineering parameters associated with Grid Tie inverters, to present a study about its operation, as well as to observe their possible impacts on the utility grid. In the grid mode, the inverter, being an equipment of total relevance in a photovoltaic generation system, counts on important mechanisms that, besides allowing the conversion of the direct current (DC) generated by the panels, into alternating current (AC), necessary to feed most of the existing loads, are also able to allow its connection to the utility network. Such mechanisms, such as synchronism and anti-islanding protection, for example, must comply strictly with safety and quality standards because, in addition to directly influencing the quality of the energy generated by the utility, they must also guarantee the integrity of the system and the life of people who may be working on possible repairs to the network. Considering its complexity of operation and the important engineering concepts involving these inverters, it is therefore justified a globalized study of its operation through a bibliographic review and an analysis of its electrical parameters through field measurements to evaluate impacts on the utility's electrical system. Dissertations and theses already developed on the subject, norms that regulate its operation, as well as materials necessary for tests and measurements in an inverter were used and the data were confronted with the limit values considered by PRODIST in its module 8, for the quality of energy .*

**Keywords:** Grid Tie Inverter. Engineering parameters. Photovoltaic generation system.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Funcionamento de uma célula fotovoltaica .....	11
Figura 2 - Curva I x V de uma célula de Si de 156mm x 156mm sob condições padrão de ensaio .....	12
Figura 3 - Módulos fotovoltaicos comerciais .....	13
Figura 4 - Curva característica I x V e P x V para um módulo de 100 Wp.....	14
Figura 5 - Controladores de carga .....	16
Figura 6 - Esquema de um controlador de carga tipo série .....	17
Figura 7 - Esquema de um controlador de carga tipo Shunt .....	17
Figura 8 - Inversores Off grid.....	18
Figura 9 - Inversores On grid, ou Grid tie .....	19
Figura 10 - Tipos de inversores classificados de acordo com o princípio de funcionamento ..	19
Figura 11 - Inversor trifásico tipo fonte de tensão.....	21
Figura 12 - Inversor fonte de corrente PWM utilizando IGBT .....	21
Figura 13 - Seguimento do PMP utilizando o P&O .....	25
Figura 14 - Algoritmo do SPMP utilizado no método de incremento da condutância.....	26
Figura 15 - Algoritmo do SPMP utilizado no método na tensão de circuito aberto.....	27
Figura 16 – Algoritmo MPPT utilizado no método de corrente de curto circuito .....	27
Figura 17 - Forma de onda em PWM .....	28
Figura 18 - Modulação em dois níveis, ou bipolar .....	29
Figura 19 - Modulação em três níveis, ou unipolar.....	30
Figura 20 - Forma experimental PWM de um inversor e respectiva tensão filtrada.....	30
Figura 21 – Inversor monofásico e forma de onda de saída quadrada .....	31
Figura 22 - Diagrama esquemático de conversor multinível do tipo cascata simétrica .....	32
Figura 23 – Forma de onda experimental de um inversor multinível .....	33
Figura 24 - Inversor de estágio único .....	34
Figura 25 - Inversor de dois estágios.....	34
Figura 26 - Inversor de múltiplos estágios .....	35
Figura 27 - (a) Interface do inversor Fonte de Tensão controlada por $V_c$ , (b) Circuito Equivalente .....	36
Figura 28 - (a) Interface do inversor Fonte de Tensão controlado por corrente, (b) Circuito Equivalente .....	37
Figura 29 - Diagrama de bloco de um inversor trifásico convencional conectado à rede.....	37

Figura 30 - Detector do ponto zero utilizando um amplificador operacional UA 741.....	40
Figura 31 - Forma de onda de um ZCD utilizando amplificador operacional UA 741.....	40
Figura 32 - Estrutura básica de uma PLL.....	41
Figura 33 - Operação ilhada .....	42
Figura 34 - Classificação dos métodos anti ilhamento .....	44
Figura 35 - Método de detecção do salto de fase .....	46
Figura 36 - Método AFD aplicado para a proteção anti-ilhamento.....	48
Figura 37 - Fator de Corte Cf Pulsante no método AFDPCF.....	50
Figura 38 - Inversor com topologia tipo central .....	52
Figura 39 - Inversor com topologia tipo série .....	52
Figura 40 - Inversor com topologia tipo multisérie.....	53
Figura 41 - Inversor com topologia tipo módulo c.a.....	53
Figura 42 - Analisador de qualidade de energia Fluke® 435.....	54
Figura 43 - Cargas aplicadas ao teste do inversor .....	55
Figura 44 - Inversor Grid Tie modelo PHB1500-SS.....	56
Figura 45 - Tensão da rede no ponto de acoplamento.....	57
Figura 46 - Frequência da rede no ponto de acoplamento.....	58
Figura 47 - Tensão no PAC com cargas sem o inversor .....	59
Figura 48 - Tensão no PAC com cargas e com o inversor conectado.....	59
Figura 49 - Frequência no PAC com cargas e sem o inversor .....	60
Figura 50 - Frequência no PAC com cargas e inversor.....	61
Figura 51 - Fator de potência no PAC com cargas e sem o inversor .....	62
Figura 52 - Fator de potência no PAC com cargas e inversor.....	62
Figura 53 - Distorções harmônicas totais de tensão no PAC sem o inversor conectado.....	63
Figura 54 - Distorção harmônica de tensão no PAC com o inversor conectado.....	64
Figura 55 - Tensão no PAC com o inversor conectado à vazio .....	65
Figura 56 - Frequência no PAC com o inversor conectado à vazio .....	66
Figura 57 - Fator de potência do inversor conectado à rede sem cargas.....	67
Figura 58 - Potência ativa de geração do sistema fotovoltaico .....	67
Figura 59 - Distorções harmônicas totais de tensão com o inversor conectado à rede sem cargas.....	68

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>8</b>
<b>2 COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....</b>	<b>11</b>
2.1 Módulo Fotovoltaico.....	11
2.2 Conversor CC-CC .....	15
2.3 Controlador de carga .....	15
2.4 Inversor .....	17
<b>3 INVERSOR.....</b>	<b>18</b>
3.1 Tipos de inversores .....	18
3.1.1 Inversores comutados pela rede.....	20
3.1.2 Inversores autocomutados .....	19
3.1.2.1 Tipo Fonte de Tensão (VSI).....	20
3.1.2.2 Tipo Fonte de Corrente (CSI).....	21
3.1.3 Inversores monofásicos e trifásicos.....	22
3.1.4 Inversores com transformador e sem transformador .....	22
<b>4 SEGUIMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA – MPPT.....</b>	<b>24</b>
4.1 Algoritmos Heurísticos do MPPT .....	24
4.1.1 P&O.....	24
4.1.2 Condutância incremental .....	25
4.1.3 Tensão de circuito aberto.....	26
4.1.4 Corrente de curto circuito.....	27
<b>5 CONVERSÃO.....</b>	<b>28</b>
5.1 Modulação por Largura de Pulso – PWM .....	28
5.2 Saída Quadrada .....	31
5.3 Multinível .....	31
5.4 Estágios de conversão.....	33
5.4.1 Inversor de estágio único.....	33
5.4.2 Inversor de dois estágios.....	34
5.4.3 Inversor de múltiplos estágios .....	34
<b>6 TÉCNICAS DE CONTROLE.....</b>	<b>36</b>
6.1 Técnicas de controle das interfaces.....	36
6.1.1 Controle como fonte de tensão .....	36
6.1.2 Controle como fonte de corrente .....	36
<b>7 SINCRONISMO.....</b>	<b>39</b>
7.1 Zero Crossing Detector – ZCD.....	39
7.2 Phase Locked Loop – PLL.....	40
<b>8 PROTEÇÃO ANTI ILHAMENTO.....</b>	<b>42</b>
8.2 Normas para interconexão de geração distribuída .....	42
8.3 Zona de Não detecção (NDZ).....	43
8.4 Métodos anti-ilhamento .....	43
8.4.1 Métodos Remotos.....	44

8.4.2 Métodos Locais .....	44
8.4.2.1 Métodos Passivos .....	45
8.4.2.2 Método de proteção OUV/OUF .....	45
8.4.2.3 Phase Jump Detection (PJD) .....	45
8.4.2.4 Detecção de Harmônicos - (HD) .....	46
8.4.3 Métodos ativos.....	47
8.4.3.1 Active Frequency Drift (AFD) .....	47
8.4.3.2 Sandia Frequency Shift (SFS) .....	49
8.4.3.3 Active Frequency Drift With Pulsation Chopping Fraction (AFDPCF) .....	50
8.4.3.5 GE Frequency Shift (GEFS).....	51
<b>9 TOPOLOGIA .....</b>	<b>52</b>
<b>9.1 Central .....</b>	<b>52</b>
<b>9.3 Multisérie.....</b>	<b>53</b>
<b>9.4 Integrado ao módulo CA.....</b>	<b>53</b>
<b>10 METODOLOGIA.....</b>	<b>54</b>
<b>10.1 Equipamento de medição.....</b>	<b>54</b>
<b>10.2 Procedimentos para análise do inversor.....</b>	<b>55</b>
<b>11 RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>	<b>56</b>
<b>11.1 Dados técnicos do inversor .....</b>	<b>56</b>
<b>11.2 Resultados .....</b>	<b>57</b>
11.2.1 Medições no ponto de acoplamento com a rede a vazio .....	57
11.2.2 Medições no ponto de acoplamento com cargas .....	58
11.2.2.1 Tensão.....	58
11.2.2.2 Frequência .....	60
11.2.2.3 Fator de potência .....	61
11.2.2.4 Harmônicas de tensão.....	63
11.2.3 Medições no ponto de acoplamento com o inversor à vazio .....	64
11.2.3.1 Tensão da rede com o inversor conectado à vazio .....	65
11.2.3.2 Frequência no ponto de acoplamento com o inversor à vazio.....	65
11.2.3.3 Fator de potência no ponto de conexão com o inversor à vazio.....	66
11.2.3.4 Harmônicas de tensão.....	68
<b>12 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>69</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>70</b>
<b>ANEXO A.....</b>	<b>73</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica tem tido um importante papel no desenvolvimento tecnológico e social de qualquer região onde está presente. Com o aumento da população e com sua dependência cada vez maior de recursos tecnológicos para se comunicar, se locomover e executar tarefas cotidianas de maneira rápida e eficiente, torna-se indispensável o uso da energia elétrica para estes fins.

Nesse contexto, apresenta-se como um recurso em constante desenvolvimento e que pode contribuir de maneira significativa para atender a demanda do sistema elétrico, a conversão fotovoltaica, ou seja, por meio da captação de radiação solar através de placas compostas por silício mono ou multicristalino, convertendo-a em eletricidade. Além disso, um Sistema Fotovoltaico (SF), como é conhecido, conta com outros componentes que o caracterizam como um gerador de eletricidade. O principal deles é o inversor que, dependendo de sua tecnologia, não só converte a energia elétrica entregue pelas placas, ou painéis solares, de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA), como também emprega recursos de controle e proteção, como o sistema de busca de máxima potência (SPMP) e o anti-ilhamento, que visa a proteção do sistema e, principalmente, da vida humana. Os inversores, de um modo geral, podem ser divididos, em duas categorias: sistemas fotovoltaicos independentes (SFIs), ou *Off Grid* (do inglês, desconectado da rede), compostos por um conjunto de baterias que acumulam a energia captada e a entrega ao inversor, e sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCRs), ou *On Grid*, ou *Grid Tie* (do inglês, conectado à rede) que diferentemente do sistema *Off Grid*, não possui banco de baterias e que, por meio de seu inversor, conecta o sistema de geração fotovoltaico diretamente à rede da concessionária graças à tecnologia a ele aplicada, permite ao consumidor final produzir eletricidade para consumo próprio e também enviar seu excedente de consumo para a sistema elétrico de distribuição.

No Brasil, em 2012, foram estabelecidas através da Resolução Normativa (RN) nº482 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), condições gerais para o acesso de unidades geradoras de fotovoltaicas aos sistemas de distribuição de energia elétrica.

A RN nº482 também classifica estas unidades de acordo com sua potência instalada. São as microgeradoras e minigeradoras. Microgeradoras são unidades com capacidade instalada de até 75 kW. Minigeradoras são as que possuem capacidade instalada acima de 75 kW e menor ou igual a 3 MW.

A evolução tecnológica que têm apresentado os inversores, especialmente os empregados em sistemas de geração fotovoltaicos, passando de apenas conversores CC-CA à

sofisticados sistemas de controle de fluxo de potência, têm viabilizado tecnicamente a geração distribuída de eletricidade (GD).

Tendo em vista a tendência de crescimento da geração fotovoltaica distribuída no Brasil, tornou-se pertinente o estudo do funcionamento dos inversores utilizados para este fim, para de se compreender melhor sua tecnologia de conexão com a rede elétrica, já que para tal, precisa contar mecanismos precisos que permitam, além da conversão de energia, o correto ajuste de seus parâmetros elétricos de potência de acordo com as normas brasileiras, e internacionais de segurança e qualidade de energia. O estudo desse equipamento poderá trazer discussões futuras quanto ao impacto de sua tecnologia empregada, em grande escala, ao sistema elétrico brasileiro.

Assim, propõe-se como objetivo principal do trabalho, avaliar o funcionamento de um inversor em relação à rede elétrica da concessionária a partir de uma análise de seus parâmetros elétricos de potência do lado CA.

Para que este objetivo seja alcançado, são propostos, também, objetivos específicos. São eles:

- a) Apresentar tecnologias de funcionamento de um inversor *Grid Tie*, a partir de revisão bibliográfica;
- b) Confrontar resultados de medições feitas em um inversor real com o documento de Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), módulo 8, que trata da qualidade de energia.

A estrutura do trabalho se apresenta da seguinte maneira:

- a) Introdução: são apresentados aqui, contextualização do trabalho, além da motivação para o tema, objetivos propostos, metodologia de pesquisa e estrutura.
- b) Componentes do sistema fotovoltaico: nesse capítulo são apresentados os principais componentes do sistema fotovoltaico, comuns para o sistema isolado e também para o sistema conectado à rede.
- c) Inversor: esse tópico apresenta os tipos de inversores existentes quanto à sua comutação, tipo de saída (fonte de tensão ou corrente), número de fases (mono ou trifásicos), com ou sem transformador.
- d) Seguimento do ponto de máxima potência: nesse tópico são apresentados os principais algoritmos de busca do máximo rendimento dos painéis solares. Uma importante ferramenta de efficientização do sistema de geração presente nos inversores *Grid Tie*.
- e) Conversão: aqui são descritos os métodos de conversão mais comuns da energia proveniente dos painéis solares para que possa ser consumida pelas cargas conectadas ao sistema

fotovoltaico e também para ser entregue à rede da concessionária. Também são apresentados os estágios de conversão CC-CC e CC-CA.

- f) Técnicas de controle: nesse tópico são apresentadas as técnicas de controle do inversor como fonte de tensão e fonte de corrente.
- g) Sincronismo: para que o inversor se conecte com a rede é preciso que o sinal de saída gerado por ele esteja sincronizado com a rede, ou seja, fase e frequência devem estar exatamente iguais aos da rede. Para que isso aconteça, o inversor precisa contar com mecanismos que permitam a verificação do sinal gerado e o da rede. Tais mecanismos são o *Zero Crossing Detector (ZCD)* e o *Phase Locked Loop (PLL)*, apresentados nesse tópico.
- h) Proteção anti-ilhamento: para que o inversor não alimente a rede da concessionária sozinho, podendo causar acidentes à operadores trabalhando em manutenção, por exemplo, é importante que ele se desligue em caso de falta ou até mesmo anomalias no sinal da rede. Para isso ele conta com técnicas de proteção anti-ilhamento que, em conjunto ou separadas, atuam para que a condição de ilhamento não ocorra de nenhuma maneira. Esse tópico apresenta as técnicas de proteção que mais se destacam por autores acadêmicos.
- i) Topologia: são apresentadas nesse tópico as topologias de inversores mais conhecidas. Elas são do tipo central, série, multisérie, e integrado ao módulo e estão relacionados com conexão entre os painéis solares e o inversor. Relevante para determinar a eficiência do SF.
- j) Metodologia: aqui são apresentadas as metodologias aplicadas ao desenvolvimento do tema: revisão bibliográfica e medições de campo.
- k) Análise e resultados: são apresentados aqui, os resultados e análises das medições realizadas acerca do inversor instalado na Cidade Universitária do Unis em Varginha MG.
- l) Considerações finais: aqui se apresentam as considerações finais acerca dos estudos realizados e resultados alcançados, bem como propostas para futuros estudos sobre o tema.

## 2 COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

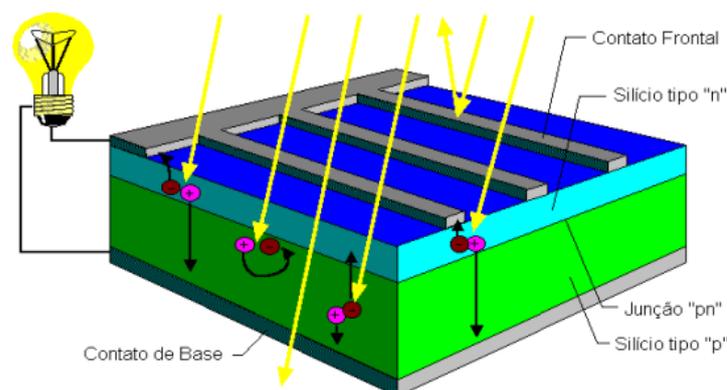
### 2.1 Módulo Fotovoltaico

A unidade básica de um sistema fotovoltaico é a célula fotovoltaica. Ela transforma a radiação solar em eletricidade e é constituída de materiais semicondutores como: silício, arseneto de gálio, telureno de cádmio ou disseleneto de cobre e índio gálio. Atualmente o material mais utilizado para sua produção é o silício: monocristalino, policristalino e amorfo. Seu uso se dá por sua abundância na natureza e por seu vasto uso na eletrônica (SOUZA, 2014).

Os semicondutores possuem bandas de energia conhecidas como banda de valência, totalmente preenchida por elétrons e banda de condução, “vazia” de elétrons em temperaturas muito baixas. Entre essas bandas existe uma lacuna de energia que gira em torno de 1eV (*eletrovolt*). Esta característica dá a eles a capacidade de excitar os elétrons da banda de valência para a banda de condução por meio do aumento da temperatura e, com isso sua condutividade aumenta. Outra característica que se apresenta é a da possibilidade de excitação dos elétrons por fótons incidentes sobre o material.

Para que estes efeitos sejam potencializados, o cristal silício, sendo o mais utilizado dentre os semicondutores, é dopado (misturado) com outras substâncias como Alumínio ou Boro, que apresentam 3 elétrons em sua camada de valência, resultando em uma ligação covalente incompleta, deixando uma lacuna que se comporta como uma carga positiva. A esta mistura dá-se o nome de *dopante P*. Para formar o *dopante N*, o cristal de silício também é misturado com Arsênio ou Fósforo, que possuem 5 elétrons em sua camada de valência, para liberar um elétron que, com pouca energia térmica salta para a banda de condução.

Figura 1 - Funcionamento de uma célula fotovoltaica



Fonte: (TORRES, 2009, p. 3).

Eletricamente, uma célula fotovoltaica é percorrida por uma corrente que pode ser considerada como sendo a resultante da soma de uma corrente de junção *pn* de um diodo e da corrente gerada pelos fótons absorvidos da radiação solar (PINHO, GALDINO, 2014). Esta corrente em função da tensão aplicada a célula resulta em uma curva de resposta denominada curva característica ou curva *I x V* e é descrita pela equação (1) apresentada a seguir:

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (1)$$

Onde:

$I_L$  – corrente fotogerada (A);

$I_0$  – corrente de saturação reversa da junção *pn* (A);

*n* – fator de idealidade da junção *pn*, geralmente entre 1 e 2;

*q* – carga do elétron ( $1,9 \times 10^{-19}$  C);

*k* – constante de Boltzmann ( $1,38 \times 10^{-23}$  J/K);

*T* – temperatura absoluta (K);

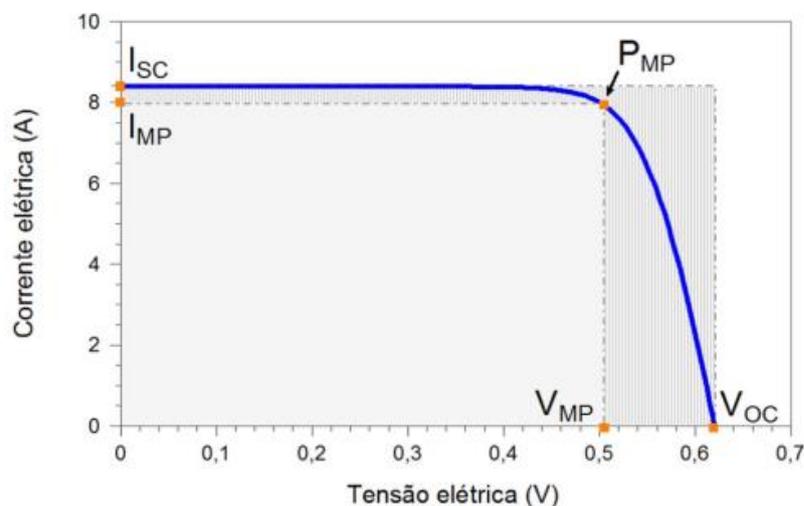
$R_S$  – resistência em série da célula em função da junção metal – semicondutor, regiões dopadas, etc ( $\Omega$ );

$R_P$  – resistência em paralelo da célula devido aos pontos de sua junção *pn* ( $\Omega$ ).

Quando  $I_L = 0$  a célula fotovoltaica se comporta exatamente como um diodo (PINHO, GALDINO, 2014).

A curva *I x V* de uma típica célula de silício (Si) é apresentada pela figura 2 a seguir:

Figura 2 - Curva *I x V* de uma célula de Si de 156mm x 156mm sob condições padrão de ensaio



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014, p. 118)

As células produzidas com silício cristalizado apresentam valores de tensão de aproximadamente 0,46 a 0,56 volts e de corrente de 1 a 7 ampéres. Para que valores maiores de tensão e corrente possam ser alcançados, as células são conectadas em série e em paralelo, constituindo-se, assim, um módulo fotovoltaico. Atualmente são encontrados módulos compostos por 36, 48 ou 72 células solares, podendo chegar a 216, dependendo de sua aplicação. Por exemplo, módulos com 36 células em série geram uma tensão de 12 volts e são, normalmente empregados em recarga de baterias (PINHO; GALDINO, 2014).

Módulos fotovoltaicos também podem ser associados em série para se alcançar valores de tensão maiores. A figura 3 apresenta alguns modelos de módulos fotovoltaicos comerciais:

Figura 3 - Módulos fotovoltaicos comerciais



Fonte: (SOUZA, 2014, p. 43).

Eletricamente, um módulo fotovoltaico é normalmente identificado por sua potência de pico (Wp), definida em laboratório sob condições-padrão de teste (Irradiância solar de 1000 W/m<sup>2</sup> e temperatura de 25°C).

Outras grandezas elétricas, também definidas em laboratório sob condições-padrão de teste, também o caracterizam. São elas:

- a) Tensão nominal: tensão de operação. Normalmente definida pela quantidade de células pertencentes ao módulo;
- b) Tensão de máxima potência ( $V_{mpp}$ ): tensão gerada a partir do ponto de máxima potência alcançada pelo módulo;
- c) Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ): tensão nos terminais do módulo sem carga conectada;
- d) Corrente de máxima potência ( $I_{mp}$ ): máxima corrente capaz de ser entregue à carga;

- e) Corrente de curto circuito ( $I_{sc}$ ): máxima corrente gerada pelo módulo com seus terminais em curto. Normalmente 5% acima da corrente de máxima potência.
- f) Fator de forma ( $FF$ ): grandeza teórica que expressa a qualidade do módulo fotovoltaico através da curva característica  $I \times V$ . A equação (2) que define esta grandeza é apresentada a seguir:

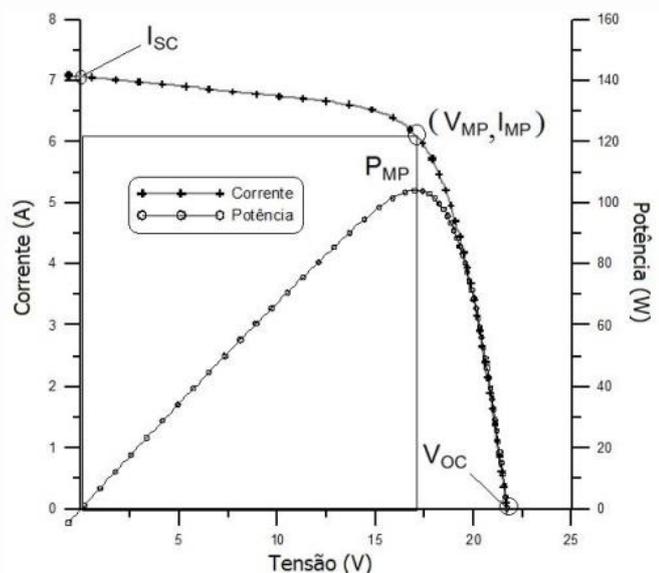
$$FF = \frac{I_{mp} V_{mp}}{I_{sc} V_{oc}} \quad (2)$$

- g) Potência máxima: combinação do máximo valor de  $V_{oc}$  e de  $I_{sc}$  determinada pela resistência da carga que determina tais valores.

O módulo fotovoltaico fornecerá sua potência máxima quando o circuito alimentado por ele tiver uma resistência interna que determine seus valores de tensão e corrente máximos. Controladores de carga e inversores *grid tie* modernos, por exemplo, possuem mecanismos internos capazes de buscar o ponto de máxima potência dos módulos. São os chamados seguidores do ponto de máxima potência – SPMP.

A figura 4 a seguir apresenta um exemplo do traçado da curva característica que determina o ponto de máxima potência de um módulo:

Figura 4 - Curva característica  $I \times V$  e  $P \times V$  para um módulo de 100 Wp



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014, p. 147).

Os valores máximos de tensão e correntes apresentados são: tensão de máxima potência -  $V_{MP}$  e corrente de máxima potência -  $I_{MP}$ , onde o produto destas duas grandezas resulta no ponto de máxima potência -  $P_{MP}$  (PINHO; GALDINO, 2014).

## 2.2 Conversor CC-CC

Em sistemas que utilizam baterias, este dispositivo tem a função de controlar a corrente e tensão aplicadas às mesmas, mantendo as, assim, em bom estado de funcionamento e, por consequência, aumentando sua vida útil.

Também pode conter um sistema de controle para otimização da potência gerada pelos módulos. Tal sistema é chamado de Seguidor de Máxima Potência, e pode resultar em uma eficiência significativa para o sistema. Este dispositivo também pode ser utilizado quando se deseja obter uma tensão diferente das que são fornecidas pelos painéis ou pelas baterias. Sua eficiência se dá dependendo da tensão que se deseja obter. Por exemplo, se a tensão pretendida for maior do que aquela produzida pelos painéis e baterias, sua eficiência será menor do que quando se deseja uma tensão menor, ou seja, quanto maior a tensão desejada, menor será a eficiência do dispositivo na sua conversão.

Uma outra aplicação para estes conversores se dá como sendo parte integrante de inversores, atuando como um estágio de entrada, controlando a tensão obtida através dos painéis, que é em CC (corrente contínua), para que seja convertida em CA (corrente alternada) pelo estágio seguinte. Em caso de curto circuitos na saída ou sobretensão entrada, por exemplo, os conversores CC – CC contam com mecanismos de proteção internos que evitam danos ao mesmo (SOUZA, 2014).

## 2.3 Controlador de carga

É um dispositivo comumente utilizado em sistemas fotovoltaicos isolados - SFIs. Sua função é proteger as baterias contra descargas excessivas ou quando o banco de baterias atinge sua carga total, desconectando-as do sistema.

A tensão de recarga, por exemplo, pode variar em função da temperatura das baterias, o que requer um controle inteligente desta operação. Para isso, os controladores de carga devem contar com um sensor integrado ou externo para monitorar a temperatura do banco de baterias (SOUZA, 2014).

Para sua especificação em um sistema isolado, deve-se considerar algumas condições mínimas necessárias para seu correto funcionamento. São elas:

- a) Tensão de operação do sistema – 12v, 24v ou 48v;
- b) Valor máximo de corrente do controlador – deve ser maior que a corrente de curto-circuito dos painéis multiplicada por 1,25.

Quando o nível de irradiância nos módulos fotovoltaicos é baixo, a tensão gerada por eles se torna inferior ao das baterias, fazendo com que se descarreguem neles. Para que isso seja evitado, os controladores de carga utilizam diodos de bloqueio internos.

Abaixo são apresentados, pela figura 5, alguns modelos de controlador de carga:

Figura 5 - Controladores de carga



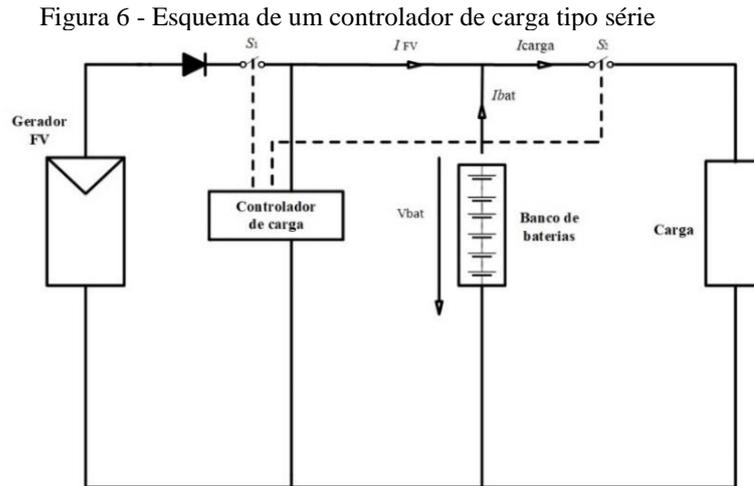
Fonte: (SOUZA, 2014, p. 91).

Para cada tipo de bateria deve-se utilizar um controlador de carga específico para ela. Por exemplo, um controlador de carga projetado para uma bateria de chumbo-ácido não terá a mesma eficiência para uma bateria de níquel-cadmio e vice-versa.

Dependendo de como controlam a carga das baterias, os controladores podem ser classificados *série* ou *paralelo*, (*shunt* – em inglês):

O controlador tipo *série* desconecta o banco de baterias dos módulos fotovoltaicos através de um relé ou de uma chave de estado sólido quando as mesmas atingem sua carga máxima e as reconecta quando atingem um valor determinado através do próprio controlador. Uma desvantagem deste tipo de controlador é a perda de energia causada por uma oscilação de tensão próxima à de carga, ocasionada pelas conexões e desconexões.

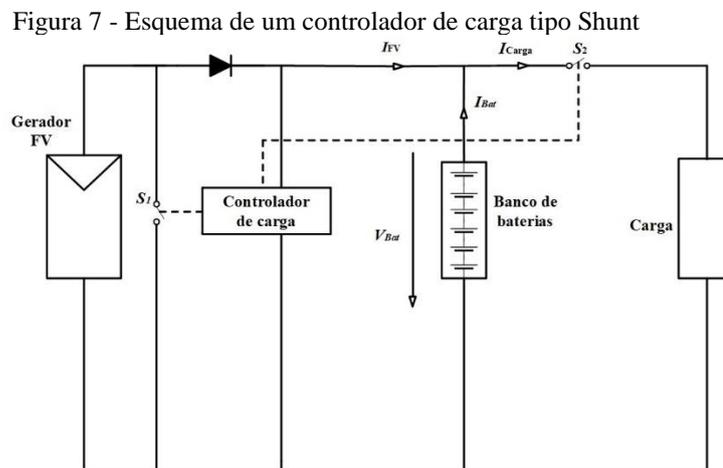
A figura 6 a seguir apresenta um esquema deste tipo de controlador:



Fonte: Adaptado de Souza (2014, p. 92).

O controlador do tipo *shunt* utiliza um relé eletromecânico ou uma chave de estado sólido para reduzir continuamente a corrente de carga quando a tensão máxima da bateria é alcançada. O excedente da corrente gerada pelos módulos é desviada por um dispositivo em paralelo à bateria que aplica um curto circuito a eles. Um diodo de bloqueio é, então, utilizado para proteger a bateria contra o curto-circuito quando o desvio da corrente é realizado.

Uma representação deste tipo de controlador é mostrada pela figura 7 a seguir:



Fonte: Adaptado de Souza (2014, p. 92).

## 2.4 Inversor

É um dispositivo eletrônico de potência que apresenta relevância fundamental para sistema fotovoltaico. Sua principal característica é alimentar cargas em corrente alternada à partir da energia recebida em corrente contínua dos painéis solares. Aplica-se tanto para sistemas isolados como para os sistemas conectados à rede.

### 3 INVERSOR

A norma IEEE (do inglês, *Institute of Electrical and Electronics Engineers*) 929-2000 define inversor, de uma forma geral, como um dispositivo eletrônico que converte corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA). No entanto, em sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), os inversores *grid tie* apresentam características de funcionamento que vão além da conversão de CC para CA. Apresentam também funções de controle de fluxo de potência entre a unidade geradora fotovoltaica e a rede da concessionária, ajustes de parâmetros em saída como, níveis de correntes harmônicas, tensão, frequência e fator de potência, e também o monitoramento da tensão e corrente oriundas dos módulos fotovoltaicos.

#### 3.1 Tipos de inversores

Os inversores, de modo geral se dividem em duas categorias básicas: *Off grid* e *On grid* ou *Grid Tie*.

- a) *Off grid*, (em português, fora da rede) - onde o sistema fotovoltaico trabalha de forma independente, ou seja, não é conectado a nenhuma outra fonte de energia que não seja painéis solares ou baterias.

A figura 8 apresenta a seguir alguns exemplos de inversores *Off Grid*:

Figura 8 - Inversores *Off grid*



Fonte: (SOUZA, 2014, p. 94).

- b) *On grid*, ou *Grid tie* (em português, conectado à rede) – neste, o inversor, além de converter a energia recebida dos painéis fotovoltaicos, conecta o sistema de geração solar à rede da concessionária de energia.

A figura 9 mostra alguns modelos de inversores desta categoria:

Figura 9 - Inversores *On grid*, ou *Grid tie*



Fonte: (SOUZA, 2014, p. 65).

Na categoria *on grid*, ou *grid tie*, os inversores podem ser divididos em dois grupos, dependendo de seu tipo de operação. São eles: autocomutados e comutados pela rede (PINHO; GALDINO, 2014).

A figura 10 apresenta a classificação dos inversores por seu tipo de operação:

Figura 10 - Tipos de inversores classificados de acordo com o princípio de funcionamento



Fonte: (PINHO, GALDINO, 2014, p. 218).

### 3.1.1 Inversores comutados pela rede

Apresentam como característica principal a utilização da tensão e frequência da rede para controlar o chaveamento dos componentes que gerarão a tensão alternada em sua saída (SOUZA, 2014).

Em sistemas fotovoltaicos monofásicos, os inversores comutados pela rede já não são mais amplamente empregados devido à baixa frequência com que seus componentes internos

são chaveados para gerar a forma de onda senoidal (120Hz). Isto faz com que seja necessário o emprego de filtros complexos para se obter uma forma de onda com baixa distorção de corrente e isto encarece sua aplicação em projetos.

Já nos inversores para redes trifásicas, também comutados pela rede, o problema de distorção harmônica pode ser resolvido com a inserção de transformador de isolamento, dispensando o uso de filtros (capacitivos e indutivos) para esta finalidade (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2000).

Outra característica importante deste inversor é a de que quando não há tensão da rede para se referenciar, ele se auto desliga para evitar operar de modo autônomo, ou seja, “ilhado”, envolvendo riscos para técnicos trabalhando na manutenção da rede e também para o próprio inversor, já que estaria sendo sobrecarregado por estar energizando a rede e, com isso, alimentando outras cargas para as quais não foi projetado.

### 3.1.2 Inversores autocomutados

São aqueles em que são utilizados dispositivos semicondutores internos para fazer o controle do chaveamento necessário para a geração do sinal CA com as características elétricas necessárias para a alimentação das cargas. Não utilizam a tensão da rede da concessionária como sinal de referência para este fim.

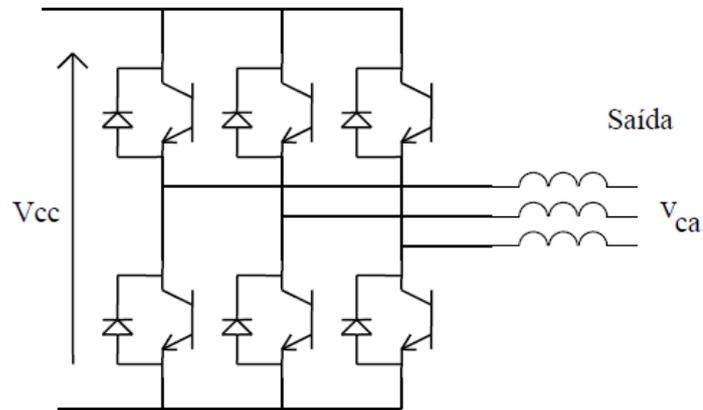
Estes inversores utilizam a técnica de modulação por largura de pulso – *PWM*, (do inglês, *Pulse Width Modulation*), para converter e ajustar os parâmetros de tensão e corrente em sua saída de característica senoidal e de baixo conteúdo harmônico, e que será apresentada com detalhes mais adiante.

#### 3.1.2.1 Tipo Fonte de Tensão (VSI)

Os inversores do tipo Fonte de Tensão - *VSI* (do inglês, *Voltage Source Inverter*), pertencem ao grupo dos autocomutados. No caso de inversores trifásicos, por exemplo, sua tensão de saída é gerada por um circuito composto por três pontes, ou ramos, cada uma formada por um par de transistores. Cada transistor, alimentado por uma tensão CC, opera como uma chave que abre e fecha em intervalos determinados por comandos dados por outros circuitos do inversor. Apenas um transistor de cada ramo conduz por vez. Assim, a tensão CC que o alimenta aparece em um par de condutores na saída do circuito (POMILIO, 2013).

A figura 11 apresenta o circuito do tipo Fonte de Tensão:

Figura 11 - Inversor trifásico tipo fonte de tensão



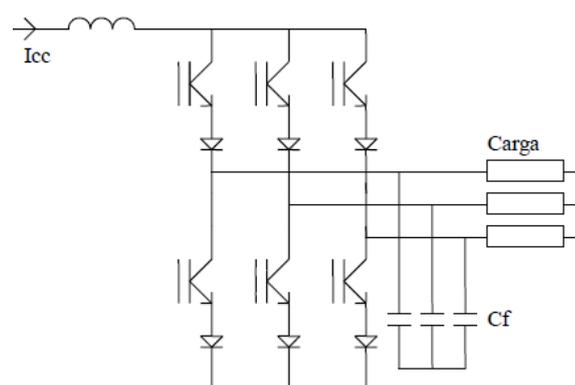
Fonte: (POMILIO, 2013, p. 1 ).

Nos inversores tipo fonte de tensão bifásicos, seu circuito de “chaveamento” é composto por duas pontes de transistores para a conversão de CC para CA.

### 3.1.2.2 Tipo Fonte de Corrente (CSI)

Inversores do Tipo Fonte de Corrente - *CSI*, (do inglês, *Current Source Inverter*), são constituídos uma fonte de corrente CC formada a partir de retificadores controlados para manter o valor médio da corrente sempre constante e de filtros indutivos de alto valor. Utiliza técnica de modulação por largura de pulso – *PWM* (do inglês, *Pulse Width Modulation*). O circuito, apresentado pela figura 12, se assemelha ao do tipo Fonte de Tensão no que se refere à topologia e modo de funcionamento de seus transistores. Neste circuito são utilizados transistores do tipo bipolar de porta encapsulada - *IGBT* (do inglês, *Insulated Gate Bipolar Transistor*).

Figura 12 - Inversor fonte de corrente PWM utilizando IGBT



Fonte: (POMILIO, 2013, p. 2).

Se a carga conectada for indutiva, capacitores deverão ser instalados na saída do inversor para acomodar as diferenças instantâneas nos valores de corrente que surgirão em sua entrada (POMILIO, 2013).

### 3.1.3 Inversores monofásicos e trifásicos

Inversores monofásicos, sejam eles aplicados a sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), ou em sistemas isolados da rede (SFI), trabalham com pequenos valores de potência sendo que, em SFCR deverá, por injetar corrente e tensão em apenas uma fase, ser dimensionado para conectar uma potência máxima de 4,6 kW com tolerância máxima de 10% para evitar um desbalanceamento maior entre as fases (PHOTON, 2010 apud RAMPINELLI, 2010). Inversores trifásicos, por outro lado, são convenientemente utilizados em sistemas fotovoltaicos com potências superiores a 5kW podendo-se reduzir, assim, os custos de implantação do sistema (RAMPINELLI, 2010).

### 3.1.4 Inversores com transformador e sem transformador

Os inversores *grid tie* apresentam diferentes circuitos de conversão de energia e opções de transformadores. Comercialmente são encontrados inversores com transformador de baixa ou alta frequência ou sem transformador (RAMPINELLI, 2010).

Os transformadores de baixa frequência (50 Hz no padrão europeu) têm a função de ajustar a tensão de saída do inversor com a da rede da concessionária. Por isolar o circuito CC do circuito CA, permite que os módulos forneçam tensões menores tornando o aterramento do inversor e dos módulos desnecessário, o que reduz interferências eletromagnéticas. Suas desvantagens são o aumento do tamanho e peso do inversor, além da perda de potência.

Transformadores de alta frequência, por sua vez, atuam entre 10 e 50 kHz e têm como vantagens serem menores, mais baratos e inferirem em menos perdas. Por outro lado, torna o circuito do inversor mais complexo, impactando negativamente em seu custo (SOUZA, 2014).

Já os inversores sem transformadores (em inglês, *transformerless inverters*) também apresentam vantagens tais como, tamanho reduzido, menor peso, perdas menores, além do seu baixo custo em relação aos com transformador. Apresenta boa eficiência se não possuir um estágio de conversão CC - CC para elevar sua tensão de entrada, o que reduz a eficiência do inversor devida a perdas magnéticas (SOUZA, 2014). Caso o inversor não possua este estágio, a tensão oriunda dos painéis, deverá ser maior do que a tensão de pico da rede (PINHO;

GALDINHO, 2014). Cada país determina, segundo regulamentação própria, para fins de proteção, o uso ou não destes transformadores por não haver separação galvânica entre o circuito CC e o CA. No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL através do PRODIST, módulo 3, exige o uso de transformador de acoplamento nos sistemas conectados à rede para potências instaladas a partir de 10 kW. Se não fizerem parte do inversor deverão ser instalados externamente (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

## 4 SEGUIMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA – MPPT

Em uma curva  $P \times V$  ou  $V \times I$  de um painel solar existe um ponto ótimo de operação onde ele entrega a máxima potência possível para a carga. Este é o ponto de máxima potência – *MPP* (em inglês, *Maximum Power Point*).

Por causa da característica natural do painel fotovoltaico, sua curva  $V \times I$  depende dos níveis de temperatura e irradiância. Por isso a tensão e corrente que maximiza sua potência de operação dependerá das condições do ambiente. Como o ponto de máxima potência do painel muda naturalmente, é importante que ele seja rastreado para se alcançar a máxima eficiência possível do SF. Por isso, algoritmos para rastreamento do ponto de máxima potência são muito utilizados em SFs (RHAMAM; ONI; MASUD, 2012).

### 4.1 Algoritmos Heurísticos do MPPT

Para se encontrar os melhores valores de  $I$  e  $V$  são empregadas estratégias para o *MPPT*, (do inglês, *Maximum Power Point Tracking*), ou, em português, seguimento do ponto de máxima potência - SPMP. Elas se dividem em duas categorias básicas: métodos diretos e métodos indiretos.

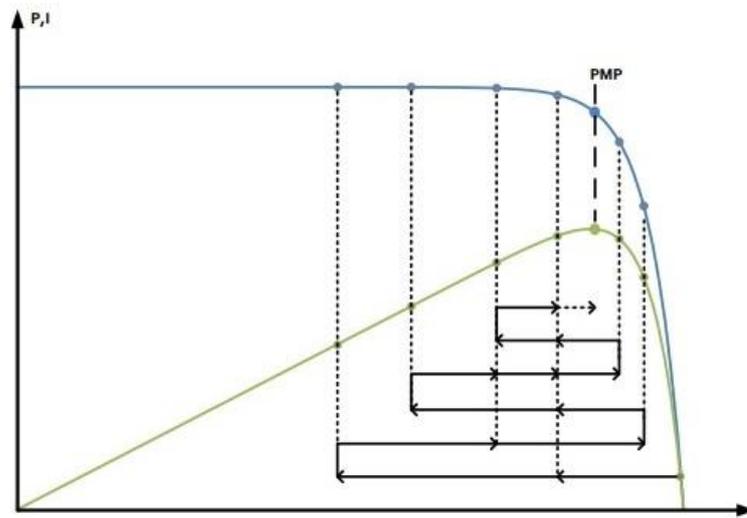
Os métodos diretos são capazes de interpretar e reagir a variações instantâneas nas condições de trabalho dos painéis. Eles monitoram em tempo real os níveis de tensão e correntes presentes na entrada do inversor. Apresentam-se como exemplos de métodos diretos as técnicas de *perturbar e observar - P&O* e o da *condutância incremental*.

#### 4.1.1 P&O

É o mais utilizado em sistemas *on grid* devido à sua simplicidade de implementação. Sua técnica é *perturbar*, ou seja, forçar o deslocamento do ponto de operação para uma outra direção e observar o comportamento do gerador fotovoltaico no que diz respeito à sua potência.

Pela figura 13 verifica-se a atuação desse algoritmo na busca do PMP:

Figura 13 - Seguimento do PMP utilizando o P&amp;O



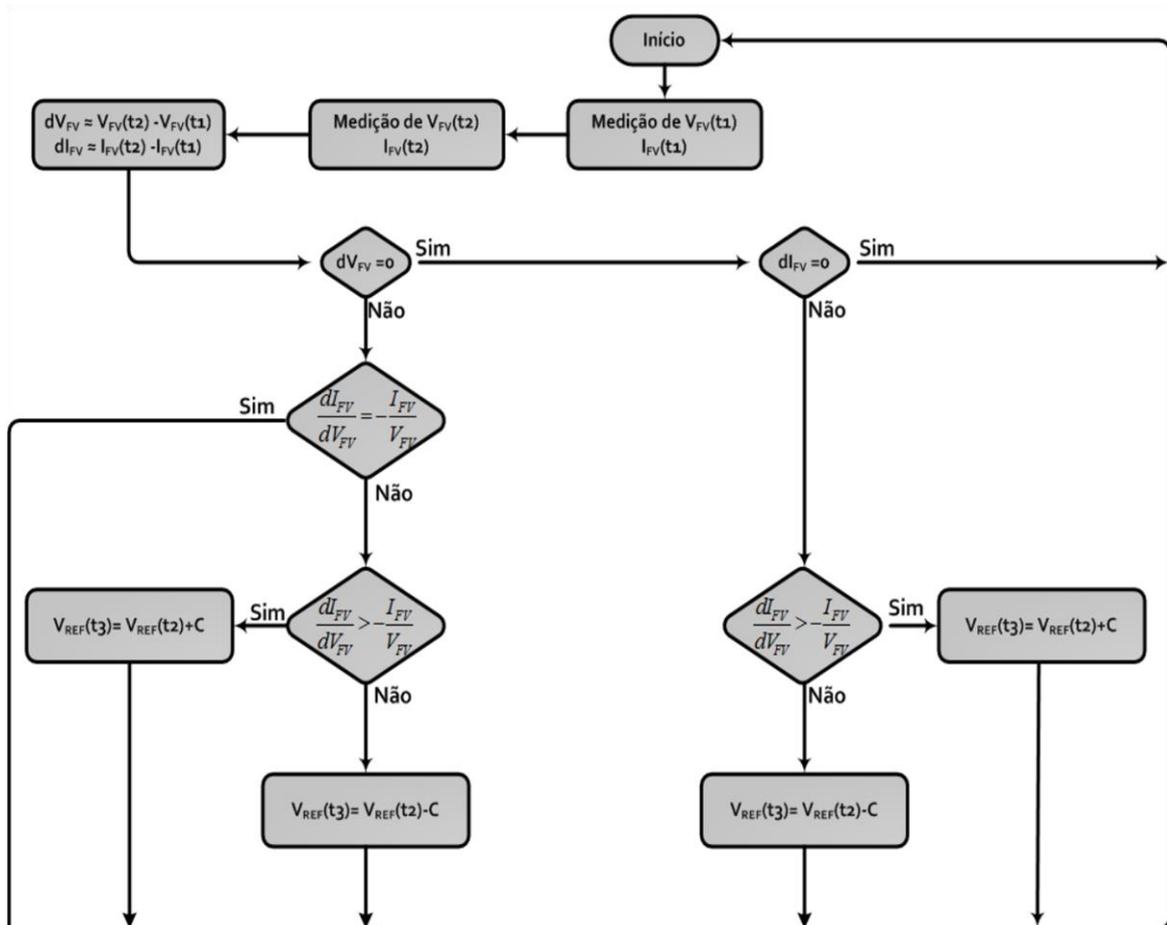
Fonte: (PINTO NETO, 2012, p. 46).

#### 4.1.2 Condutância incremental

O método de condutância incremental determina o PMP a partir da variação da condutância  $\frac{dI_{Fv}}{dV_{Fv}}$  onde  $\frac{dP_{Fv}}{dV_{Fv}} = 0$ . Isto faz com que o seguidor de máxima potência não fique oscilando ao redor deste ponto, como acontece no método *P&O*. A grande vantagem deste método é que ele consegue fazer o rastreamento do PMP mais rapidamente em situações onde a irradiância muda rapidamente.

A figura 14 apresenta o algoritmo utilizado por este método:

Figura 14 - Algoritmo do SPMP utilizado no método de incremento da condutância



Fonte: (PINTO NETO, 2012, p. 47).

Os métodos indiretos estimam o PMP a partir de sinais de referência como temperatura, irradiância, tensão, etc. Estes sinais de referência são confrontados com uma base de dados ou algum modelo matemático que apresentam características previamente estabelecidas de um gerador fotovoltaico específico. Os métodos indiretos são pouco utilizados devido a estarem sujeitos a imprecisões e incapazes de detectar sombreamentos parciais (PINHO; GALDINO, 2014).

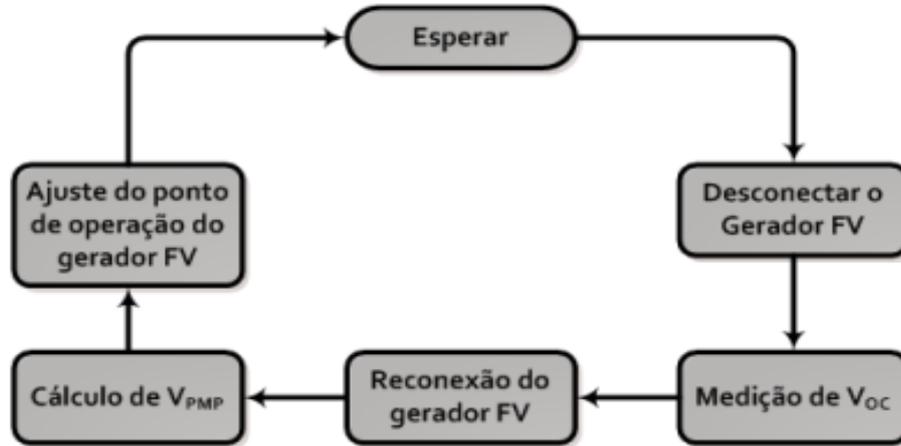
Apresentam-se como exemplos de métodos indiretos tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito.

#### 4.1.3 Tensão de circuito aberto

Este método, por meio de uma constante de proporcionalidade, relaciona a potência máxima com a tensão de circuito aberto. Assim sendo, o gerador fotovoltaico é constantemente desconectado durante sua operação. Esta desconexão se dá por meio de uma chave eletrônica e

a tensão de circuito aberta é então medida. A figura 15 apresenta de maneira sucinta o algoritmo utilizado neste método:

Figura 15 - Algoritmo do SPMP utilizado no método na tensão de circuito aberto



Fonte: (PINTO NETO, 2012, p. 45).

#### 4.1.4 Corrente de curto circuito

Semelhante ao método de tensão de circuito aberto, este método apresenta uma relação linear entre corrente de curto circuito – ISC e a corrente no ponto de máxima potência – IPMP. Sua atuação consiste em ajustar a corrente de operação do gerador fotovoltaico com a corrente de máxima potência. Para se chegar ao PMP é utilizada uma constante de valores pré-definidos e o valor da corrente ISC que é medida através da desconexão do gerador fotovoltaico. Pela figura 16 é apresentado o algoritmo utilizado por este método:

Figura 16 – Algoritmo MPPT utilizado no método de corrente de curto circuito



Fonte: (PINTO NETO, 2012, p. 45).

## 5 CONVERSÃO

### 5.1 Modulação por Largura de Pulso – *PWM*

A técnica de modulação por largura de pulso – *PWM* (do inglês, *Pulse Width Modulation*) baseia-se no chaveamento em alta frequência dos elementos do circuito de potência. Esta frequência é constante e pode variar de 10 a 100 kHz sendo que, seu ciclo de trabalho, ou seja, seu sinal de saída, varia ao longo do semiciclo de um sinal de referência e é proporcional ao seu valor instantâneo.

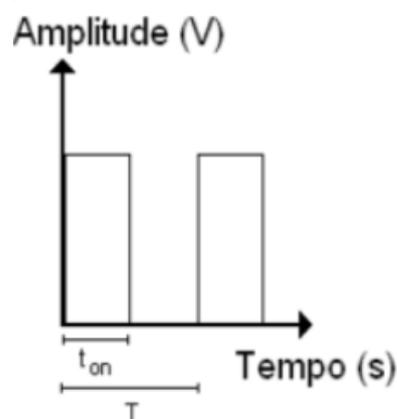
Para se obter um sinal de saída senoidal, aplica-se, a um dispositivo comparador, como por exemplo, um amplificador operacional, um sinal senoidal de 60 Hz como referência e um sinal com forma de onda triangular de frequência cerca de 20 vezes maior. O que se apresenta como resposta em sua saída é um sinal pulsante com forma de onda quadrada. À medida em que a amplitude da senóide de referência aumenta em relação ao sinal triangular, os pulsos vão sendo alargados. O contrário também se aplica.

A relação entre o tempo em que o pulso está com nível lógico alto, ou seja, positivo ou negativo, e seu tempo de duração, é chamada de Razão Cíclica ( $D$ ) e é definida pela equação (3):

$$D = t(on)/T \quad (3)$$

Na equação (3) apresentada,  $t(on)$  é o tempo em que o pulso permanece em nível alto e  $T$  é o período total do pulso, conforme apresentado na figura 17:

Figura 17 - Forma de onda em PWM



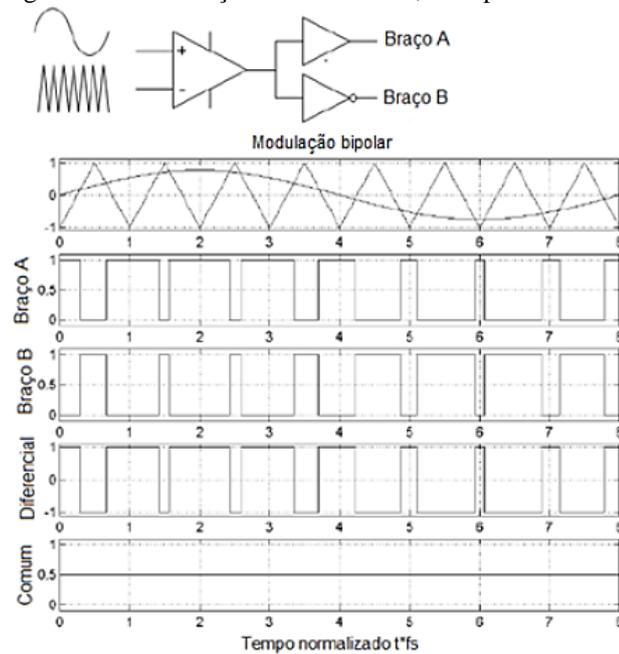
Fonte: (FEROLDI, 2011, p. 5).

Existem, para o *PWM* senoidal, dois tipos de modulação. Modulação em dois níveis ou bipolar, e em três níveis ou unipolar (FEROLDI, 2011).

A modulação em dois níveis apresenta como resposta, tendo o valor 0 como referência, pulsos com níveis tensão  $+V_{cc}$  e  $-V_{cc}$ . Para isto o esquema de modulação apresenta saída diferencial com um “braço” defasado em  $180^\circ$  da saída do comparador.

A figura 18, apresenta o esquema onde se obtém a modulação de dois níveis onde o “braço A” é a própria saída do comparador e o “braço” B passa por uma porta inversora:

Figura 18 - Modulação em dois níveis, ou bipolar

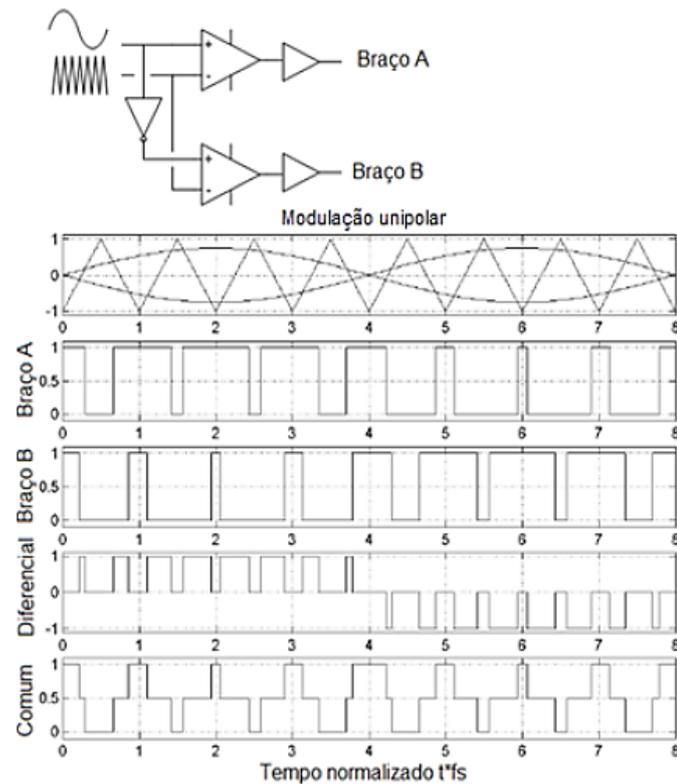


Fonte: (FEROLDI, 2011, p. 7).

A modulação em três níveis, diferentemente da modulação bipolar, apresenta como resposta em sua saída diferencial três níveis de tensão que são,  $+V_{cc}$ ,  $0V$  e  $-V_{cc}$ .

A figura 19 a seguir apresenta este esquema de modulação e sua resposta de saída:

Figura 19 - Modulação em três níveis, ou unipolar

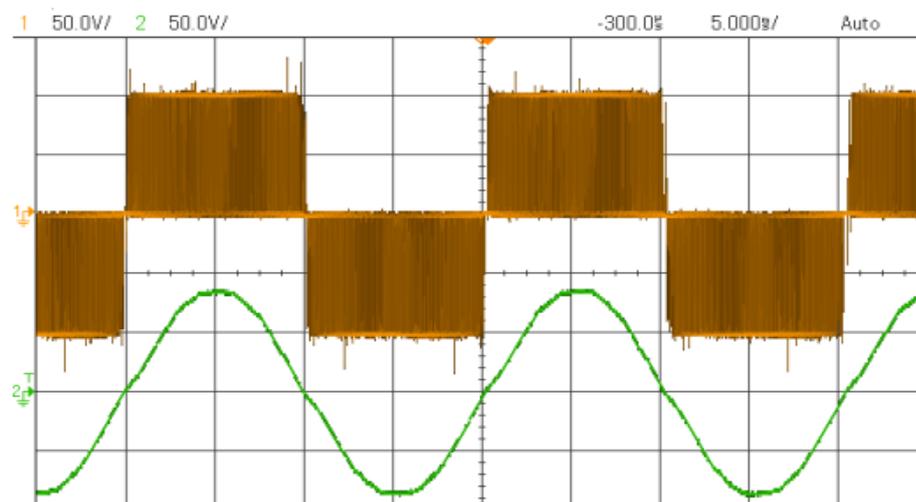


Fonte: (FEROLDI, 2011, p. 8).

Para a obtenção de uma senoide praticamente pura, ou seja, com baixos níveis de conteúdo harmônico gerado pela alta frequência de chaveamento, emprega-se o uso de filtros passa-baixa com frequência de corte acima de 60 Hz (POMILIO, 2013).

A figura 20 apresenta uma forma de onda por *PWM* e em seguida o mesmo sinal pós filtragem:

Figura 20 - Forma experimental PWM de um inversor e respectiva tensão filtrada



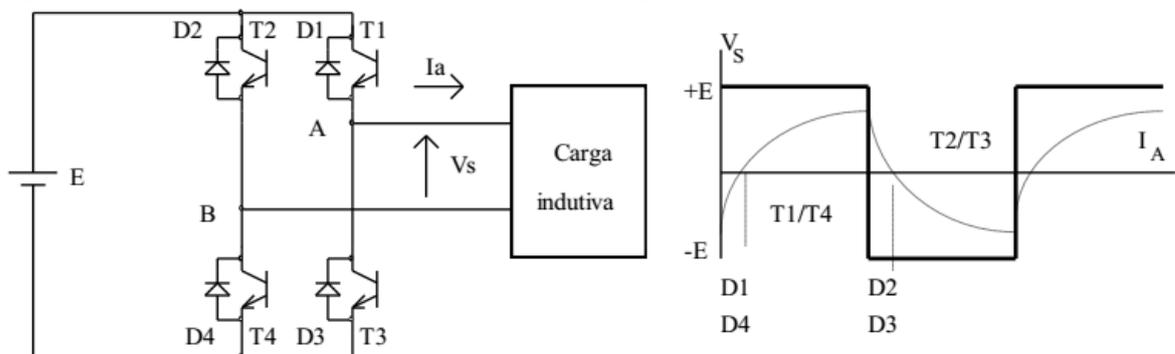
Fonte: (POMILIO, 2013, p. 5).

## 5.2 Saída Quadrada

Para gerar um sinal de onda quadrada, como mostra a figura 21, o circuito aciona os transistores T1, T2, T3 e T4 numa certa frequência, no caso, 60 Hz. Os transistores T1 e T4 são acionados simultaneamente por uma tensão positiva aplicada a seus terminais enquanto T2 e T3 permanecem desligados. Os pares T1/T4 são responsáveis pelo semi-ciclo positivo da onda e T2/T3 geram o semi-ciclo negativo.

Caso a carga seja indutiva, o circuito conta com diodos ligados a dois terminais de cada transistor, garantindo-se um caminho de retorno para a corrente (POMILIO, 2013).

Figura 21 – Inversor monofásico e forma de onda de saída quadrada



Fonte: (POMILIO, 2013, p. 2).

Apesar de ter como vantagem a simplicidade do circuito, esta técnica de modulação não permite o controle da amplitude e do valor RMS (eficaz) da tensão de saída (PINHO, GALDINO, 2014).

## 5.3 Multinível

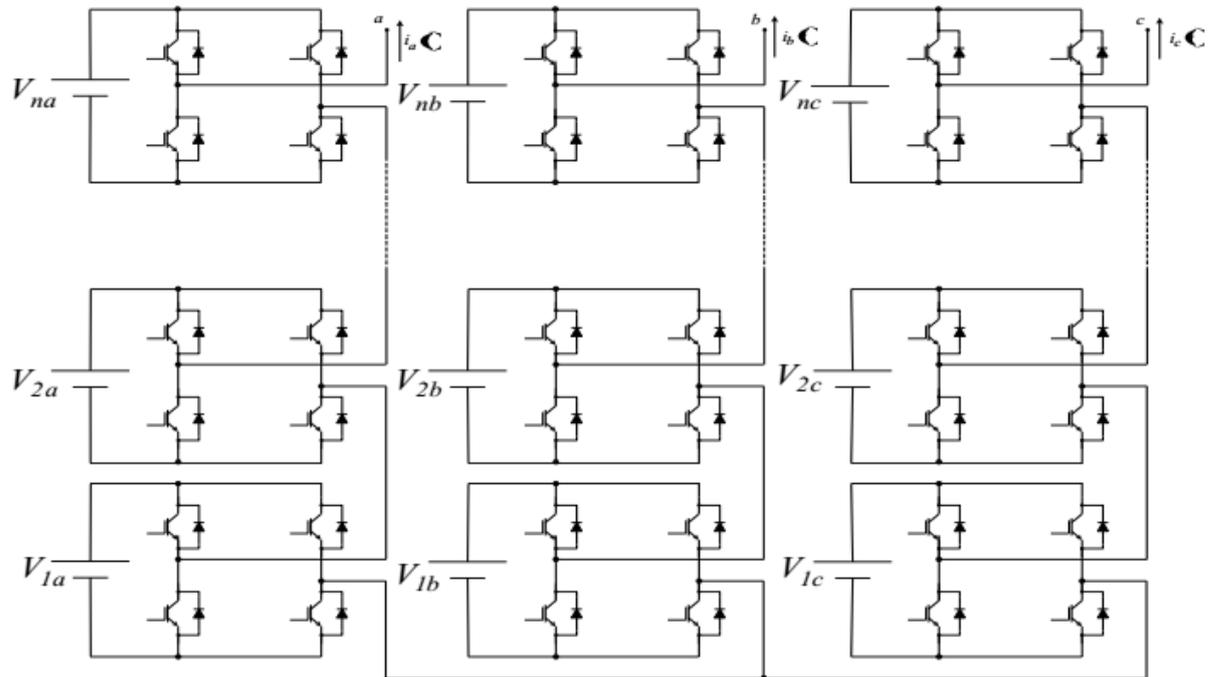
Os inversores multinível podem utilizar complexas estratégias de modulação associadas ao *PWM* para se obter uma frequência de saída próxima à da fundamental (60 Hz) com baixo conteúdo harmônico (SUNDARAVEL; MURUGAN, 2013).

O termo “multinível” refere-se aos níveis, ou quantidade de pontes transistorizadas ligadas em “cascata” para entregarem na saída do inversor o sinal CA. Para entender melhor este conceito, inversores comuns, de modo geral, utilizam apenas dois níveis em seu circuito de conversão, que produzem como resultado da conversão CC-CA, um sinal “quadrado” em sua saída, ou seja, com níveis de tensão 0 ou  $\pm V_{dc}$ , semelhante a um sinal digital (SUNDARAVEL; MURUGAN, 2013).

Para Pomílio (2013), vantagens como a conexão direta deste inversor com a rede sem o uso de transformadores, além de estabilidade dos níveis de tensão em sua saída, da possibilidade de se obter níveis de potência altos sem a necessidade de associações de chaves também devem ser destacadas.

A figura 22 apresenta um diagrama esquemático de um inversor multinível:

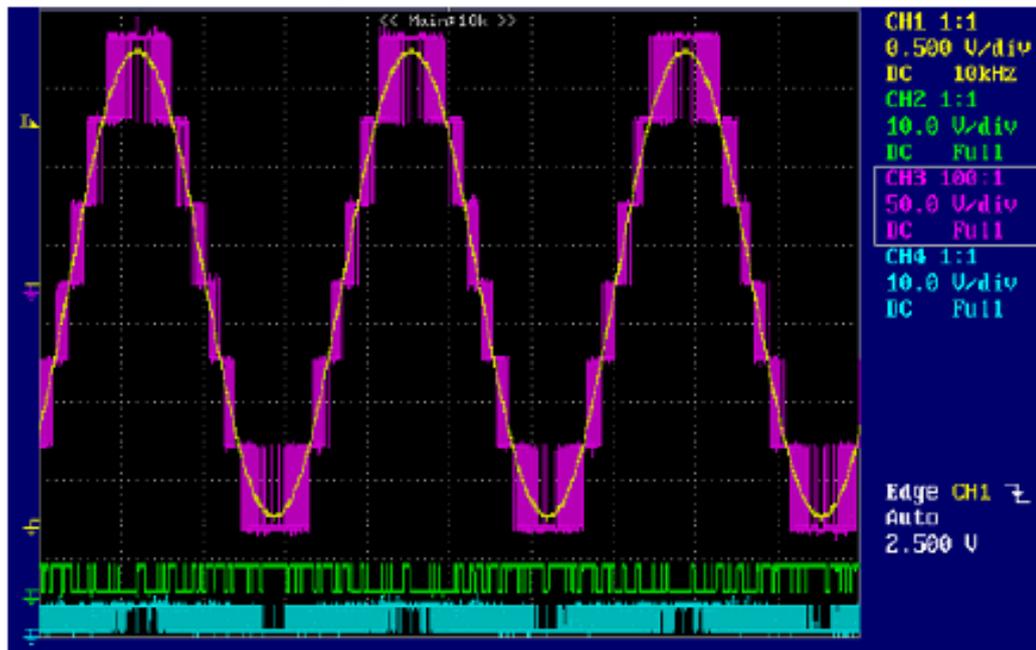
Figura 22 - Diagrama esquemático de conversor multinível do tipo cascata simétrica



Fonte: (POMILIO, 2013, p. 6).

A estrutura geral de um inversor multinível é sintetizar uma tensão senoidal com formato próximo ao de um sinal senoidal provido pela rede da concessionária. Isto é obtido a partir de diversos níveis de tensão contínua –  $V_{dc}$ . Quanto maior o número de níveis aplicados ao circuito, maior também é a quantidade de degraus em uma forma de onda e menor será seu conteúdo harmônico e, portanto, mais próxima da forma de onda desejada fica a que é produzida pelo inversor, como mostra a figura 23 a seguir:

Figura 23 – Forma de onda experimental de um inversor multinível



Fonte: (POMILIO, 2013, p. 6).

## 5.4 Estágios de conversão

Quanto ao estágio de conversão, os inversores conectados à rede são classificados em três categorias (CARRASCO et al, 2006 apud CASARO; MARTINS, 2010):

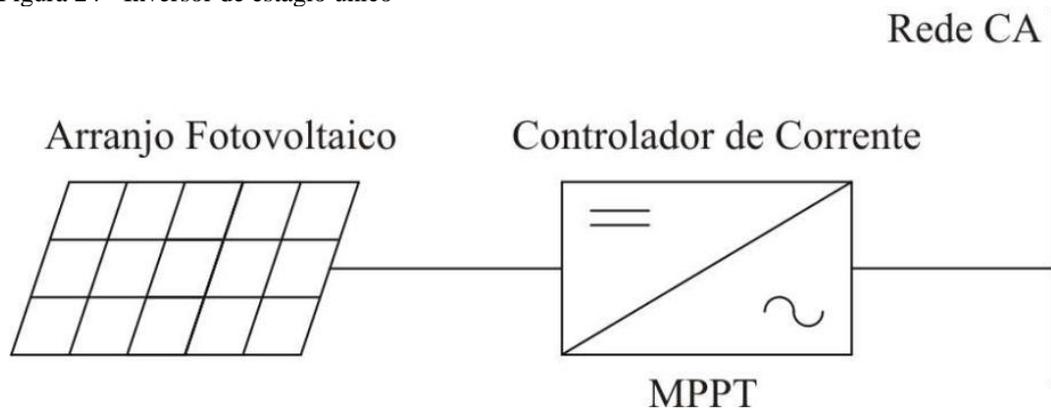
### 5.4.1 Inversor de estágio único

Neste tipo de inversor, todo o processamento de rastreamento do ponto de máxima potência – *MPPT* (do inglês, *Maximum Power Point Tracking*) dos painéis, de conversão e amplificação de tensão, além do controle de corrente injetada na rede, é realizado por um único estágio de processamento.

Uma vantagem deste tipo de inversor é sua eficiência geral pode ser elevada pela quantidade reduzida de elementos dissipadores de potência. Uma desvantagem é, pelo fato de não possuir estágios dedicados, apresenta um nível de controle limitado e sua complexidade é transferida para seu algoritmo de controle (GARCIA, 2015).

A seguir, pela figura 24, é apresentada a simbologia do inversor de estágio único:

Figura 24 - Inversor de estágio único



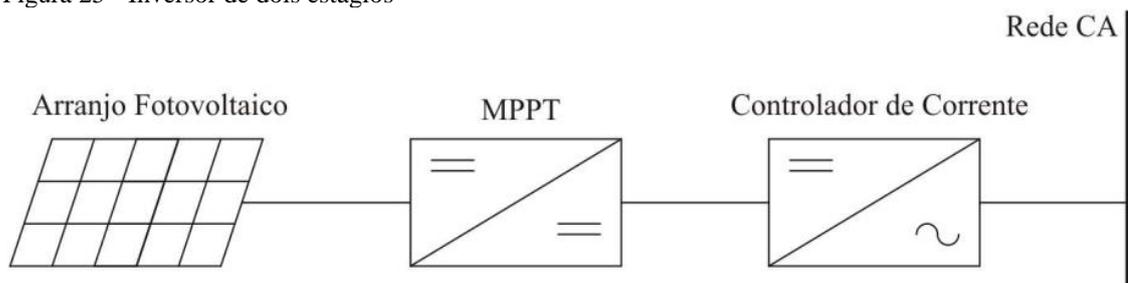
Fonte: (CASARO, MARTINS, 2010, p. 3).

#### 5.4.2 Inversor de dois estágios

Este tipo de inversor apresenta como característica básica uma estrutura composta por dois blocos de circuitos ou estágios. O primeiro é chamado *link* CC ou estágio CC-CC. Sua função é lidar com a potência extraída dos painéis, ou seja, é o MPPT e entrega-la para o segundo estágio. Por sua vez, o segundo é o estágio, chamado CC-CA recebe a energia do *link* CC e a converte para ser entregue às cargas e à rede (GARCIA, 2015), além de fazer o controle da corrente de saída do inversor (CASARO; MARTINS, 2010).

A figura 25 a seguir apresenta a simbologia do inversor de dois estágios:

Figura 25 - Inversor de dois estágios

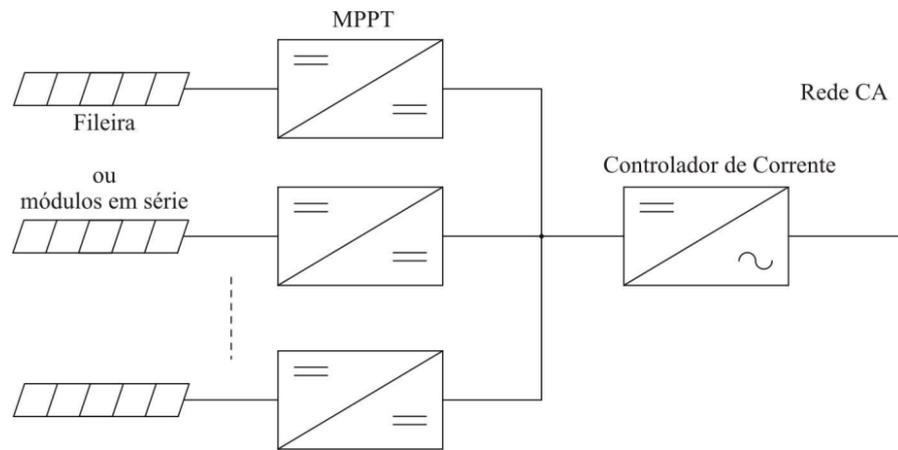


Fonte: (CASARO; MARTINS, 2010, p. 6).

#### 5.4.3 Inversor de múltiplos estágios

Neste inversor, a diferença em relação ao de dois estágios está no fato de possuir vários estágios CC-CC responsáveis pelo *MPPT* e um único estágio CC-CA para realizar as funções de conversão e controle do sinal injetado na rede (CASARO; MARTINS, 2010), conforme mostra a figura 26:

Figura 26 - Inversor de múltiplos estágios



Fonte: (CASARO; MARTINS, 2010, p. 6).

## 6 TÉCNICAS DE CONTROLE

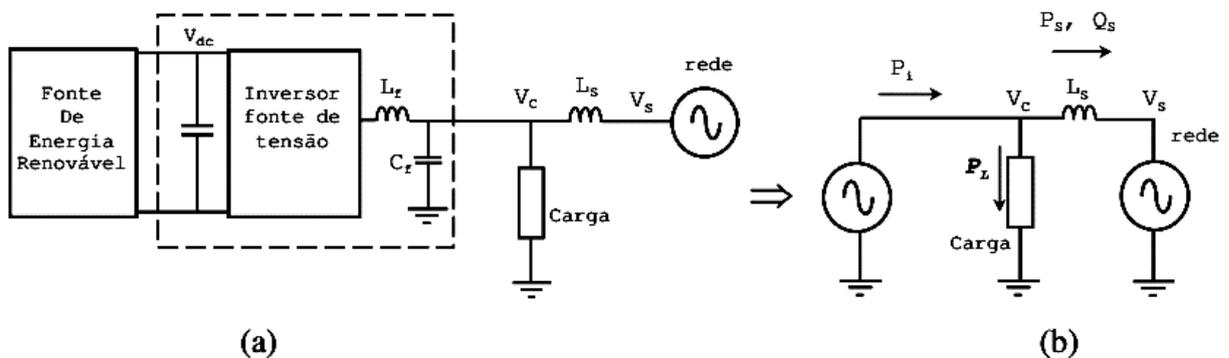
### 6.1 Técnicas de controle das interfaces

Atualmente, o tipo de inversor mais empregado em sistemas fotovoltaicos conectados à rede é o inversor fonte de tensão – *VSI* (do inglês, *Voltage Source Inverter*). Existem duas formas para se fazer o controle do fluxo de potência através dele por meio de filtros. Inversor como fonte de tensão ou como fonte de corrente (MARTINEZ, 2010).

#### 6.1.1 Controle como fonte de tensão

Para este tipo de controle, é aplicado aos terminais CA do inversor um filtro *LC*, onde uma malha de controle da tensão  $V_c$  do capacitor ( $C_f$ ) é empregada para manter sua tensão constante, como apresenta a figura 27 (a). O comportamento deste sistema é como o de uma fonte de tensão e pode ser representado por uma fonte CA conforme a figura 27 (b).

Figura 27 - (a) Interface do inversor Fonte de Tensão controlada por  $V_c$ , (b) Circuito Equivalente



Fonte: (MARTINEZ, 2010, p. 16).

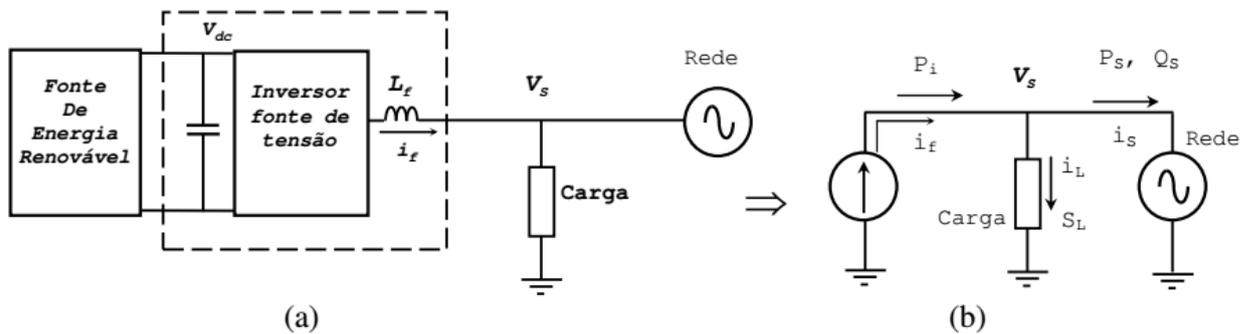
O *VSI* controlado por tensão ajusta o ângulo de tensão em sua saída com a da rede para gerenciar o fluxo de potência (HOUSER, 2014).

#### 6.1.2 Controle como fonte de corrente

Este tipo de controle permite manter a corrente constante na carga através de uma malha de controle de corrente ( $I_f$ ) através do indutor ( $L_f$ ) conectado aos terminais CA do inversor,

como mostra a figura 28 (a). Este sistema de controle pode ser representado como uma fonte de corrente alternada, representado pela figura 28 (b):

Figura 28 - (a) Interface do inversor Fonte de Tensão controlado por corrente, (b) Circuito Equivalente



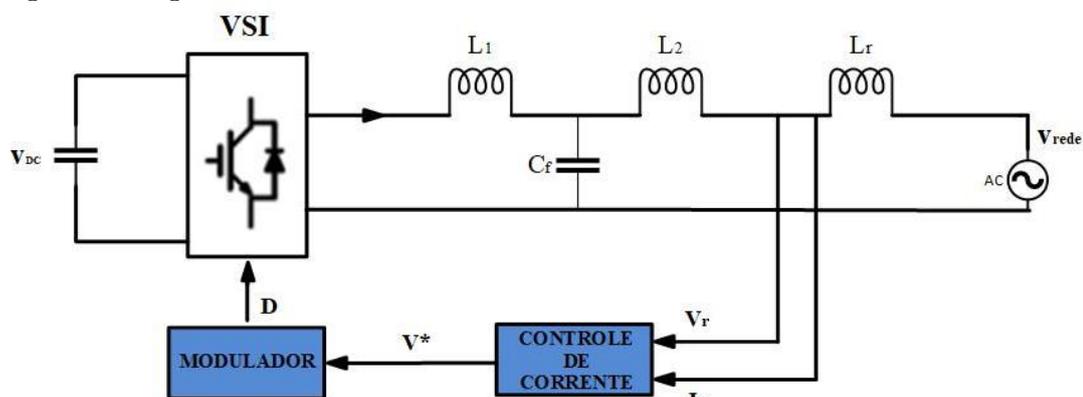
Fonte: (MARTINEZ, 2010, p. 17).

O controle por corrente utiliza a técnica de modulação por largura de pulso - *PWM* para controlar a injeção das componentes ativa e reativa na rede. É a técnica mais recomendada em SFCRs por apresentar resposta rápida, além de ser menos sensível a defasagens e distorções de tensão na rede. No caso de inversores controlados por tensão, por apresentar maior sensibilidade a pequenos erros de fase, permitem o aparecimento de elevadas correntes harmônicas ocasionadas por distorções na tensão da rede (HOUSER, 2014).

O controle de corrente clássico utilizado atualmente é classificado como método de potência ativa e reativa onde a frequência da rede é rastreada utilizando-se a técnica de sincronização *PLL* (do inglês, *Phase locked loop*). Este método toma como referência a tensão e corrente da rede as transforma em equações que definirão o ciclo de trabalho do inversor (ARULKUMAR; PALANISAMY; VIJAYAKUMAR, 2016).

A figura 29 apresenta o circuito correspondente ao método de potência ativa e reativa:

Figura 29 - Diagrama de bloco de um inversor trifásico convencional conectado à rede



Fonte: Adaptado de Arulkumar; Palanisamy; Vijayakumar (2016, p. 1040).

As equações de controle (4) e (5) deste método são apresentadas a seguir:

$$Vg(t) = V_0 \cos(\omega t) \quad (4)$$

$$Ig(t) = V_0 \cos(\omega t - \varphi) \quad (5)$$

Onde  $Vg(t)$  e  $Ig(t)$  são a tensão e a corrente da rede.

A equação (6) a seguir corresponde a potência instantânea do inversor que é utilizada pela técnica de controle de potência ativa para eliminar componentes harmônicos de frequência dupla, dando mais estabilidade, agilidade e precisão ao sistema de rastreamento do inversor (ARULKUMAR; PALANISAMY; VIJAYAKUMAR, 2016):

$$P(t) = Vg(t) * ig(t) = P [1 + \cos(2\omega t)] + Q [\sin(2\omega t)] \quad (6)$$

Onde  $P$  e  $Q$  nas equações (7) e (8) correspondem às potências ativa e reativas injetadas na rede:

$$P = \frac{1}{2} V_0 I_0 \cos \varphi \quad (7)$$

$$Q = \frac{1}{2} V_0 I_0 \sin \varphi \quad (8)$$

## 7 SINCRONISMO

A frequência do sinal gerado por um inversor deve estar dentro de valores estabelecidos pela ANEEL para garantir a qualidade da energia consumida por equipamentos ou mesmo pelo sistema ao qual está conectado.

Em condições normais, a ANEEL, através do Prodist (módulo 8, revisão 8), estabelece valores de frequência que vão de 59,9 Hz à 60,1 Hz. Também determina que, em casos de distúrbios, sistemas de geração conectados à rede de distribuição devam garantir que a frequência retorne a valores que variam de 59,5 Hz à 60,5 Hz em no máximo 30 segundos após sair desta faixa (AGÊNCIA NACIONAL ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

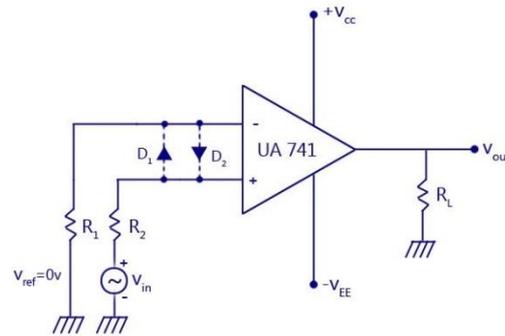
Atualmente, técnicas para um alcance rápido da amplitude e fase de sequência positiva, usadas para a sincronização das variáveis de saída do inversor, são mais utilizadas. Uma delas é chamada de *ZCD* – Detector do Ponto Zero, (do inglês, *Zero Crossing Detector*), e também o *LLP* - Laço Fechado de Fase, (do inglês, *Loop Locked Phase*). O *ZCD* é uma técnica mais simples e o *LLP* é baseado em modernas técnicas de detecção de ângulo de fase e tensões de rede (TEJA, 2013).

### 7.1 *Zero Crossing Detector* – *ZCD*

A técnica de detecção do ponto de zero se dá pela utilização de circuitos baseados em amplificadores operacionais aplicados como comparadores. Em alguns casos, o sinal de entrada pode ser de baixa frequência resultando-se assim em um sinal de saída que também não varia rapidamente de um estado saturado para outro. Como existem ruídos na entrada o amplificador operacional, podem haver flutuações de tensão em sua saída, variando entre +Vcc saturado e -Vcc saturado. Desta forma o ponto zero pode ser detectado por ruído nas tensões tanto quanto pela entrada ruidosa. Estes problemas podem ser contornados pelo uso de alimentação positiva forçando uma comutação mais rápida da tensão de saída eliminando-se assim falsas transições pelo ponto zero ocasionadas por ruído na entrada o amplificador operacional (TEJA, 2013).

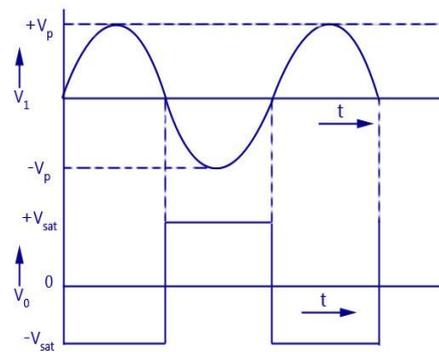
As figuras 30 e 31 apresentam, respectivamente, um amplificador operacional como comparador em um circuito para detecção do ponto zero e sua forma de onda de saída:

Figura 30 - Detector do ponto zero utilizando um amplificador operacional UA 741



Fonte: (CIRCUITS TODAY.COM, 2014).

Figura 31 - Forma de onda de um ZCD utilizando amplificador operacional UA 741



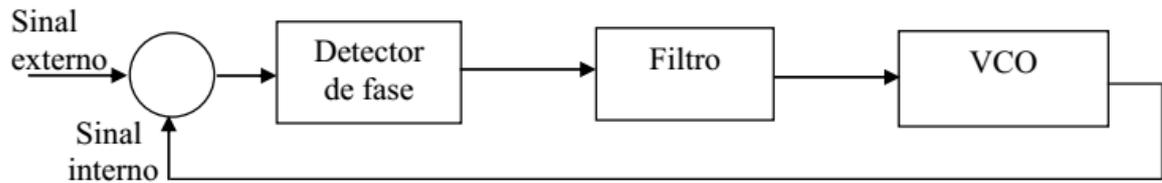
Fonte: (CIRCUITS TODAY.COM, 2014).

## 7.2 Phase Locked Loop – PLL

A técnica *PLL* se baseia em um sistema de controle de malha fechada onde, a fase de um sinal de entrada, tido como referência, é comparada à de um sinal gerado por um oscilador interno. Este sinal interno é ajustado de acordo com a frequência do sinal de entrada (TEJA, 2013).

A estrutura padrão da *PLL* pode ser dividida em três blocos principais que são, o detector de fase, o filtro passa baixa e o oscilador controlado por tensão que é responsável pelo sinal que será comparado ao sinal de referência, como mostra a figura 32 a seguir:

Figura 32 - Estrutura básica de uma PLL



Fonte: (POMILIO, 2013, p. 13).

O sinal passa pelo bloco detector de fase e em seguida pelo filtro passa baixas onde, depois de filtrado faz a frequência do oscilador de tensão -VCO (do inglês – *Voltage Controlled Oscillator*) variar para próxima da frequência do sinal de entrada, ou sinal externo. A saída realimentada do circuito *PLL* resulta em uma contínua correção do erro até que seja nulo. A malha irá atuar até que frequência e fase estejam sincronizadas com as da rede (GOBETTI, 2015).

## 8 PROTEÇÃO ANTI ILHAMENTO

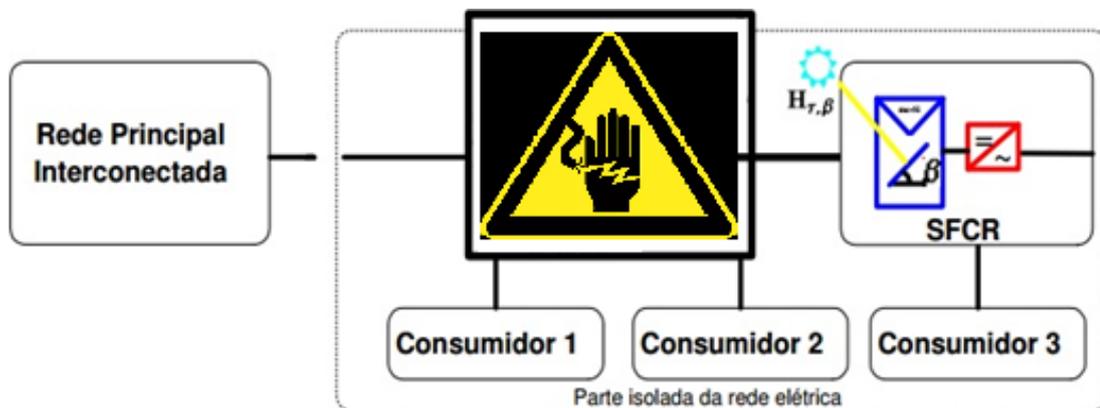
### 8.1 Ilhamento

Em sistemas fotovoltaicos, ilhamento é definido como operação do sistema fotovoltaico sem a presença do sinal da rede da concessionária (PINTO NETO, 2012).

O ilhamento pode ocorrer devido a algumas situações tais como, desconexão da rede em caso de falha em algum equipamento alimentado pelo sistema fotovoltaico, falha humana ou desligamento da rede pela concessionária para manutenção.

A figura 33 exemplifica esta situação:

Figura 33 - Operação ilhada



Fonte: Adaptado de Macêdo (2006, p. 40).

Se o sistema de proteção anti-ilhamento do inversor não atuar, trará riscos à vida de pessoas e também comprometerá a integridade do próprio sistema fotovoltaico.

O sistema anti-ilhamento é um mecanismo interno do inversor que permite a desconexão do sistema fotovoltaico da rede, evitando que acidentes ocorram. Para isto, o inversor emprega o uso de técnicas de monitoramento dos parâmetros da linha, como tensão e frequência, por exemplo.

### 8.2 Normas para interconexão de geração distribuída

O ilhamento do SF, sendo uma condição não desejável por oferecer riscos para a vida de pessoas, e também para o próprio sistema, demanda técnicas e procedimentos padronizados para que seja evitado. A norma IEEE 929 – *Recommended Practices for Utility Photovoltaic*

*Systems* de 2000 provê recomendações práticas para a conexão de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica onde são abordados fatores relacionados à sua operação e proteção, segurança pessoal, qualidade de energia e informações sobre ilhamento e técnicas para evitar sua ocorrência. Isto, para sistemas com potência de até 10 kW. Para potências maiores, apesar de obsoleta, pode ser utilizada em conjunto com outras normas pertinentes ao assunto (SILVA, 2016).

O ilhamento pode ocorrer por situações que podem ser intencionais, como um desligamento do fornecimento da energia para manutenção, por exemplo, ou por eventos não intencionais como falhas no fornecimento ou por mal funcionamento de um ou mais equipamento ligados à rede e que comprometem a qualidade energia entregue pela concessionária.

Em ambos os casos, todo inversor deve ser capaz de identificar, através um sistema de proteção anti-ilhamento, a falta de energia ou a alteração de parâmetros importantes como frequência, harmônicos e tensão para fora da faixa permitida por normas nacionais e internacionais, conforme determina a norma IEEE 1547. Deve, além de detectar tais ocorrências, desligar-se do sistema elétrico de potência em um curto intervalo de tempo estipulado (ESTEBANEZ et al, 2009 apud SILVA, 2016).

### **8.3 Zona de Não detecção (NDZ)**

Antes de abordar algumas das principais técnicas, ou métodos anti-ilhamento existentes, é importante, para seu melhor entendimento, apresentar um breve conceito deste termo.

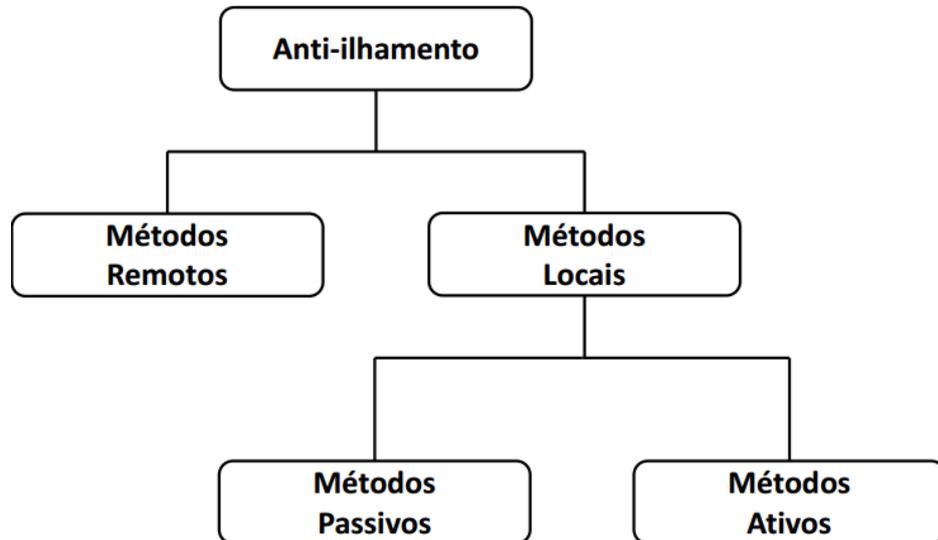
A zona de não detecção – *NDZ* (do inglês, *non-detection zone*), pode ser definido como uma faixa (diferença entre a potência fornecida pelo inversor e a consumida pela carga) onde o método de ilhamento falha ao detectá-lo. Além disso, a *NDZ* depende do tipo de carga conectada ao sistema, que pode ser modelada como um circuito RLC paralelo. Cargas RLC são não lineares e, portanto, tornam difícil a detecção do ilhamento por gerarem correntes harmônicas (VELASKO et al, 2010).

### **8.4 Métodos anti-ilhamento**

Os métodos anti-ilhamento são algoritmos embarcados utilizados pelos inversores conectados à rede para detectar um possível ilhamento do SF.

Para Silva (2016), muitos são os métodos anti-ilhamento empregados em sistemas fotovoltaicos que, conforme a figura 34, podem ser classificados como remotos ou locais:

Figura 34 - Classificação dos métodos anti ilhamento



Fonte: (SILVA, 2016, p. 15).

#### 8.4.1 Métodos Remotos

São métodos recentes e que envolvem algum tipo de comunicação remota entre a concessionária e os dispositivos de proteção presentes entre a rede os SFCRs e que podem ser acionados em caso de anomalia do SEP desconectando os inversores conectados a ele. São extremamente sofisticados e precisos. Por isso, caros e inviáveis para pequenos sistemas fotovoltaicos (VIERA JUNIOR, 2011).

A título de conhecimento, vale a pena citar os dois principais métodos remotos utilizados:

- *SCADA* (em inglês, Supervisory Control And Data Acquisition);
- *PLCC* (em inglês, Power Line Carrier Communication).

#### 8.4.2 Métodos Locais

São métodos aplicados diretamente pelo inversor para monitorar as grandezas elétricas da rede. Tais métodos locais se dividem em ativos e passivos.

#### 8.4.2.1 Métodos Passivos

Nos métodos passivos, o inversor monitora os parâmetros elétricos da rede e, em caso de detecção de valores fora dos pré-estabelecidos, se auto desliga. Os principais parâmetros monitorados são tensão e frequência bem como suas principais características, tais como, sobretensão, afundamentos, salto de fase, etc. (TEOCORESCU; LISERRE; RODRÍGUES, 2011 apud SILVA, 2016).

A seguir, serão apresentados brevemente alguns métodos passivos descritos por algumas literaturas (SILVA, 2016):

#### 8.4.2.2 Método de proteção OUV/OUF

Este método, conhecido como Proteção de Sobre/Subtensão e Sobre/Subfrequência – *OUV/OUF* (do inglês, *Over/Under Voltage e Over/Under Frequency*) é a forma de proteção mais comum no ponto de acoplamento – PAC.

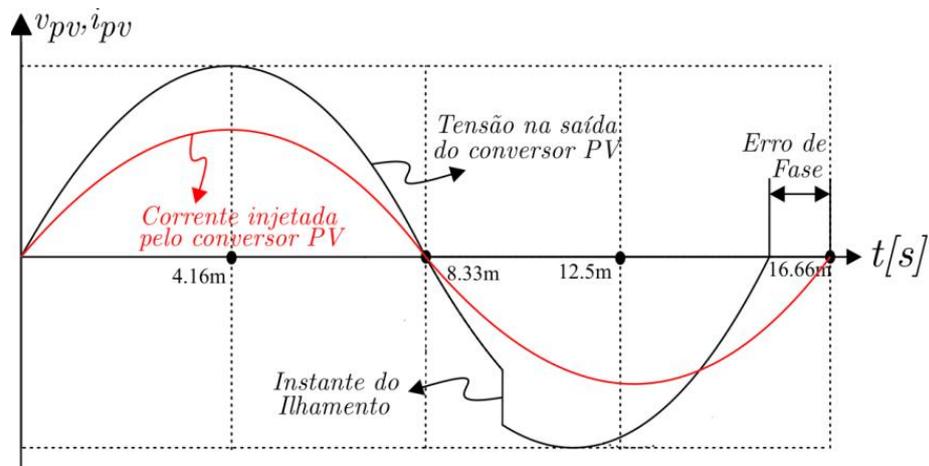
O funcionamento deste método é simples, pois requer somente que as grandezas por ele monitoradas sejam comparadas com os limites pré-estabelecidos. Não compromete a qualidade de energia do sistema por ser um método passivo, diferentemente do que ocorre com os métodos ativos. Uma vantagem apresentada por este método é a possibilidade de interconexão de vários inversores sem que o sistema anti-ilhamento seja afetado. Por outro lado, apresenta como desvantagem possuir uma grande zona de não detecção - *NDZ* (do inglês, *Non Detection Zone*), não se permitindo, assim, que o ilhamento seja detectado caso ocorram pequenas variações de tensão ou frequência (SILVA, 2016).

#### 8.4.2.3 *Phase Jump Detection (PJD)*

Este método, conhecido como Detecção do Salto de Fase – *PJD* (do inglês, *Phase Jump Detection*) tem como característica o monitoramento da corrente de saída do inversor e a tensão no ponto de acoplamento. Utiliza a técnica de sincronismo de rede *Phase Locked Loop (PLL)* para referenciar a corrente na saída do inversor. O sincronismo entre o inversor e a rede se dá quando a tensão do ponto de acoplamento passa por zero. Entre um ponto zero e outro, o inversor opera em malha aberta pois, qualquer variação na fase da tensão não terá efeito sobre a forma de onda da corrente (SILVA, 2016).

A figura 35 apresenta o comportamento do algoritmo PJD:

Figura 35 - Método de detecção do salto de fase



Fonte: (SEVERO, 2011, p. 73).

Apresenta como vantagem utilizar a técnica de sincronismo já existente no inversor conectado à rede e não tem sua eficiência e qualidade de energia degradadas pela interconexão de inversores em um mesmo sistema fotovoltaico. Tem como desvantagem o ajuste de sua sensibilidade para detectar ilhamento em função dos limites preestabelecidos para o erro de fase. Se forem ajustados em faixas largas de operação, a proteção do inversor pode não atuar em caso de pequenos desvios elétricos. O contrário também pode acontecer. A proteção pode ficar sensível demais em caso de ajustes dos limites de atuação estarem muito próximos (SEVERO, 2011).

#### 8.4.2.4 Detecção de Harmônicos - (HD)

Este método monitora constantemente parâmetros harmônicos presentes sistema (corrente em inversores de tensão e tensão em inversores de corrente). Os valores limites para a detecção do ilhamento são preestabelecidos e em caso de detecção o inversor se auto desliga. Amplitudes individuais das harmônicas também podem ser monitoradas ao invés das harmônicas totais (SILVA, 2016).

O inversor também gera harmônicos devido à alta frequência de chaveamento dos seus semicondutores de potência. Estes harmônicos não são significativos para o sistema elétrico de potência – SEP por apresentar, normalmente, baixa impedância para o conteúdo harmônico da tensão.

Quando o SEP tem suas chaves seccionadoras acionadas, estas correntes harmônicas geradas pelo inversor e que fluiriam para ele se desviam para as cargas. Como as cargas

apresentam alta impedância em relação a impedância equivalente do SEP faz com que haja um incremento da distorção harmônica total – *THD* (do inglês, *Total Harmonic Distortion*) da tensão o que pode fazer com que o inversor acione sua proteção (SEVERO, 2011).

Este método apresenta como vantagem a ausência da zona de não detecção. Isto se dá pelo fato de o mesmo não depender do balanceamento de potência entre geração e consumo no momento da desconexão da rede. Como desvantagem, a dificuldade do ajuste de sensibilidade do inversor através do estabelecimento dos limites dos níveis de harmônicos para a detecção do ilhamento.

#### 8.4.3 Métodos ativos

Diferentemente do que acontece com os métodos passivos, os ativos não apenas monitoram o comportamento da rede em relação ao inversor, como também provocam pequenos distúrbios no sistema elétrico nos quais permitirão a percepção de seu comportamento em condições normais ou quando algum distúrbio acontece provocando o ilhamento (VIEIRA JUNIOR; 2011).

A seguir serão apresentados, objetivamente, alguns dos principais ativos métodos existentes (SILVA, 2016):

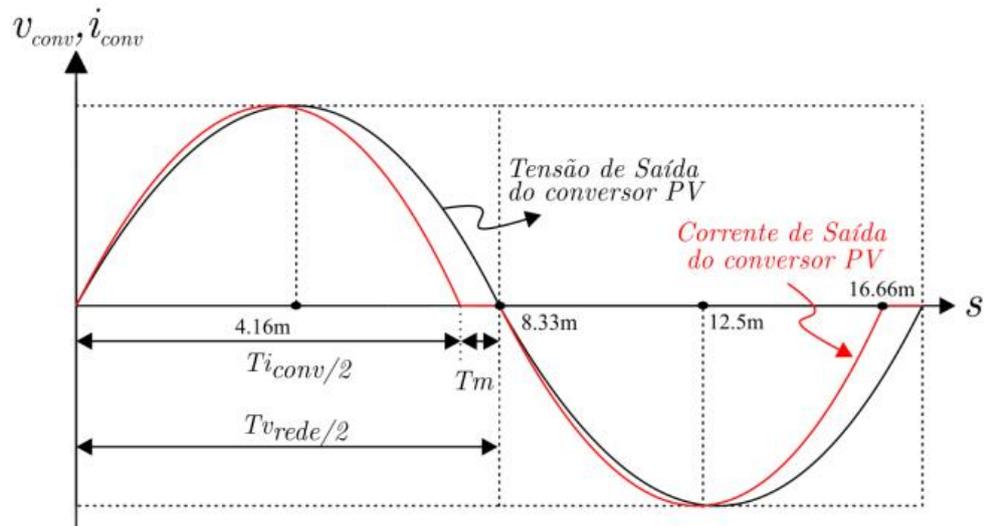
##### 8.4.3.1 *Active Frequency Drift (AFD)*

O método do desvio de frequência ativa, como é chamado promove perturbações na frequência do PAC. A corrente de saída tem sua forma de onda levemente distorcida que, no momento do ilhamento, acelera o desvio sofrido pela frequência da tensão no PAC, permitindo-se, assim, sua detecção (SEVERO, 2011).

A distorção provocada na corrente de saída do inversor pelo algoritmo apresenta um pequeno intervalo em relação a tensão no ponto zero da senóide denominado *tempo morto*  $T_m$ .

A figura 36 ilustra uma distorção típica realizada pelo algoritmo *AFD* na corrente de saída do inversor:

Figura 36 - Método AFD aplicado para a proteção anti-ilhamento



Fonte: (SEVERO, 2011, p. 87).

A relação entre o tempo morto  $T_m$  e o período da tensão de rede  $T_v$  é denominado fator de corte  $C_f$  expressa pela equação (9) a seguir:

$$C_f = \frac{2T_m}{T_v} \quad (9)$$

Onde  $C_f$  é o fator de erro, ou fator de corte, que determina o desvio na corrente de saída do inversor. Para um  $C_f$  positivo durante o primeiro semiciclo, a frequência da corrente se apresenta ligeiramente maior do que a da rede. Quando o valor da corrente chega a zero, permanece assim até o início do segundo semiciclo que, acontece como no primeiro, porém com valores de tensão e corrente negativos (SILVA, 2016).

No método *AFD* o valor de  $C_f$  é constante durante o tempo em que o inversor fornece potência à carga, o que faz com que a frequência da tensão no PAC tenha sempre a se desviar (SILVA, 2016 apud JUNG et al, 2005). Devido a capacidade de regulação de frequência do SEP, essa tendência de desvio por parte do inversor é anulada quando há presença da rede. No momento do ilhamento, a perturbação causada pelo método *AFD* força, então, a mudança da frequência da tensão (ROPP; ROHATGI; BEGOVIC, 2002 apud SILVA, 2016).

Os valores para  $C_f$  podem ser positivos, fazendo com que a frequência tenda a aumentar, ou podem ser negativos, fazendo que a frequência tenda a diminuir. Ao ultrapassar valores limites de operação, o algoritmo fará atuar a proteção anti-ilhamento.

A vantagem apresentada por este algoritmo é sua fácil implementação no sistema de controle do inversor. Por outro lado, apresenta como desvantagem altos índices de distorção harmônica em consequência da inserção o tempo morto  $T_m$  na corrente de saída do inversor, além do fato de que, em caso de múltiplos inversores conectados, precisarão apresentar algoritmos de desvio de frequência no mesmo sentido, positivo ou negativo, para que um sistema não anule o outro (SEVERO, 2011).

#### 8.4.3.2 Sandia Frequency Shift (SFS)

Criado pela *Sandia National Laboratories*, é uma variante do método *AFD* que utiliza realimentação positiva aplicada diretamente sobre a frequência da tensão do ponto de acoplamento para maximizar a detecção do ilhamento.

A equação (10) descreve o funcionamento deste método e é dada por:

$$C_f = C_{f0} + k(fv_{pcc} - f_{rede}) \quad (10)$$

Onde,

$C_f$  = fator de erro de frequência;

$C_{f0}$  = valor do fator de erro inicial quando o SF estiver conectado ao SEP;

$k$  = ganho da malha de realimentação positiva;

$fv_{pcc}$  = frequência da tensão do PAC;

$f_{rede}$  = frequência da rede.

No momento em que o ilhamento acontece, qualquer variação de frequência da tensão tende a ser fortemente realimentada pelo método *SFS* através do  $C_f$  até que o desvio de frequência necessário seja realizado para que o inversor seja desligado pela proteção (SEVERO, 2011).

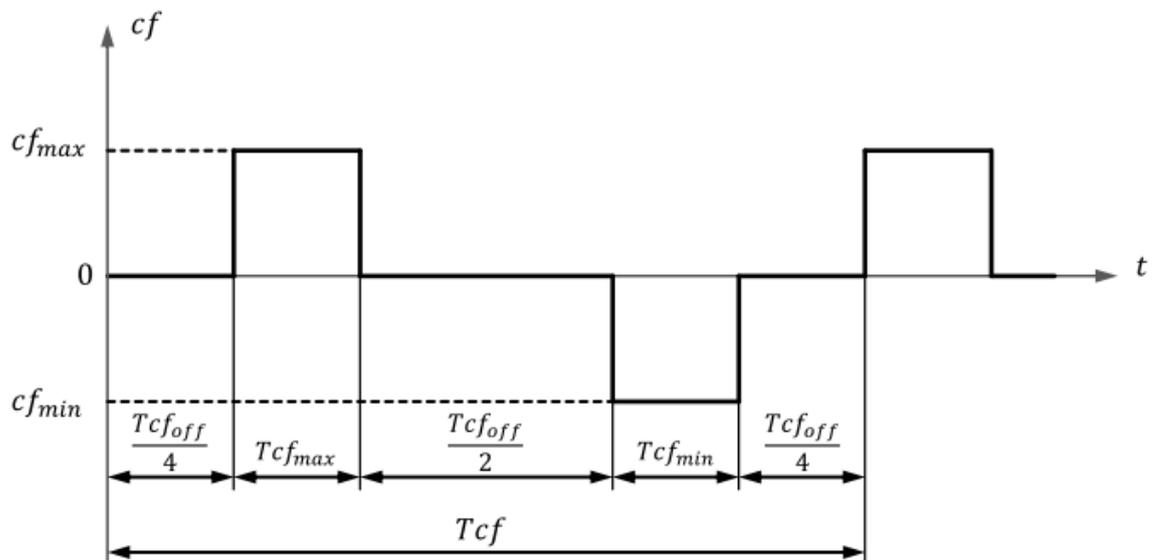
Algumas vantagens apresentadas por este método são seu bom desempenho na detecção de ilhamento, por possuir pequena *ZND* e sua facilidade de implementação. Apresenta como desvantagem a distorção produzida na corrente do inversor em função de  $C_{f0}$ , embora pequeno (SILVA, 2016).

#### 8.4.3.3 Active Frequency Drift With Pulsation Chopping Fraction (AFDPCF)

Neste método, os valores do fator de corte  $C_f$  são alternados periodicamente ao invés de se utilizar um valor  $k$  para alterá-los. Quando  $C_f$  é positivo, a perturbação que se apresenta na frequência do PAC é  $TC_{f_{\max}}$ , quando  $C_f$  é negativo, a perturbação é  $TC_{f_{\min}}$  e quando  $C_f$  é nulo não há perturbação no sistema e corresponde a  $TC_{f_{\text{off}}}$  (JUNG et al, 2005 apud SILVA, 2016).

A figura 37 abaixo apresenta o comportamento deste método, conhecido como método de Desvio de Ativo de Frequência com  $C_f$  Pulsante – AFDPCF (do inglês, *Active Frequency Drift With Pulsation Chopping Fraction*):

Figura 37 - Fator de Corte  $C_f$  Pulsante no método AFDPCF



Fonte: (SILVA, 2016 adaptado JUNG et al., 2005, p. 25).

#### 8.4.3.4. Sandia Voltage Shift (SVS)

O método Sandia de desvio de tensão – SVS também utiliza realimentação positiva tendo como variável para detecção do ilhamento, a amplitude da tensão do PAC para gerar a perturbação na potência ativa do inversor. Se a amplitude da tensão, normalmente medida em seu valor eficaz - RMS, diminui, o inversor também reduz sua corrente de saída, diminuindo-se, assim, sua potência ativa de saída.

No momento em que o ilhamento acontece, o inversor detecta uma pequena variação de amplitude na tensão do PAC reduzindo, por meio da realimentação positiva, sua corrente de saída. Este processo acontece até que o desvio necessário seja alcançado e a proteção de

subtensão atue. Também é possível que o contrário também aconteça. Que, por meio do algoritmo SVS atuando na direção contrária, alguma sobretensão seja detectada fazendo a proteção do sistema atuar. Mas para proteção das cargas é aconselhável que este sistema apenas atue para subtensão (SEVERO, 2011).

As vantagens apresentadas por este método são sua fácil implementação e também a efetividade ao ser aplicado juntamente com o método SFS, reduzindo a zona de não detecção praticamente a zero (BOWER; ROPP, 2002; STEVENS et al., 2000 apud SILVA, 2016). Sua principal desvantagem é a redução da eficiência do inversor devido a sua realimentação positiva (SILVA, 2016).

#### 8.4.3.5 *GE Frequency Shift (GEFS)*

Método conhecido como desvio de frequência desenvolvido pela *General Electric* que utiliza realimentação positiva para produzir o desvio de frequência. Este método consiste em estimar a frequência no PAC e variar a referência de corrente reativa injetada pelo inversor na rede (SILVA, 2016).

Quando acontece o ilhamento, com o aumento da referência de corrente, a potência reativa sobre a carga também aumenta e, por consequência, um incremento no desvio da frequência também acontece (TEOCORESCU, LISERRE, RODRÍGUEZ, 2011; YE et al., 2004 apud SILVA, 2016).

Este método, segundo a literatura é o que apresenta melhores tempos de resposta na proteção anti-ilhamento, melhor confiabilidade e também menor impacto na qualidade de energia do sistema. Além disso também torna possível, por meio do incremento de ganho da realimentação positiva, eliminar a zona de não detecção (SEVERO, 2011).

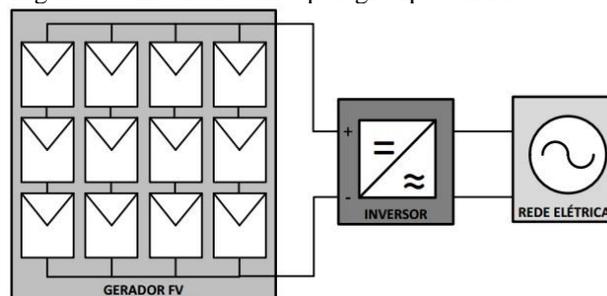
## 9 TOPOLOGIA

Os inversores *grid tie* podem ser classificados também quanto à sua topologia. Podem ser do tipo central, série (em inglês, *string*), multisérie (em inglês, *multistring*) e módulo com inversor integrado ou módulo c.a (PINTO NETO, 2012).

### 9.1 Central

Como mostra a figura 38, essa topologia tem como característica a conexão de todo o arranjo fotovoltaico (painéis conectados em série e em paralelo) a um único inversor. Neste caso, cada série de painéis precisa de um diodo de proteção, o que acarreta perdas. No caso de se haver qualquer problema com o inversor, todo o arranjo é desconectado.

Figura 38 - Inversor com topologia tipo central

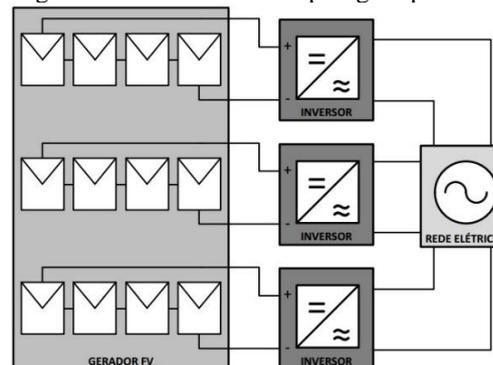


Fonte: (PINTO NETO, 2012, p. 39).

### 9.2 Série

Aresentado na figura 39, cada grupo de painéis ligados em série é conectado a um inversor. Isso dispensa a utilização de diodo de proteção, evitando-se assim perdas que seriam oriundas dele.

Figura 39 - Inversor com topologia tipo série

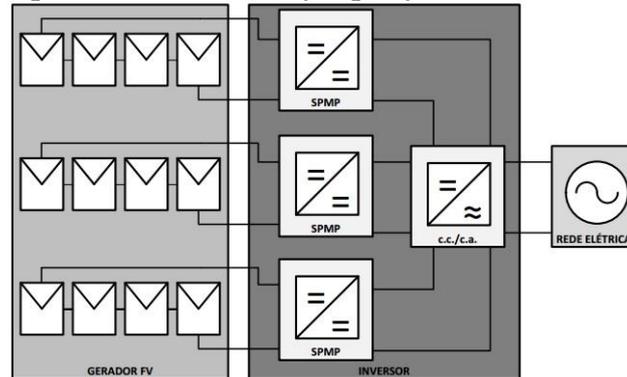


Fonte: (PINTO NETO, 2012, p. 40).

### 9.3 Multisérie

Esta topologia apresenta as mesmas vantagens de diversos inversores ligados em série. Como mostra a figura 40, cada grupo de painéis ligados em série são conectados a um seguidor de máxima potência - SPMP independente.

Figura 40 - Inversor com topologia tipo multisérie

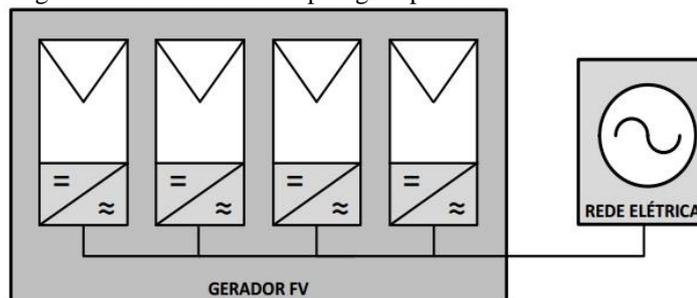


Fonte: (PINTO NETO, 2012, p. 41).

### 9.4 Integrado ao módulo CA

Apresenta-se pela figura 41, a topologia de painéis com inversor integrado. Para cada painel, um inversor. Sendo assim, as perdas por dispersão entre os painéis são eliminadas.

Figura 41 - Inversor com topologia tipo módulo c.a



Fonte: (PINTO NETO, 2012, p. 41).

## 10 METODOLOGIA

### 10.1 Equipamento de medição

Para análise dos parâmetros elétricos do inversor, foi realizada pesquisa de campo no Unissolar, usina/laboratório de energia solar instalado na cidade universitária do Unis, em Varginha, MG, com potência de geração máxima de 1,35 kWp. A pesquisa contou com a utilização de um analisador de qualidade de energia da marca Fluke® modelo 435, apresentado na figura 42:

Figura 42 - Analisador de qualidade de energia Fluke® 435



Fonte: (O autor, 2017).

Para que o comportamento do inversor pudesse ser melhor analisado, foram utilizadas duas cargas com características elétricas diferentes, apresentadas na figura 43:

- a) Carga indutiva – motor de indução monofásico da marca WEG® de potência elétrica de 0,75 kW, frequência de operação de 60 Hz e tensões de funcionamento de 110/220V, configurado, neste caso, para funcionar em 220 V;
- b) Carga resistiva – ferro de passar roupa com potência elétrica de 1100 W da marca M.K.®, com tensão de funcionamento de 220 V.

Para as análises dos parâmetros elétricos do inversor foram considerados valores limites de referência apresentados pela ANEEL através do PRODIST, módulo 8, que trata da qualidade

de energia. Foram considerados os limites de 202 V a 231 V para a tensão, 59,9 Hz a 60,1 Hz para a frequência, 0,92 a 1 para o fator de potência e 10% para distorções harmônicas totais de tensão.

Figura 43 - Cargas aplicadas ao teste do inversor



Fonte: (O autor, 2017).

## 10.2 Procedimentos para análise do inversor

Os procedimentos para análise dos parâmetros elétricos do inversor e da rede se deram em 4 etapas e foram realizados nos dias 04, 05, 17, 18 e 20 do mês de outubro de 2017.

Cada etapa, exceto a primeira, se deu em um período médio de 3 horas, entre 15:00 e 18:00, e foram realizadas como se segue:

- a) Na primeira etapa, foram realizadas medições dos parâmetros de tensão e frequência no ponto de conexão do inversor com a rede por um período de aproximadamente 24 horas sem a presença de cargas e do sistema fotovoltaico;
- b) Na segunda etapa, realizada no dia 17 de outubro, foram medidos parâmetros de tensão, corrente, frequência, harmônicos e fator de potência no ponto de acoplamento utilizando-se as cargas apresentadas sem a presença do sistema fotovoltaico. Primeiramente, foi inserido à rede, o motor por cerca de 1 hora e 30 minutos. Em seguida inseriu-se também o ferro de passar roupa até que se completasse o tempo de medição estimado;
- c) Na terceira etapa, dada no dia 18 de outubro, com o sistema fotovoltaico conectado à rede, foram realizados os mesmos testes descritos na segunda etapa pelo mesmo período de tempo.
- d) Na quarta etapa, em 20 de outubro, foram realizadas medições no ponto de acoplamento com a presença do sistema fotovoltaico mas sem a conexão das cargas.

## 11 RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 11.1 Dados técnicos do inversor

O inversor *Grid Tie* analisado é da marca PHB®, modelo PHB1500-SS, apresentado pela da figura 44, com as seguintes especificações, conforme tabela 1, (PHB, 2017):

Tabela 1 – Especificações técnicas do inversor PHB 1500-SS

<b>Especificações</b>	<b>Valores</b>
Máxima Tensão CC	450 V
Faixa de Operação SPMP (MPPT)	125V~400 V
Tensão CC de Partida	125 V
Corrente CC Máxima	12 A
Potência CA Nominal	1500 W
Saída Nominal CA	60 Hz; 220 V
Fator de Potência	unitário
Max. Eficiência	97.0%
Eficiência SPMP (MPPT)	>99.5%
Proteção anti-ilhamento	<i>AFD</i>

Fonte: Adaptado de PHB, (2017).

Figura 44 - Inversor Grid Tie modelo PHB1500-SS



Fonte: (O autor, 2017).

## 11.2 Resultados

### 11.2.1 Medições no ponto de acoplamento com a rede a vazío

Os parâmetros medidos no ponto de acoplamento, no primeiro momento, foram de tensão e frequência e devem respeitar os limites determinados pela Agência Nacional de Energia Elétrica para qualidade de energia, PRODIST, módulo 8.

O comportamento da tensão do ponto de acoplamento sem a presença do sistema fotovoltaico é mostrado a seguir pela figura 45:

Figura 45 - Tensão da rede no ponto de acoplamento



Fonte: (O autor, 2017).

As variações de tensão medidas foram de aproximadamente 4% da tensão nominal da rede, que é de 220 V, ou seja, seus valores máximos e mínimos foram, respectivamente, de 211,8 V a 228,1 V.

Segundo a ANEEL, através do PRODIST, módulo 8, revisão 8, na seção 8.1, os limites de variação da tensão de leitura para 220 V, no que tange a qualidade da energia são considerados adequados.

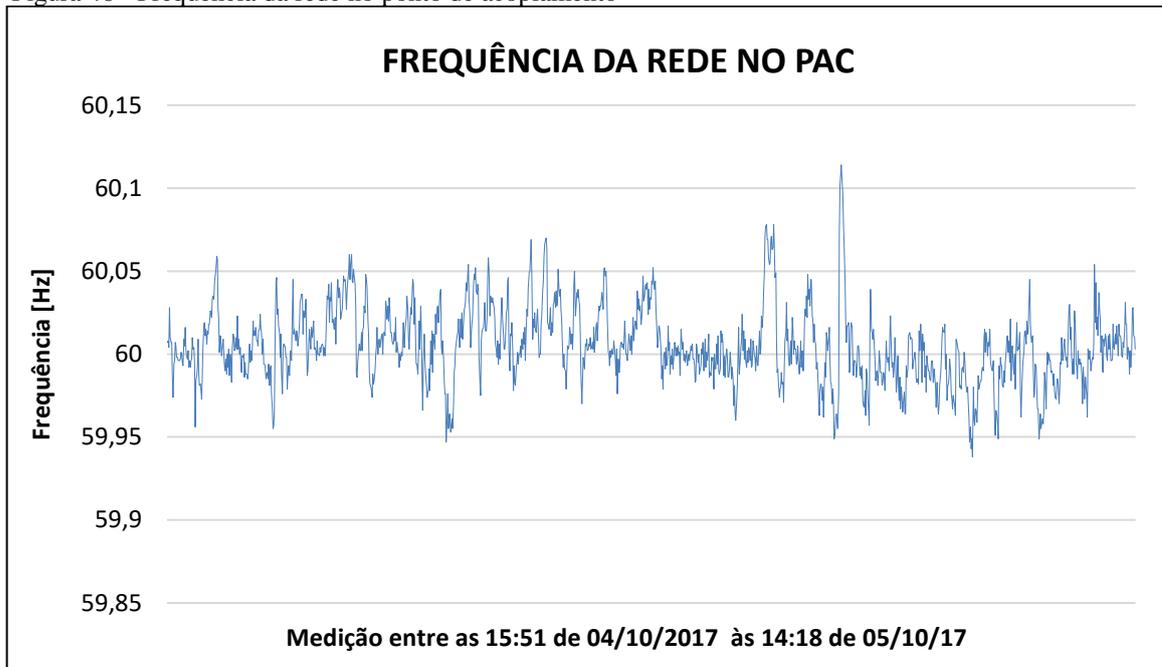
No que diz respeito ao parâmetro tensão, o inversor *Grid Tie*, deve funcionar sem que seu sistema anti-ilhamento atue, desligando-o.

Segundo o fabricante, em regime normal de operação, o inversor analisado pode operar entre 176 V e 242 V no lado CA quando a tensão nominal da rede for 220 V, vide anexo I.

A frequência da rede também deve estar dentro dos limites toleráveis para que o inversor funcione.

A seguir, apresenta-se pela figura 46, o comportamento da frequência da rede no ponto de acoplamento:

Figura 46 - Frequência da rede no ponto de acoplamento



Fonte: (O autor, 2017).

As variações de frequência, se deram dentro dos valores considerados normais pela ANEEL, através do PRODIST, módulo 8, revisão, 8, seção 7, que vão de 59,9 Hz a 60,1 Hz, o que permite, nestas condições, que o inversor *Grid Tie* analisado se conecte à rede e opere normalmente.

## 11.2.2 Medições no ponto de acoplamento com cargas

### 11.2.2.1 Tensão

A seguir, apresentam-se os resultados das medições realizadas no ponto de acoplamento em um período médio de três horas. Foram medidos os parâmetros de tensão, frequência, harmônicos, fator de potência e corrente sob a presença de um motor e um ferro elétrico de passar roupas.

Os resultados das medições, apresentados a seguir, se dão sob cargas e sem a presença do inversor e, em seguida, sob cargas e com a presença do inversor.

No que diz respeito ao comportamento da tensão nos dois casos, as figuras 47 e 48 apresentam os resultados:

Figura 47 - Tensão no PAC com cargas sem o inversor



Fonte: (O autor, 2017).

Figura 48 - Tensão no PAC com cargas e com o inversor conectado



Fonte: (O autor, 2017).

Os dois gráficos apresentados pelas figuras 47 e 48 demonstram que não há discrepância nos valores de tensão medidos sob carga sem o inversor fotovoltaico e com sua presença. Na

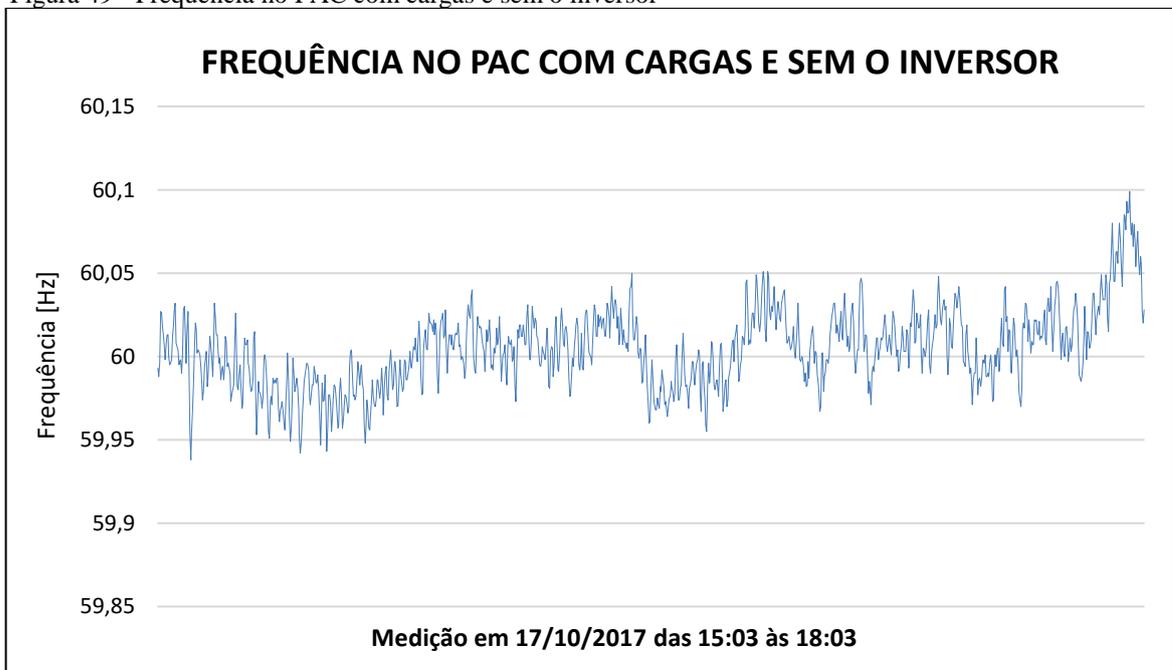
figura 47, os valores de tensão variaram de 212V, à 228V, aproximadamente. Já na figura 48, os valores apresentados variam de 215V à 224V, aproximadamente.

Ou seja, o inversor fotovoltaico não impactou negativamente, no que se refere à tensão, na qualidade da energia fornecida pela concessionária.

#### 11.2.2.2 Frequência

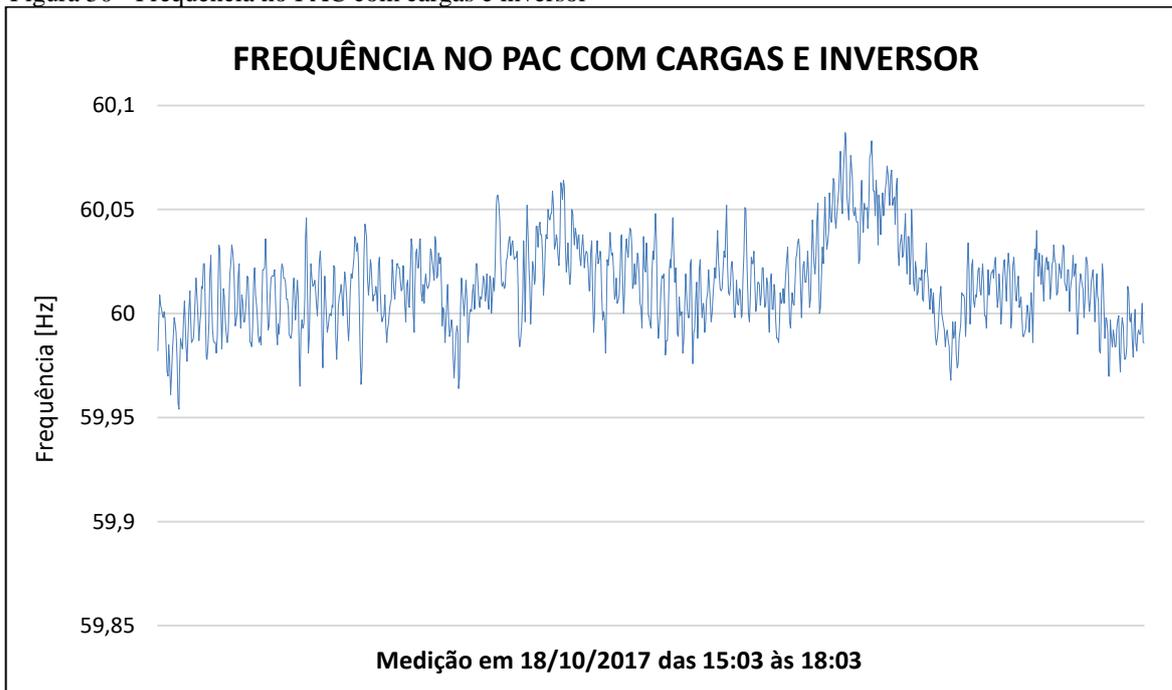
A seguir, apresentam-se, pelas figuras 49 e 50, gráficos que representem, em um período de aproximadamente 3 horas, o comportamento da frequência no ponto de acoplamento sem a presença do inversor e, em seguida, com ele conectado à rede:

Figura 49 - Frequência no PAC com cargas e sem o inversor



Fonte: (O autor, 2017).

Figura 50 - Frequência no PAC com cargas e inversor



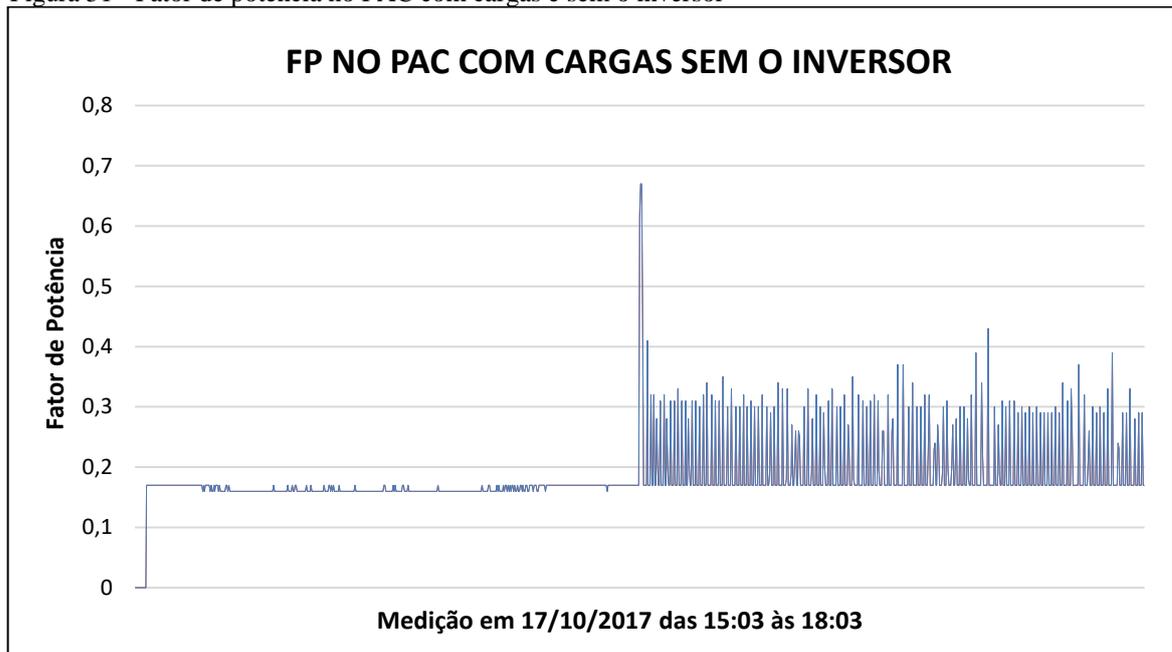
Fonte: (O autor, 2017).

É possível perceber, pelos dados representados pelos gráficos das figuras 49 e 50, que a presença das cargas indutiva e resistiva não causaram variações que comprometessem a qualidade da energia no que diz respeito à frequência, mesmo com a conexão do inversor à rede. A frequência permaneceu em seus limites, de 59,9 Hz a 60,1 Hz, considerados normais, segundo o PRODIST 8, módulo 8, revisão 7, seção 7.

#### 11.2.2.3 Fator de potência

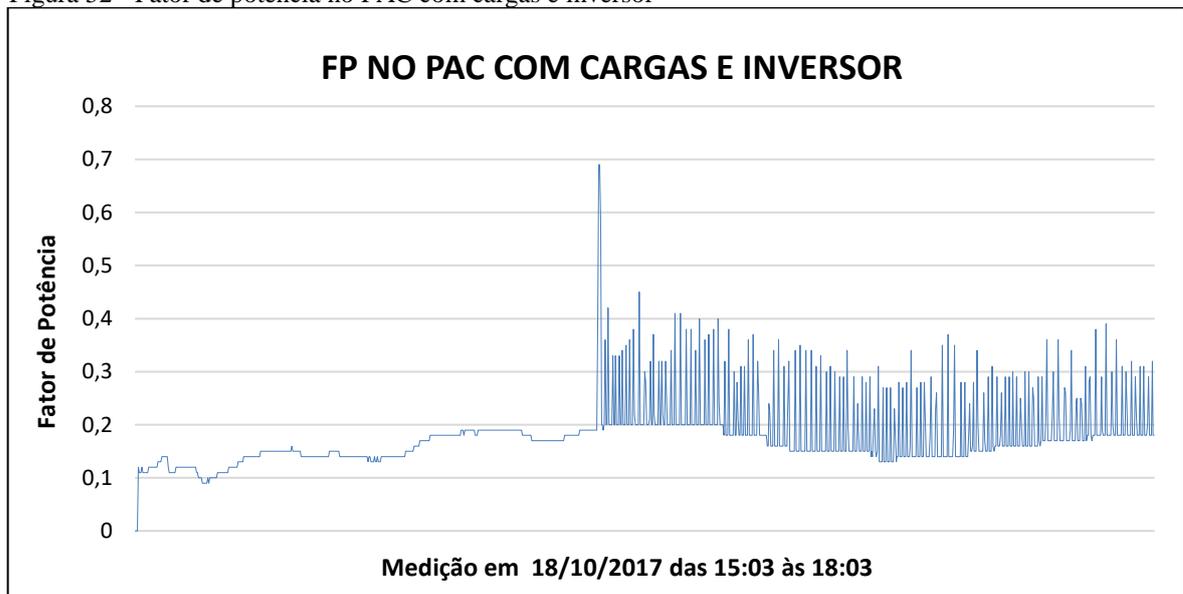
O fator de potência, medido sob as mesmas condições de teste que os demais parâmetros, sem e com o inversor conectado à rede, apresentou os seguintes resultados, apresentados a seguir pelas figuras 51 e 52:

Figura 51 - Fator de potência no PAC com cargas e sem o inversor



Fonte: (O autor, 2017).

Figura 52 - Fator de potência no PAC com cargas e inversor



Fonte: (O autor, 2017).

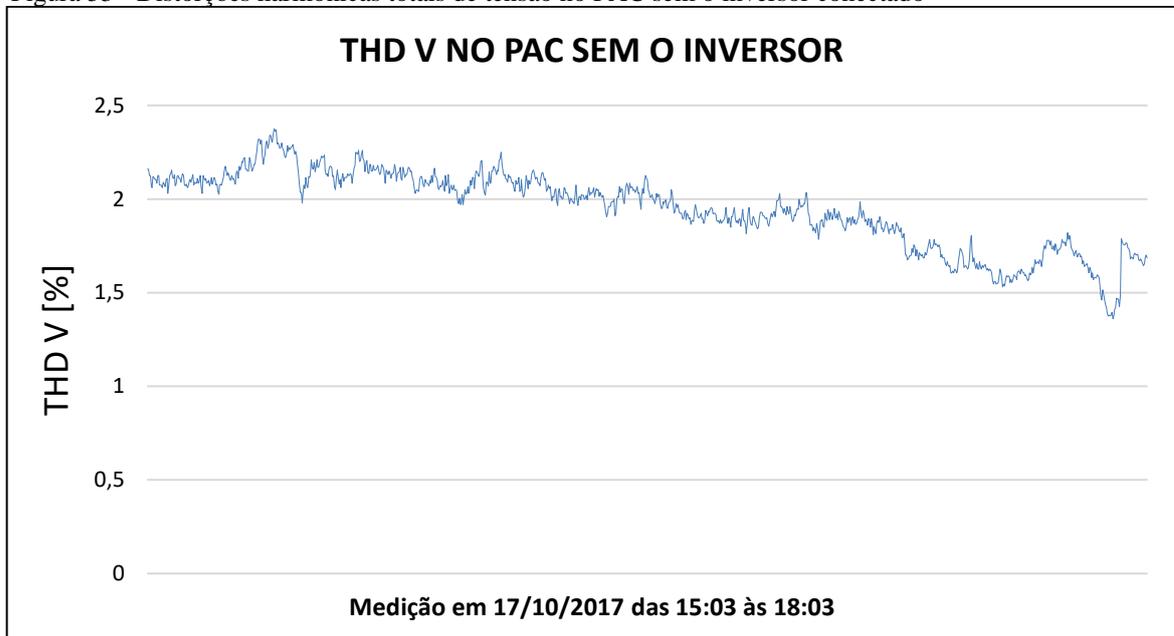
Na figura 51, o fator de potência passa de zero para 0,17 após o início do funcionamento do motor à vazão. Quando o ferro de passar é ligado, o fator de potência dá um salto para 0,63 devido ao incremento de potência ativa na rede. Quando atinge sua temperatura de trabalho, fica alternando entre valores de 0,17 e 0,39 por causa do rápido ligamento e desligamento do ferro de passar causado pelo seu termostato.

Na figura 52, o fator de potência apresenta um comportamento similar ao da figura 51, porém, apresentando pequenas variações de amplitude influenciadas pela presença do inversor na rede.

#### 11.2.2.4 Harmônicas de tensão

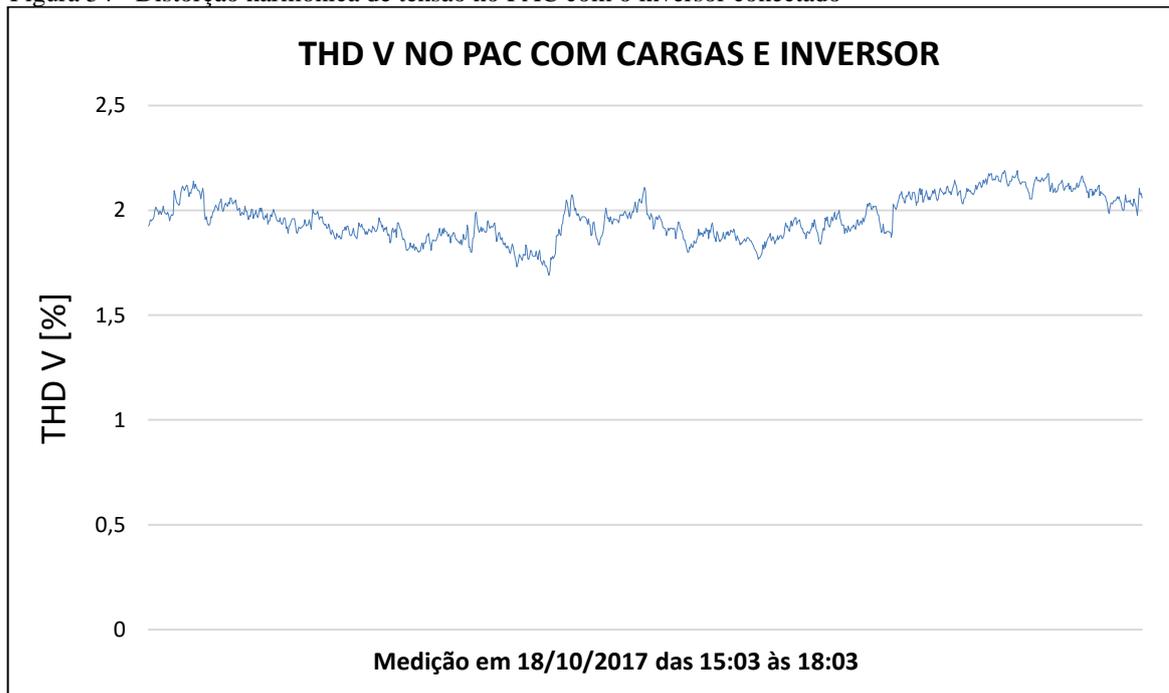
As figuras 53 e 54 apresentam os gráficos relacionados aos resultados das medições de distorções harmônicas totais de tensão, (*THD V*) no ponto de acoplamento sob a inserção somente de cargas e em seguida com o inversor conectado à rede:

Figura 53 - Distorções harmônicas totais de tensão no PAC sem o inversor conectado



Fonte: (O autor, 2017).

Figura 54 - Distorção harmônica de tensão no PAC com o inversor conectado



Fonte: (O autor, 2017).

Segundo o PRODIST 8, módulo 8, seção 8.1, os valores de harmônicos totais de tensão estão dentro da faixa de 10% da tensão fundamental. Na figura 51, os valores ficaram entre 1,36% e 2,35% da tensão fundamental. Já na figura 52, os valores apresentados sob a presença do inversor na rede foram de 1,69% e 2,19% da fundamental.

Em relação às baixas distorções harmônicas de tensão apresentadas, o inversor não impactou negativamente na rede. O que é possível perceber a partir disso é que os valores apresentados pela figura 52, confirmam o que diz Houser, (2014) sobre a principal característica dos tipos de controle utilizados pelo inversor, controle por tensão e controle por corrente. O autor afirma que o inversor controlado por tensão apresenta altos índices de distorção harmônica, ao contrário do que acontece com o inversor controlado por corrente, como se apresenta na figura 52.

### 11.2.3 Medições no ponto de acoplamento com o inversor à vazio

Nesta seção são apresentados os resultados das medições realizadas, por um período médio de três horas, acerca dos parâmetros elétricos do inversor conectado à rede sem a presença de cargas, afim de se observar alguma diferença em seu comportamento em relação aos demais testes já realizados com cargas.

### 11.2.3.1 Tensão da rede com o inversor conectado à vazio

Abaixo, pela figura 55, são apresentados os resultados das medições de tensão realizadas no ponto de acoplamento com o inversor conectado à rede sem cargas:

Figura 55 - Tensão no PAC com o inversor conectado à vazio



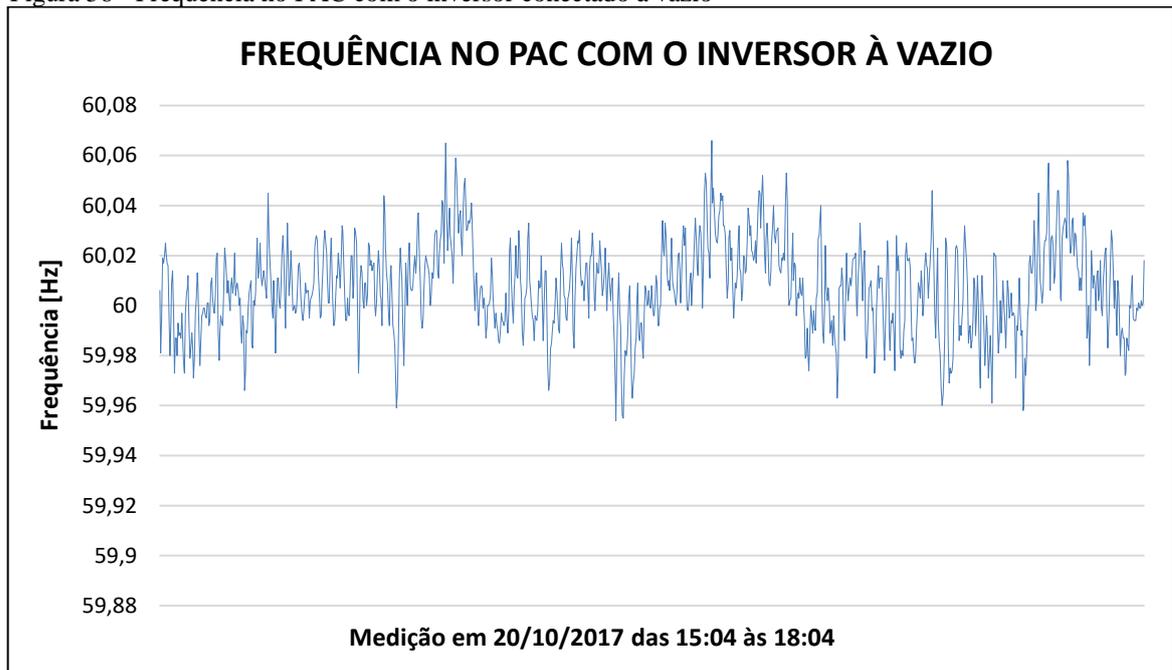
Fonte: (O autor, 2017).

Os níveis de tensão apresentados pela figura 55 estão, segundo o PRODIST, módulo 8, revisão 8, na seção 8.1, estão dentro dos limites estabelecidos para a tensão de 220V. Segundo seu fabricante (vide anexo I), os valores de tensão estão dentro de sua faixa de operação.

### 11.2.3.2 Frequência no ponto de acoplamento com o inversor à vazio

Os resultados apresentados pela figura 56, demonstram o comportamento da frequência no ponto de acoplamento com o inversor conectado à rede:

Figura 56 - Frequência no PAC com o inversor conectado à vazio



Fonte: (O autor, 2017).

Pelos resultados apresentados pela figura 56, em relação à frequência, o inversor operou normalmente devido aos limites de variação da rede, determinados pela ANEEL através do PRODIST 8, módulo 8, seção 8.1, estarem entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.

#### 11.2.3.3 Fator de potência no ponto de conexão com o inversor à vazio

A seguir, apresenta-se pela figura 57, os resultados das medições realizadas acerca do fator da potência do inversor no ponto de conexão e sem cargas conectadas

Figura 57 - Fator de potência do inversor conectado à rede sem cargas



Fonte: (O autor, 2017).

O fator de potência apresentado pelo inversor, desde o momento em que é ligado, apresenta característica indutiva e variável, e proporcional à potência gerada pelo sistema fotovoltaico, como mostra a figura 58:

Figura 58 - Potência ativa de geração do sistema fotovoltaico



Fonte: (O autor, 2017).

A figura 58, onde se apresentam os níveis de potência ativa gerados no período de medição, apresenta relação direta com os dados apresentados pela figura 58, referentes ao nível do fator de potência. Relacionando-se às duas figuras, o valor máximo do fator de potência alcançado no período, foi de 0,82 para uma potência ativa gerada de 532W, aproximadamente. Tomando-se os valores mínimos apresentados pelo PRODIST, módulo 8, seção 3.2, que vão de 0,92 (noventa e dois centésimos) capacitivo ou indutivo e 1,00 (um), o fator de potência apresentado pelo inversor está abaixo, o que compromete a qualidade da energia gerada.

#### 11.2.3.4 Harmônicas de tensão

Os resultados das medições de harmônicas de tensão totais (*THD V*), medidas com o inversor conectado à rede sem cargas, são apresentados a seguir pela figura 57:

Figura 59 - Distorções harmônicas totais de tensão com o inversor conectado à rede sem cargas



Fonte: (O autor, 2017).

O conteúdo de distorções harmônicas de tensão apresentado pelo inversor sem cargas conectadas ao ponto e acoplamento, segundo o PRODIST, módulo 8, seção 8.1, determina um percentual máximo de 10% em relação à tensão fundamental. Os valores mínimos e máximos se estabeleceram, durante o período de medição, entre 1,5% e 2,04%, respectivamente.

Neste caso, os níveis de distorções harmônicas de tensão não foram influenciados pela potência de geração entregue pelo inversor à rede.

## 12 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados das medições realizadas no ponto de acoplamento, sem e com o inversor conectado, tiveram seus parâmetros elétricos, com exceção do fator de potência, dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL através do PRODIST, módulo 8, que trata da qualidade de energia,

Desta forma, pode-se afirmar que a presença do inversor analisado não altera, ou compromete, de maneira geral, as características elétricas da rede.

Em relação ao fator de potência, por ter apresentado resultados abaixo dos valores estabelecidos pelo PRODIST, que é de 0,92 capacitivo ou indutivo, um estudo futuro mais aprofundado sobre o problema pode ser feito a fim de se identificar suas razões. Por ser um parâmetro passível de multa por parte das concessionárias não pode estar abaixo dos valores estabelecidos.

Neste caso, características construtivas do inversor podem ser a causa do problema, ou pode ser que ele simplesmente necessite de uma configuração específica para o ajuste do fator de potência, mas não se pode afirmar ao certo.

Comparações entre inversores de outras marcas e diferentes potências, além de simulações computacionais, podem ser realizadas acerca da busca pela curva de resposta do seu fator de potência. Possíveis soluções para o problema, em caso de constatação, podem passar pelo dimensionamento e aplicação de um banco de capacitores automático em paralelo ao inversor e uma avaliação de seus impactos na rede também pode ser realizada.

Devido ao aumento da quantidade de inversores inseridos ao sistema elétrico de potência é importante que todos os seus parâmetros elétricos estejam em conformidade com o PRODIST para que sua eficiência não seja comprometida, ao invés de melhorada.

O que fica demonstrado neste trabalho é que o estudo de novas tecnologias é sempre importante para o desenvolvimento técnico de qualquer profissional, especialmente da área de engenharia, e que simulações e testes acerca delas são de total relevância, mesmo que os resultados a serem alcançados sejam previsíveis.

## REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**, revisão 6 de 01/03/2016. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo3\\_Revisao\\_6%20-20LIMPO.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo3_Revisao_6%20-20LIMPO.pdf)>. Acesso em: 13 abr. 2017.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**, revisão 8 de 01/01/2017. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo8\\_Revisao\\_8/9c78cfab-a7d7-4066-b6ba-cfbda3058d19](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo8_Revisao_8/9c78cfab-a7d7-4066-b6ba-cfbda3058d19)>. Acesso em: 14 de abr. de 2017.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 482/2012 de 17 de abril de 2012**. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acessado em 10 de nov. de 2016.
- ARULKUMAR, K.; PALANISAMY K.; VIJAYAKUMAR D. Recent advances and control techniques in grid connected pv systems – A review. **International Journal of Renewable Energy Research**, Vellore, v. 6, n. 3, p. 1037-1049, 2016.
- CASARO, M.M.; MARTINS, D.C. Processamento Eletrônico da Energia Solar Fotovoltaica em Sistemas Conectados à Rede Elétrica. **Revista Controle & Automação**, Campinas, v. 21, n. 2, p.159–172, 2010.
- CIRCUITS TODAY.COM. **Zero Crossing** Detector, 2014. Disponível em: <<http://www.circuitstoday.com/zero-crossing-detector>>. Acesso em: 04 de abr. de 2017.
- FEROLDI, R. T., **Modulação senoidal bipolar PWM aplicada em inversores de frequência**. 2011. 100 f. Dissertação (Trabalho de conclusão de curso em engenharia elétrica) – Universidade Federal de Londrina, Londrina, 2011.
- GARCIA, L. S. **Inversor dual de único estágio aplicado ao gerenciamento de energia de um painel fotovoltaico e uma célula a combustível**, 2015. 147 f. Dissertação (Doutor em ciências) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2015.
- GOBETTI, M.W. **Acionamento e supervisão de um microinversor grid-tie**. 2015. 91 f. Dissertação (Trabalho de conclusão de curso em engenharia elétrica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.
- HOUSER, D. **Controle de um sistema fotovoltaico trifásico conectado à rede elétrica**. 2014. 117 f. Dissertação (Trabalho de conclusão de curso em engenharia elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.
- INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems**. IEEE Standards Coordinating Committee 21 on Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage, EUA, 2000.

MACÊDO, W. N. **Análise do dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2006. 201 f. Tese (Doutorado em energia) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

MARTINEZ, R. M. M. **Estudo de técnicas de controle de fluxo de potência e gerenciamento de ilhamento em sistemas de geração distribuída com interfaces eletrônicas de potência para conexão com a rede elétrica**, 2010. 229 f. Dissertação (Doutorado em engenharia elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

PHB, **Inversor Solar 1500W On Grid PHB 1500 SS**. 2017. Disponível em: <<http://www.phb.com.br/PDFs/Produtos/Solar/Inversores/Inversores%20PHB.pdf>>. Acessado em: 26 out. 2017.

PINHO, J. T., GALDINO, M.A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014.

PINTO NETO, A.F.C. **Qualificação e etiquetagem de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2012. 141 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

POMÍLIO, J, A. **Eletrônica de Potência para Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. Apostila da disciplina Eletrônica de Potência – Escola de Extensão Unicamp Campinas – SP, 2013. Disponível em: <<http://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/>>. Acessado em: 02 abr. 2017.

RAMPINELLI, G. A. **Estudo das características elétricas e térmicas de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede**, 2010. 285 f. Dissertação (Doutorado em engenharia mecânica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

SEVERO, L. **Estudo e implementação dos métodos anti-ilhamento aplicados a sistemas fotovoltaicos**, 2011. 291 f. Dissertação (Mestrado em engenharia elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2011.

SILVA, H. T. **Estudo sobre a interação dos métodos anti-ilhamento para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão com múltiplos inversores**. 2016. 150 f. Dissertação (Mestre em ciências) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

SOUZA, R. **Introdução aos Sistemas Fotovoltaicos**. 2 ed. Ribeirão Preto: BlueSol, 2014.

SUNDARAVEL, S. M.; MURUGAN, Dr. S., A Modified Cascaded H-Bridge Multilevel Inverter topology with Reduced Number of Power Electronic Switching Components. **International Journal of Electrical Engineering**, India, v.6, n.2, p.137-149, 2013.

TEJA, SH. S. H. **Analysis of grid tie synchronization techniques for distributed generation system during grid abnormalities**, 2013. 56 f. Dissertação (Mestrado em controle de potência e acionadores) – Instituto Nacional de Tecnologia Rourkela, India, 2013.

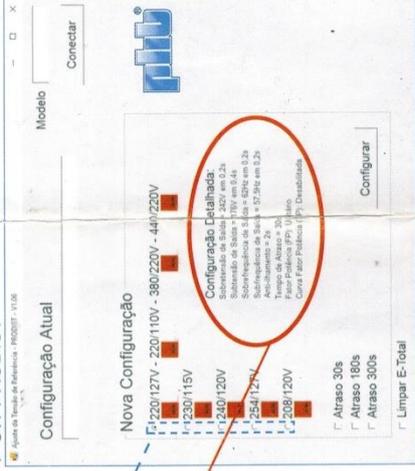
TORRES, D. M. C. **Sistemas Fotovoltaicos: Desenvolvimento de uma ferramenta de apoio ao projectista e de um manual de instalação**. 2009. 94 f. Dissertação (Mestrado em engenharia

mecânica) – Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, Portugal, 2009.

VELASKO, D. et al. Review of local and remote techniques for islanding detection in distributed generator. **Renewable Energies and Power Quality Journal**, Granada, v.1, n.8, p. 1274-1280, 2010.

VIEIRA JUNIOR, J.C. Detecção de ilha de geradores distribuídos: uma revisão bibliográfica sobre o tema. **Revista Eletrônica de Energia**, Salvador, v.1, n.1, p. 3-14, 2014.

## ANEXO A – Configuração e ajuste do inversor

Verificar configuração do inversor e ajustar tensão de referência:		
<p>1</p>  <p><b>AVISO</b></p> <p>Conforme PRODIST temos 8 níveis de tensões padronizados na rede elétrica Brasileira.</p> <p><b>**220/127V • **220/110V • 380/**220V • 440/**220V</b></p> <p><b>**230/115V • **240/120V • **254/127V • **208/120V</b></p> <p>*Tensões nominais de conexão com a rede elétrica possíveis de serem configuradas no inversor:</p> <p><b>220V, 230V, 240V, 254V, 208V</b></p> <p>PRODIST - Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional</p>	<p>2 Os inversores PHB são configurados de fábrica para operar com tensão nominal de rede CA em 220V.</p> <p><b>Regime normal de operação</b>  <math>V_n - 20\% &lt; V_n &lt; V_n + 10\%</math>  <b>176Vca &lt; 220Vca &lt; 242Vca</b>  Mínimo Máximo</p> <p>Onde <math>V_n</math> = Tensão Nominal</p> <p><b>Se a tensão nominal do local for 220Vca, não é necessário nenhum ajuste no inversor.</b></p>	<p>3</p> <p>Se a tensão nominal do local for diferente de 220Vca é necessário ajustar o inversor.</p> <p><b>O ajuste é fácil e rápido, com apenas alguns cliques!</b></p> <p>Obs: Caso a tensão da rede CA da concessionária sair do limite de operação não causará dano ao inversor, porém o mesmo irá parar de injetar potência na rede elétrica conforme norma ABNT NBR 16149:2013</p>
<p>4</p> <p>É possível verificar a configuração atual dos inversores PHB através do Software Ajuste Tensão de Referência - PRODIST.</p> <p><b>Parâmetros:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tensão de Referência</li> <li>• Sobre-tensão de Saída</li> <li>• Sub-tensão de Saída</li> <li>• Sobre-frequência de Saída</li> <li>• Sub-frequência de Saída</li> <li>• Anti-Ilhamento</li> <li>• Tempo de Reconexão com a rede</li> <li>• Fator de Potência (FP)</li> <li>• Curva Fator de Potência (FP)</li> </ul> <p>Para verificar a configuração atual do inversor siga o passo a passo contido a seguir neste guia até o item 5.</p>	<p>5 Você irá precisar:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Cabo USB AB fornecido junto com seu inversor.</li> <li>- Notebook para executar o software de ajuste.</li> </ul> <p>Obs: Não é necessário instalar o software.</p> <p><b>Para download do software acesse:</b>  <a href="http://www.phb.com.br">www.phb.com.br</a> → Solar → Menu Download → SW PRODIST</p> 	<p>6</p> <p>Passo a Passo para ajustar tensão de referência</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1- Mantenha apenas o lado CC do inversor ligado. Desligue o lado CA. (no display deverá aparecer a mensagem "Perda de Rede")</li> <li>2- Conecte o cabo USB entre PC e INVERSOR</li> <li>3- Execute o software "Ajuste da Tensão de Referência PRODIST".</li> <li>4- Clique em conectar.</li> <li>5- Aguarde o software carregar as configurações atuais do inversor.</li> <li>6. Selecione a tensão nominal do local.</li> <li>7- Clique em configurar.</li> <li>8- Aguarde a confirmação de configuração, clique em OK.</li> <li>9- Feche o software, desconecte o cabo USB.</li> <li>10- Religue o lado CA.</li> </ol> <p><b>CONFIGURAÇÃO REALIZADA COM SUCESSO!</b></p>

Fonte: (PHB, 2017).