

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA**

**LETÍCIA MARA BELISKI**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA  
DE ENERGIA**

**ARARANGUÁ**

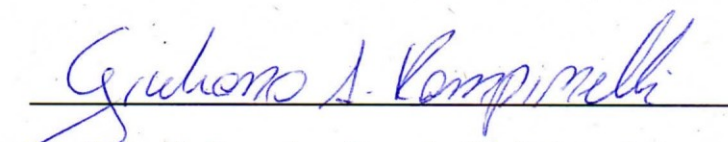
**2017**

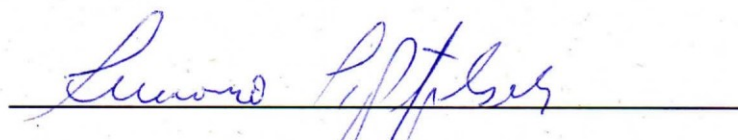
**LETÍCIA MARA BELISKI**


**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA DE ENERGIA**

Trabalho de conclusão de curso na modalidade de artigo científico para a aprovação na disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina – Campus Araranguá

Aprovado em: 24 / 11 / 2017

  
Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli (Orientador)

  
Prof. Dr. Luciano Lopes Pfitscher (Examinador)

  
Msc. Eng. Eletricista Leticia Toret Scarabelot (Examinador)

**ANÁLISE DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA DE SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM UNIDADES  
PROSSUMIDORAS RESIDENCIAIS**

**LETÍCIA MARA BELISKI\***

**RESUMO**

A participação da energia solar fotovoltaica na matriz energética brasileira, embora pequena, vem crescendo exponencialmente nos últimos anos. Em 2012, a ANEEL publicou a primeira Resolução Normativa (RN) nº 482, que regulamentava o processo de Geração Distribuída (GD) no Brasil, possibilitando a geração de energia elétrica em prossumidores a partir do sistema de compensação. Atualmente essa resolução foi atualizada com a inserção de novas modalidades estabelecidas pela RN nº 687/2015. Segundo a Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD) entre julho e agosto de 2017 existiam 13.321 sistemas de GD instalados no Brasil, sendo que desse montante, 79 % corresponde a instalações no setor residencial. Partindo desse cenário, o presente trabalho analisa, a partir de dados medidos, a qualidade da energia elétrica entregue por dois Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) em unidades prossumidoras residenciais localizadas no Sul de Santa Catarina. Para as medições foi utilizado um analisador de rede que coletou dados de tensão, corrente, potência ativa, potência reativa e potência aparente, componentes harmônicas e fator de potência em um intervalo de 5 minutos em diferentes dias típicos. Utilizando os dados coletados foi possível analisar parâmetros de THD<sub>v</sub>, THD<sub>i</sub>, IHD<sub>i</sub>, FP, potência ativa, reativa e aparente, e também o consumo das cargas conectadas em uma das residências. Considerando que as análises foram realizadas em sistemas fotovoltaicos (FV) em operação, sujeitos a diversos intempéries e com flutuação de variáveis, ambos os SFCR fornecem energia elétrica de qualidade dentro do que regem as normas. Quanto ao consumo de energia elétrica pelas cargas, foi verificado que o sistema FV não exerce influência direta, não sendo possível avaliar quando as cargas estão consumindo da rede ou do sistema de geração.

---

\*Graduanda do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Rodovia Governador Jorge Lacerda, 3201, Jardim das Avenidas Araranguá, Santa Catarina, Brasil, CEP 88900-000. E-mail: leticiapuhl@hotmail.com

Palavras-chave: Qualidade da Energia Elétrica. Sistemas Fotovoltaicos de Geração Distribuída.  
Prossumidor. Inversores.

# **ANALYSIS OF THE ELECTRIC POWER QUALITY OF GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS IN RESIDENTIAL PROSUMERS**

## **ABSTRACT**

The participation of photovoltaic solar energy in the Brazilian energetics matrix, although small, has been growing exponentially in recent years. In 2012, ANEEL published the first Normative Resolution (NR) n° 482, which regulated the process of Distributed Generation in Brazil, making possible the generation of electric energy in prosumers from the compensation system. Currently, this resolution has been updated with the insertion of new modalities established by NR n° 687/2015. According to the Brazilian Association of Distributed Generation (ABGD) between July and August 2017 there were 13,321 Distributed Generation systems installed in Brazil, of which 79% corresponds to installations in the residential sector. From this scenario, the present paper analyzes, from measured data, the quality of the electrical energy injected from Grid-connected Photovoltaic Systems (GCPV) in residential prosumers located in the South of Santa Catarina. For the measurements, a network analyzer was used to collect data of voltage, current, active power, reactive power and apparent power, harmonic components and power factor in a 5 minute interval on different typical days. Using the collected data it was possible to analyze the parameters of THDv, THDi, IHDi, FP, active, reactive and apparent power, as well as the consumption of connected loads in one of the residences. Considering that the analyzes were performed in photovoltaic systems in operation, subject to various weather conditions and variable fluctuations, both GCPVs provide quality electrical energy within the standards models. Regarding the electric power consumption by the loads, it was verified that the photovoltaic system does not have direct influence, and it is not possible to evaluate when the loads are consuming of the grid or the generation system.

**Keywords:** Quality of Electric Energy. Grid-connected Photovoltaic Systems. Prosumers. Inverters.

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	7
<b>2 REFERENCIAL TEÓRICO</b> .....	10
<b>2.1 Sistemas fotovoltaicos de geração distribuída</b> .....	10
<b>2.2 Qualidade da energia elétrica</b> .....	12
2.2.1 Inversor .....	13
2.2.2 Harmônicas.....	14
2.2.3 Fator de potência .....	16
<b>2.3 Perfil de consumo residencial</b> .....	18
<b>3 MATERIAIS E MÉTODOS</b> .....	20
<b>3.1 Sistemas fotovoltaicos de referência</b> .....	20
3.1.1 SFCR de Turvo – SC.....	20
3.1.2 SFCR de Meleiro – SC.....	21
<b>3.2 Coleta de dados</b> .....	23
<b>3.3 Análise de dados</b> .....	24
<b>4 RESULTADOS E DISCUSSÕES</b> .....	25
<b>4.1 THD<sub>v</sub> e THD<sub>i</sub></b> .....	25
<b>4.2 Componentes harmônicas</b> .....	31
<b>4.3 Fator de potência</b> .....	34
<b>4.4 Potências ativa, reativa e aparente</b> .....	35
<b>4.5 Perfil de consumo</b> .....	38
<b>5 CONCLUSÃO</b> .....	41
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	43

## 1 INTRODUÇÃO

O aproveitamento da energia proveniente do Sol é uma das alternativas viáveis economicamente para diversificar e descarbonizar a matriz elétrica a partir da inserção de uma fonte de energia limpa, renovável e com reduzida emissão de gases de efeito estufa, como no caso da operação de sistemas fotovoltaicos. O Brasil está localizado em sua maior parte na região intertropical, possuindo elevado aproveitamento da energia solar ao longo do ano. O valor máximo de irradiação solar global em média diária anual ocorre no norte da Bahia com aproximadamente 6,5 kWh/m<sup>2</sup>, enquanto que o valor mínimo ocorre no litoral norte de Santa Catarina com aproximadamente 4,25 kWh/m<sup>2</sup>. De qualquer forma, o Brasil apresenta valores de irradiação solar global considerados apropriados para o aproveitamento do recurso solar (PERERIA et.al., 2006).

A participação de energia solar fotovoltaica na matriz energética brasileira, embora pequena, vem crescendo significativamente nos últimos anos. Em novembro 2015, por exemplo, ocorreu o terceiro leilão concebido pelo Ministério de Minas e Energia em que foi contratada energia solar fotovoltaica no ambiente de contratação regulada. Nesse leilão houve 493 projetos habilitados a participar, um número maior se comparado com os dois leilões anteriores, onde o segundo leilão obteve 342 e o primeiro 331 projetos habilitados (EPE, 2016).

Ainda em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a primeira Resolução Normativa nº 482, que regulamentava o processo de Geração Distribuída (GD) no Brasil, possibilitando a geração de energia elétrica em prossumidores e a contabilização de créditos por parte das concessionárias. Prossumidor é um termo novo que vem sendo utilizado para nomear unidades consumidoras que também são geradoras de energia elétrica, ou seja, consomem e produzem energia elétrica. Além disso, em 2015, a resolução foi atualizada para a nº 687 que está em vigor atualmente (ANEEL RN 482, 2012; ANEEL RN 687, 2015; SOUZA, 2016).

O Balanço Energético Nacional (BEN) de 2017, mostra que no ano de 2016, o setor residencial foi responsável por aproximadamente 10% do consumo de energia no Brasil, sendo que desses 10%, a energia elétrica representou 46%, um aumento de 1,4% em relação ao ano anterior.

Quando analisada a matriz elétrica, o setor residencial correspondeu a 21,4% do consumo de energia elétrica, ou seja, 132,9 TWh. Além do mais, a energia hídrica segue como a principal fonte energética brasileira, gerando 421,7 TWh, um equivalente a 68,1% e a energia solar ainda se encontra em fase de desenvolvimento. Este panorama deverá ser alterado nos

próximos anos a partir da inserção de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída e usinas fotovoltaicas de geração centralizada. A Figura 1 mostra o fluxo de energia elétrica brasileira em 2016 (BEN, 2017).

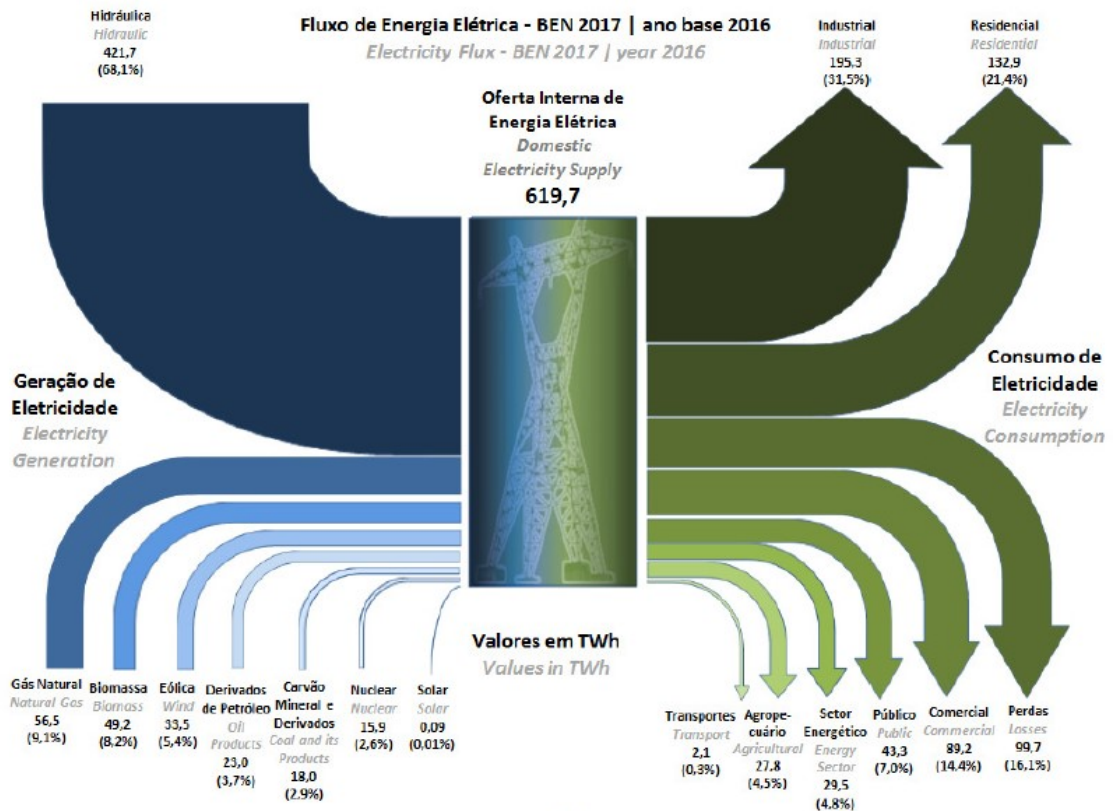


Figura 1 – Fluxo de energia elétrica (BEN, 2017).

Segundo a Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD), entre julho e agosto de 2017 existiam 13.321 sistemas GD instalados no Brasil, sendo que o estado de Minas Gerais lidera em quantidade de sistemas e em potência instalada. Além disso, 79% dos sistemas GD correspondem a instalações no setor residencial. A Figura 2 mostra o crescimento de sistemas de geração distribuída instalados no Brasil desde 2012 até a atualidade.



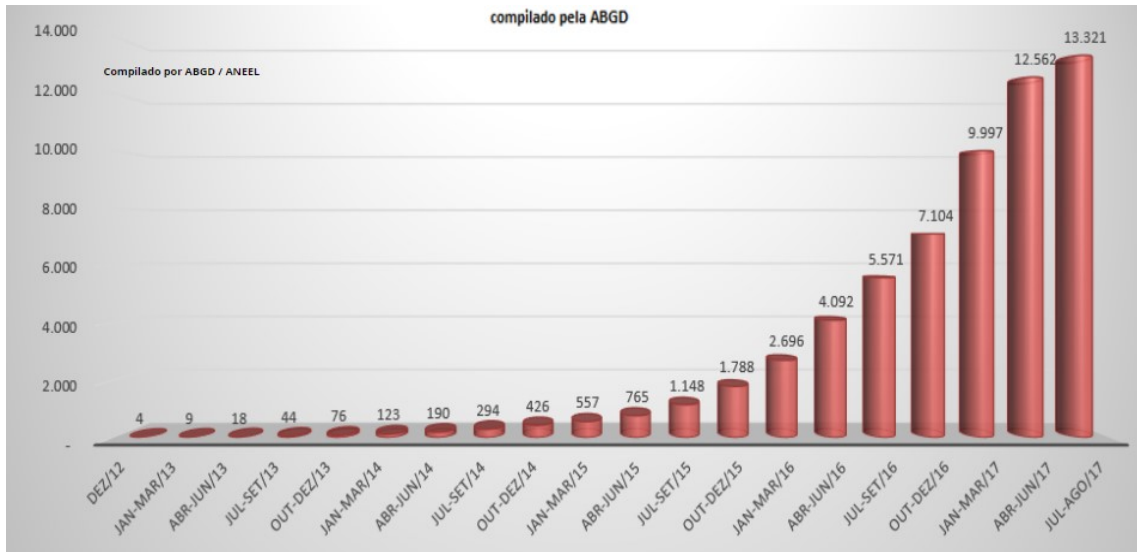


Figura 2 – Crescimento de sistemas de geração distribuídas instalados no Brasil (ABGD, 2017).

A utilização de GD no Brasil, principalmente de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) tende a aumentar, visto que existe investimento em pesquisas e tecnologia no setor. Já, em alguns países, o governo utiliza programas para fomentar o uso de energias renováveis. Entretanto, esse aumento significativo de SFCR pode trazer alguns novos desafios para as concessionárias, principalmente na questão da qualidade da energia entregue por esses sistemas e na interface com a rede (PUFAL, 2012).

O objetivo principal desse Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) é medir, monitorar e avaliar alguns dos parâmetros associados à qualidade da energia elétrica injetada à rede por SFCR, nesse caso, distorções harmônicas de tensão e de corrente, Fator de Potência (FP) e Potência Reativa (Q), todos verificados após a saída do inversor de frequência. Este TCC também irá realizar uma comparação entre dois sistemas fotovoltaicos instalados em unidades prosumidoras residenciais; um localizado em Turvo – SC e outro em Meleiro – SC. Além disso, para a residência localizada em Turvo – SC será realizada uma verificação e análise do perfil de consumo da unidade. A influência da interação entre o sistema fotovoltaico e a rede elétrica nos parâmetros de qualidade de energia também será verificada.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo serão abordados os temas mais relevantes para a compreensão deste Trabalho de Conclusão de Curso.

### 2.1 Sistemas fotovoltaicos de geração distribuída

O conceito de geração distribuída é usualmente empregado em situações onde a geração de energia elétrica está localizada próximo ao ponto de consumo. Esses sistemas podem ser de grande porte, como centrais fotovoltaicas, ou de pequeno porte, como em edificações urbanas, e independem da potência, fonte ou tecnologia (SOUZA, 2014; SOUZA, 2016).

Segundo a RN n° 687, de 24/11/2015 da ANEEL, microgeração distribuída é a central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW e minigeração distribuída engloba potências entre 75 kW e 5 MW, sendo que ambas devem estar conectadas na rede de distribuição por meio de instalações em unidades consumidoras (UC).

Os sistemas GD ou SCR (sistemas conectados à rede) não utilizam armazenamento de energia elétrica em fontes como baterias, pois a rede elétrica de distribuição já possui a característica de acumuladora infinita, onde toda a energia elétrica produzida é entregue para a rede. Nesse caso, os SCR permitem ao consumidor complementar a demanda de energia elétrica através da rede convencional, caso o consumo exceda a geração (NASCIMENTO, 2013; SOUZA, 2016).

A complementação de energia elétrica acontece por meio de um sistema de compensação, onde, a UC responsável pela geração, injeta na rede de distribuição a energia elétrica excedente, ou seja, há injeção de energia elétrica quando a geração é superior ao consumo. A energia elétrica excedente é um empréstimo gratuito a distribuidora local, contabilizado em créditos. Quando o contrário ocorre e a UC apresenta consumo de energia elétrica maior que a energia gerada, existe a compensação por meio da distribuidora suprimindo a diferença, onde os créditos serão utilizados, ou caso não haja créditos, o consumidor pagará a diferença (CADERNOS TEMÁTICOS ANEEL, 2016; REN 687, 2015; SOUZA, 2016).

Para que os créditos possam ser contabilizados de maneira correta, é responsabilidade da concessionária de energia elétrica a troca do medidor unidirecional pelo medidor bidirecional, que é capaz de aferir a energia elétrica consumida da rede e energia elétrica injetada pela UC, podendo então compatibilizar os créditos. Além disso, os consumidores

residenciais do Grupo B não podem ser cobrados pelo excedente de energia reativa proveniente do baixo fator de potência. A Figura 3 mostra um esquema do sistema de compensação de energia elétrica (CADERNOS TEMÁTICOS ANEEL, 2016; GALDINO; PINHO, 2014).

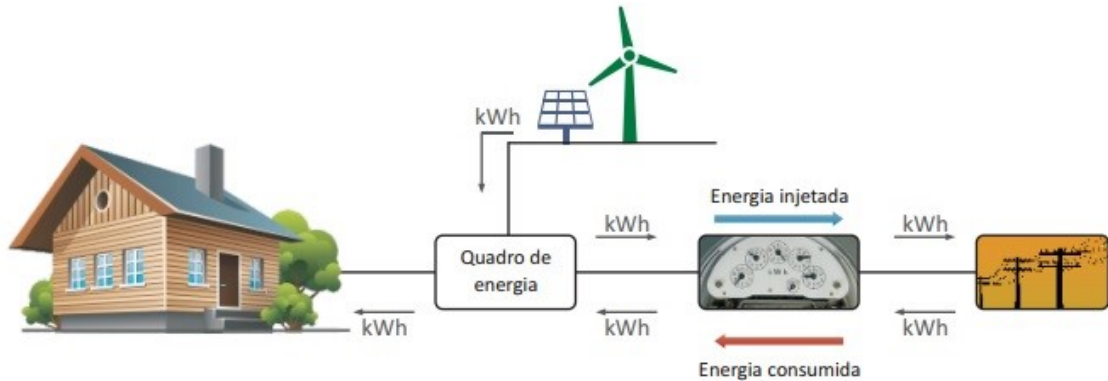


Figura 3 – Sistema de compensação de energia elétrica (CADERNOS TEMÁTICOS ANEEL, 2016).

A GD possui diversas vantagens tanto para o consumidor como para o setor elétrico. Do lado da UC pode ser citado a qualidade da energia elétrica, visto que o sistema não pode tolerar variações de frequência, tensão e interrupção no abastecimento, também permite que a energia elétrica seja gerada com um custo mais baixo comparado com a taxa cobrada pela concessionária. Já do lado do setor elétrico, existe a redução nos custos com implantação de linhas de transmissão e distribuição, o risco associado ao planejamento também é reduzido e viabiliza a geração de energia elétrica em locais limitados por alguma questão política ou ambiental (RODRÍGUEZ, 2002).

Os SFCR são os mais utilizados na GD devido a simplicidade de instalação, a facilidade de expansão, o elevado grau de confiabilidade, mínima necessidade de manutenção, baixos níveis sonoros de operação e as mínimas emissões de poluentes, se encaixando nas fontes de energia renovável que utiliza o sol como força motriz (GALHARDO; PINHO, 2004).

Os principais componentes dos SFCR são basicamente dois, o gerador fotovoltaico e o inversor de frequência c.c./c.a (corrente contínua / corrente alternada). No gerador ou módulo fotovoltaico é onde ocorre a conversão da energia solar em energia elétrica através de um fenômeno físico denominado efeito fotovoltaico. É nesse componente também que se encontram as células de um material semicondutor agrupadas eletricamente em diferentes combinações permitindo chegar a valor de tensão e corrente desejados (NASCIMENTO 2013; RODRÍGUEZ, 2002).

O inversor de frequência é um componente eletrônico responsável por converter a energia elétrica gerada em corrente contínua nos módulos fotovoltaicos, para corrente alternada

compatível com a rede elétrica. O inversor é de fundamental importância para os SFCR, pois além de fazer a transformação de c.c. em c.a., é ainda responsável por entregar uma energia elétrica de qualidade a rede de distribuição (RODRÍGUEZ, 2002).

## 2.2 Qualidade da energia elétrica

Devido ao desenvolvimento da eletrônica de potência e do avanço tecnológico que o setor de energia elétrica vem passando nos últimos anos, o perfil de carga e os hábitos dos consumidores mudaram significativamente e com isso os sistemas elétricos evoluíram e aumentaram em rendimento, permitindo que tarefas que antes não podiam ser executadas agora sejam parte do cotidiano das pessoas (AFONSO et. al., 2003; SILVA, 2008).

Entretanto, antes de ocorrer esse salto na área na engenharia, a grande maioria dos equipamentos ligados a rede elétrica consistiam em cargas lineares, ou seja, as ondas de tensão e corrente eram ondas sinusoidais de mesma frequência, podendo apenas estar defasadas entre si. Contudo, os novos equipamentos não se comportam de forma linear, injetando na rede formas de onda diferentes das sinusoidais puras, gerando harmônicas no sistema. As harmônicas estão definidas no tópico 2.2.2. A Figura 4 (a) apresenta um exemplo de onda senoidal para sistemas com cargas lineares e a (b) traz um exemplo do comportamento não-linear de uma onda senoidal (AFONSO et. al., 2003).

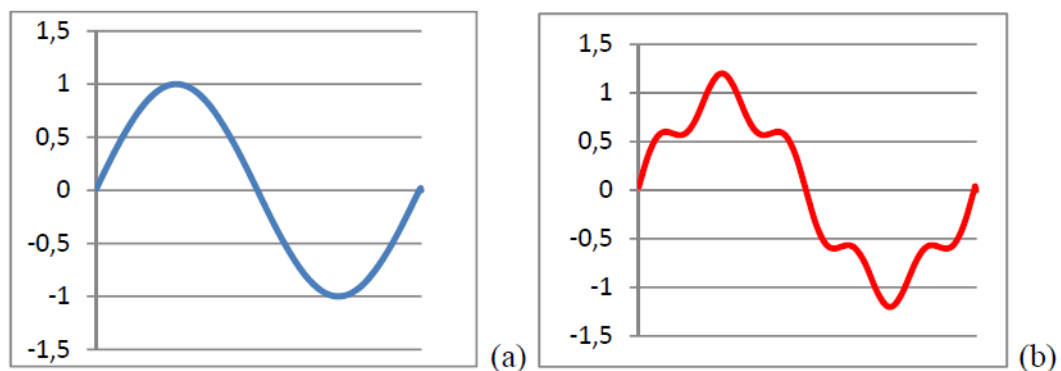


Figura 4 – a) Onda senoidal pura proveniente de cargas lineares; b) Onda senoidal com conteúdo harmônico causado por cargas não-lineares (PUFAL, 2012).

Portanto, o termo Qualidade da Energia Elétrica está relacionado com qualquer desvio que possa ocorrer na amplitude, na forma de onda ou na frequência da tensão e/ou corrente elétrica. Esta designação também se aplica às interrupções de natureza

permanente ou transitória que afetam o desempenho da transmissão, distribuição e utilização da energia elétrica (SILVA, 2008, p. 40).

Quando existem problemas com a qualidade da energia elétrica entregue, alguns distúrbios podem aparecer, como interrupção no fornecimento de energia elétrica, níveis de tensão fora do padrão, oscilações de tensões e frequência, distorções harmônicas de corrente e tensão, ruídos, transitórios entre outros problemas de ordem elétrica (AFONSO et. al., 2003; KRENZINGER; RAMPINELLI, 2011; JUNIOR, 2010).

Sendo assim, conhecer a qualidade da energia elétrica que passa a ser injetada na rede se torna crucial e deve ser incorporada na fase de estudos durante o anteprojeto para garantir que todos os equipamentos irão operar de forma adequada e com o máximo desempenho (JUNIOR; RÜTHER, 2011).

### 2.2.1 Inversor

Como citado anteriormente, o inversor de frequência é responsável por converter a energia elétrica gerada c.c. em c.a. para ser utilizada pelas cargas e/ou ser injetada na rede. Para que possa ocorrer a injeção de energia elétrica, a saída do inversor de frequência deve ser conectada em paralelo com a rede de distribuição que, por sua vez, também está conectada à carga (PUFAL, 2012; RODRÍGUEZ, 2002).

Para que o paralelismo possa ocorrer, é necessário que as ondas de tensão e corrente do inversor de frequência estejam em fase com as da rede, para isso, o inversor utiliza a rede da concessionária como referência. Caso o inversor de frequência não consiga identificar essa referência ele automaticamente se desconecta utilizando o dispositivo de anti-ilhamento (PUFAL, 2012).

Existem dois principais grupos ou topologias quando se trata de SFCR, que são os com e sem isolamento galvânico (transformador). O isolamento galvânico era utilizado como proteção, entretanto a eficiência do sistema decaía devido as perdas nesses componentes extras. Com o tempo, os inversores sem isolamento galvânico foram se desenvolvendo, se tornando mais leves, menores e seguros, sendo que a eficiência cresceu entre 1 e 2% se comparado com os que possuem transformador (KEREKES et.al., 2011; JUNIOR; RÜTHER, 2011).

Devido as características citadas anteriormente, os inversores sem transformador já são preferência tanto em grandes usinas como em SFCR. Atualmente são adotadas mais de 40 topologias em inversores comerciais. A Figura 5 apresenta um diagrama esquemático funcional

de um inversor fotovoltaico conectado à rede (KRENZINGER; RAMPINELLI, 2011; PERIN, 2016).

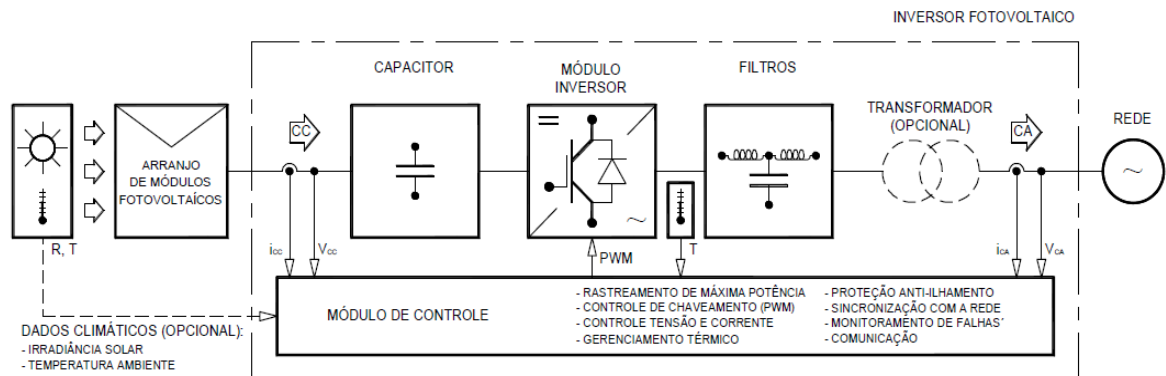


Figura 5 – diagrama esquemático funcional de um inversor fotovoltaico conectado à rede (PERIN, 2016).

## 2.2.2 Harmônicas

Harmônicas são componentes sinusoidais de uma tensão ou corrente alternada com frequência igual ou múltipla inteira da frequência do sistema, no caso brasileiro, 60 Hz, sendo que a ordem da harmônica é contabilizada pelo número de vezes que a frequência da mesma é múltipla da fundamental (INEP, 2011; PUFAL, 2012; KRENZINGER; RAMPINELLI, 2011).

O aparecimento das harmônicas é avaliado pela THD (*Total Harmonic Distortion*), que surgiu devido a necessidade de quantificar as harmônicas presentes no sistema. A THD pode ser definida como o quociente entre o valor eficaz do conjunto das harmônicas e o valor eficaz da componente fundamental, entretanto, quando forem ondas sinusoidais puras, a THD é igual a zero. A  $THD_v$  pode ser representada pela Equação 1, o mesmo se repete para a  $THD_i$ , Equação 2, onde  $V_{1ef}$  e  $I_{1ef}$  são, respectivamente, a tensão e a corrente eficaz na frequência fundamental, sendo que a variação do número representa a ordem da harmônica (INEP, 2011; NASCIMENTO, 2013; RAMPINELLI et. al., 2008).

$$THD_v = \frac{\sqrt{V_{2ef}^2 + V_{3ef}^2 + V_{4ef}^2 + \dots}}{V_{1ef}} * 100 \% \quad (1)$$

$$THD_i = \frac{\sqrt{I_{2ef}^2 + I_{3ef}^2 + I_{4ef}^2 + \dots}}{I_{1ef}} * 100 \% \quad (2)$$

A NBR 16149/2013 da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) e o Instituto de Eletrônica de Potência (INEP, 2011) disponibilizam uma tabela com os limites máximos de distorção harmônica de corrente por componente IHD<sub>i</sub> (*Individual Harmonic Distortion*). A Tabela 1 mostra quais são os limites.

Tabela 1 – Limite de distorção de harmônica de corrente.

<b>HARMÔNICAS ÍMPARES</b>	<b>LIMITE DE DISTORÇÃO</b>
3° a 9°	< 4,0 %
11° a 15°	< 2,0 %
17° a 21°	< 1,5 %
23° a 33°	< 0,6%
< 35°	< 0,3 %
<b>HARMÔNICAS PARES</b>	<b>LIMITE DE DISTORÇÃO</b>
2° a 8°	< 1,0 %
10° a 32°	< 0,5 %

Fonte: ABNT NBR 16149, 2013; INEP, 2011.

Quando analisado o inversor, a soma de todas as componentes individuais de corrente (THD<sub>i</sub>) não devem ultrapassar 5 %, e quando analisada a qualidade da energia elétrica da rede que atende determinada unidade prosumidora, a THD<sub>v</sub> deve ser no máximo de 5 %, fornecendo um parâmetro adequado para garantir a eficiência do inversor (INEP, 2011).

Além disso, a ABNT NBR 16150/2013 que especifica os procedimentos de ensaio dos equipamentos utilizados em SFCR, aponta que, para avaliar exclusivamente o comportamento da THD<sub>i</sub> produzida pelo inversor, a THD<sub>v</sub> da rede de distribuição deve ser menor que 2,5 % garantindo que haja mínima ou nenhuma influência da THD<sub>v</sub> sobre a THD<sub>i</sub>.

Existem três aspectos que são considerados gerais se tratando de harmônicas, são eles (SILVA, 2008):

- É um fenômeno de longa duração;
- Quanto maior a ordem da harmônica, menor sua intensidade;
- As harmônicas de ordem ímpar são mais frequentes, de maior intensidade, gerando mais problemas.

Pelo fato das componentes harmônicas de corrente de ordem ímpar serem mais comuns, principalmente em redes trifásicas, as concessionárias costumam supervisionar a 3°, 5°, 7°, 9° e 13°, sendo que acima dessa componente, começam a se tornar desprezíveis (SILVA, 2008).

Além do aspecto negativo que as componentes harmônicas causam na qualidade da energia elétrica, elas também podem reduzir a vida útil de transformadores e equipamentos

elétricos, colaboram para o aumento da temperatura em máquinas rotativas e aumento no aquecimento de condutores, causam interferência eletromagnética em equipamentos de comunicação, entre outros malefícios (AFONSO et. al., 2003).

### 2.2.3 Fator de potência

A inserção de SFCR possibilita que uma determinada quantidade de energia reativa seja injetada na rede, entretanto, mesmo que a concessionária não seja autorizada a fazer a cobrança dessa energia, existem limites que devem ser respeitados pelos fabricantes de inversores, garantindo uma energia elétrica de qualidade para o consumidor (RODRÍGUEZ, 2002).

O fator de potência (FP) pode ser definido como a diferença de fase entre a onda de tensão e corrente, isso quer dizer que a potência ativa (P) é menor que a potência aparente (S), e a diferença entre elas é chamada de potência reativa (Q). Portanto, o FP pode ser calculado através da razão entre a potência ativa e a aparente, conforme mostra a Equação 3 (RAMPINELLI et. al., 2008).

$$FP = \frac{P}{S} \quad (3)$$

De forma mais visual, as potências ativa, aparente e reativa podem ser representadas geometricamente através do triângulo de potências, como mostra a Figura 6. O ângulo formado entre a potência ativa e a aparente é chamado de  $\varphi$  (*phi*), e nada mais é que o ângulo de defasagem entre a onda de tensão e corrente para senoides puras. Logo, FP pode ser definido também como o cosseno da defasagem entre a tensão e a corrente, representado na Equação 4 (RAMPINELLI et. al., 2008).

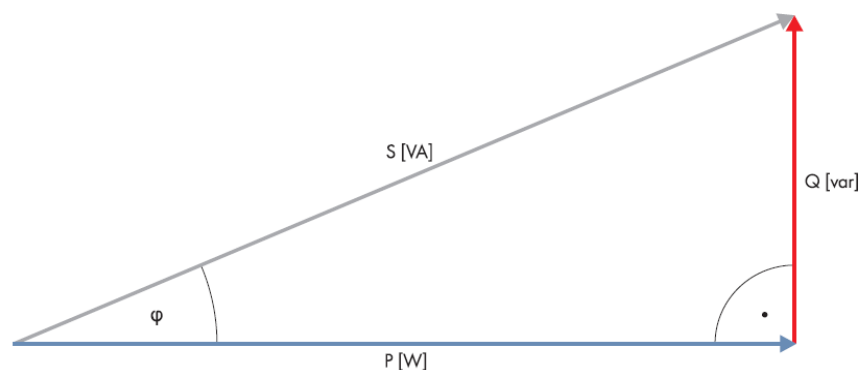


Figura 6 – Triângulo de potências (SMA).



$$FP = \cos\varphi \quad (4)$$

A ABNT NBR 16149/2013, diz que quando for injetada potência ativa acima de 20% da capacidade nominal do inversor, esse deve ser capaz de ajustar o FP dentro de limites preestabelecidos, sendo que, em todos os casos o inversor deverá vir com FP igual a 1 direto de fábrica.

Quando a potência do SFCR for igual ou menor que 3 kW, a faixa de tolerância é entre 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo, não possuindo faixa para ajuste. Se o sistema fotovoltaico apresentar potência entre 3 kW e 6 kW, o inversor deve possuir a mesma faixa de tolerância descrita anteriormente, porém, deve ser possível ajustá-lo, entre 0,95 indutivo e 0,95 capacitivo, de acordo com a Figura 7, onde P representa a potência instantânea e  $P_{\text{nominal}}$  a potência nominal (ABNT NBR 16149, 2013; SOUZA, 2014).

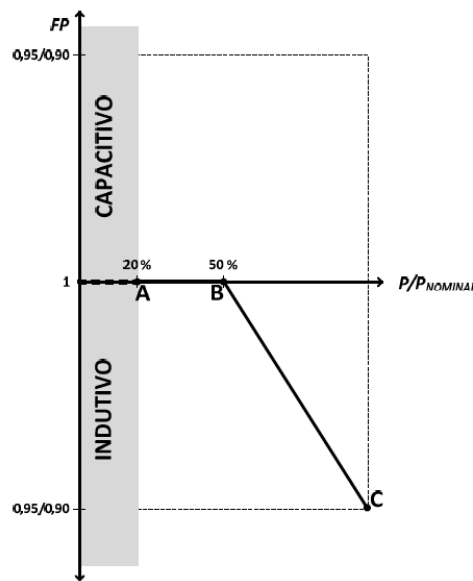


Figura 7 – Curva do FP em função da potência ativa de saída do inversor (SOUZA, 2014).

Ainda, de acordo com a ABNT NBR 16149/2013 e SOUZA (2014), SFCR acima de 6 kW deve operar com duas possibilidades:

1. FP igual a 1 ajustado de fábrica, podendo trabalhar na faixa de tolerância descrita no primeiro caso, visto que o inversor deve ter a opção de ajuste entre 0,90 indutivo e 0,90 capacitivo, levando em consideração a Figura 7; ou
2. Através do controle de potência reativa, conforme Figura 8.

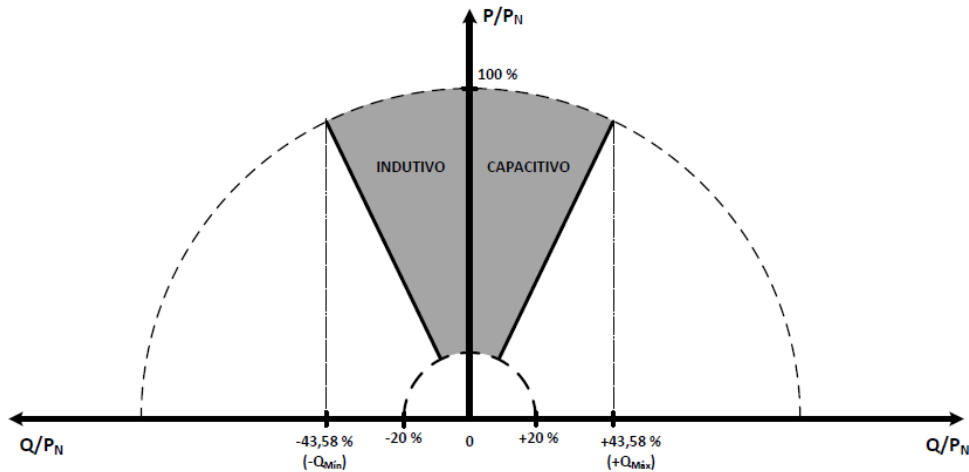


Figura 8 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência acima de 6 kW (SOUZA, 2014).

O baixo FP reflete na redução de potência ativa, aumentando a circulação de potência reativa na rede, causando perdas através dos condutores, interferência nas cargas, diminuição da eficiência, entre outros (SILVA, 2008).

Entretanto, a potência reativa não apresenta só malefícios, ela é, na verdade, importante para manter a rede equilibrada. Ou seja, toda vez que um sistema fotovoltaico é conectado à rede elétrica de energia, ele provoca uma pequena elevação da tensão da mesma, portanto, se for levado em consideração os vários sistemas que se encontram nessa situação, a tendência é a tensão da rede extrapolar os limites máximos permitidos (SMA, 2014; SMA, 2009).

Para isso, os inversores possuem um sistema de injeção de energia reativa na rede, composto por capacitores e/ou indutores que tem a função de reduzir a tensão, mantendo-a regulada dentro dos padrões (SMA, 2014; SMA, 2009).

### 2.3 Perfil de consumo residencial

No ano de 2016, a energia elétrica representou 46 % da demanda de energia da classe residencial brasileira. Os sistemas fotovoltaicos representam 70 % da potência instalada na geração distribuída (ABGD, 2017; BEN, 2017).

A classe residencial é considerada a de maior relevância quando avaliado o consumo de energia elétrica. Isso se deve ao fato de que a energia elétrica se torna indispensável para a realização de atividades básica do cotidiano, como aquecimento de água, iluminação, conservação de alimentos, serviços gerais, entre outros (ACHÃO, 2003).

A Figura 9 mostra a curva típica de consumo de residências. Apesar de a imagem ter sido retirada de um artigo onde o autor analisou residências em Santiago, no Chile, a forma como a curva se comporta é essencialmente a mesma para o Brasil. A principal diferença encontra-se na sazonalidade, Santiago é um local que necessita de aquecimento para o inverno, por isso a curva em azul (WT) se sobressai sobre a curva vermelha (ST) que representa o verão. Já para o Brasil, o pico de consumo de energia elétrica encontra-se no verão, onde, por exemplo, os condicionadores de ar representam 16 % desse consumo contra 2 % para o inverno (GHISI et. al., 2007).

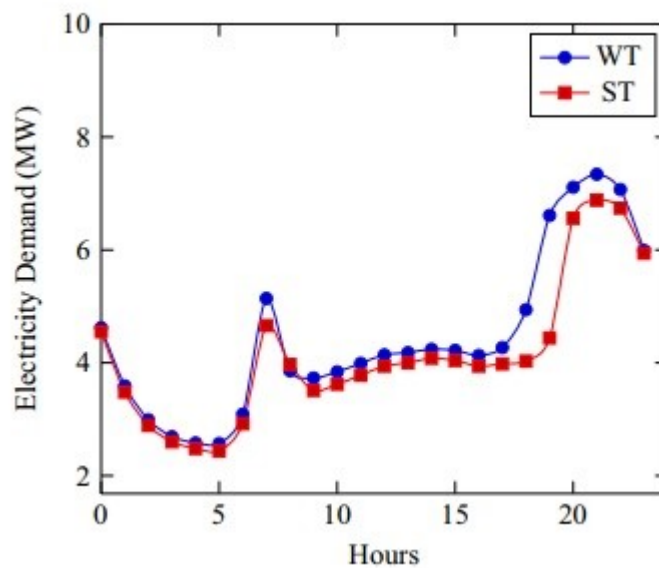


Figura 9 – Curva típica de consumo residencial (VERDEJO et. al., 2015).

Analisando a Figura 9, é possível observar que existe um pico logo no início do dia correspondendo ao momento onde a maioria das pessoas está despertando e se preparando para realizar suas atividades diárias. E o segundo pico, esse mais acentuado, representa o anoitecer e o período noturno onde o consumo aumenta devido ao uso de iluminação e equipamentos eletrodomésticos de forma mais constante.

### 3 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo é apresentada a metodologia utilizada para a realização deste TCC.

#### 3.1 Sistemas fotovoltaicos de referência

Neste trabalho será analisado o desempenho de dois SFCR distintos, com potências e inversores e módulos de diferentes fabricantes. Os sistemas fotovoltaicos de geração distribuída estão instalados em unidades prosumidoras residenciais localizadas no extremo sul de Santa Catarina. Portanto, para tornar mais claro o entendimento, os sistemas fotovoltaicos serão descritos separadamente.

##### 3.1.1 SFCR de Turvo – SC

O SFCR de Turvo – SC apresenta potência FV instalada de 1,25 kWp e inversor PHB Solar 1500 – SS. Os módulos são da fabricante Yingli Solar, modelo YL 250 P com 250 W cada, totalizando 5 unidades e apenas 1 *string*. O sistema FV está conectado à rede da CERSUL (Cooperativa de Distribuição de Energia), e os dados foram coletados entre os dias 10 e 16/06/2017. A Tabela 2 mostra um resumo das principais características do inversor e a Figura 10 apresenta um diagrama unidirecional do sistema.

Tabela 2 – Principais características do inversor PHB Solar 1500 – SS.

<b>DADOS DE ENTRADA C.C.</b>	<b>VALORES</b>
Máx. Potência Fotovoltaica [W]	1800
Faixa de Operação MPPT* [V]	125 – 400
<b>DADOS DE SAÍDA C.A.</b>	
Potência c.a. nominal [W]	1500
Máx. Potência c.a. [W]	1650
Máx. Corrente c.a. [A]	8
Saída Nominal c.a.	60 Hz; 220 Vc.a.
Faixa de Operação	57.5 – 62 Hz; 176 – 242 Vc.a.
THD	< 5 %
FP	1

\* MPPT – *Maximum Power Point Tracking*. Fonte: *Datasheet* PHB Solar.

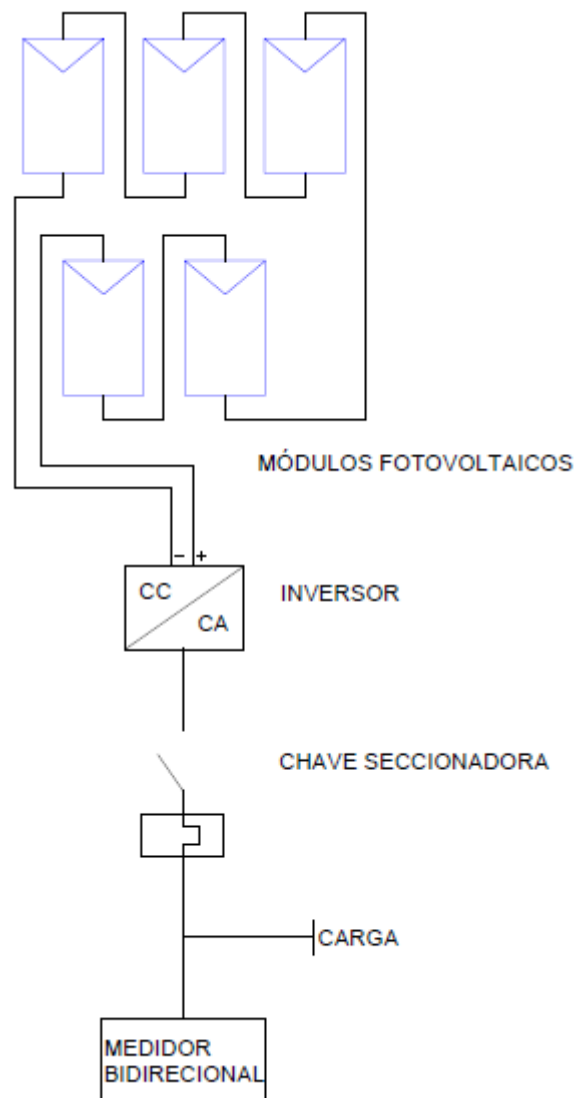


Figura 10 - Diagrama unidirecional do sistema (AUTOR).

### 3.1.2 SFCR de Meleiro – SC

O SFCR de Meleiro – SC é composto por 16 módulos fotovoltaicos dispostos em 2 *strings*, da fabricante Canadian Solar, modelo CS6P- 260 com 260 W de potência cada, somando 4,16 kWp. O inversor é da fabricante ABB, modelo UNO – 3.6 – TL – OUTD, esse sistema também está conectado à rede da CERSUL. Os dados foram colhidos entre os dias 02 e 06/07/2017. A Tabela 3 apresenta um resumo das principais características do inversor e a Figura 11 mostra um diagrama unidirecional do sistema.

Tabela 3 – Principais características do inversor ABB – UNO – 3.6 – TL – OUTD.

<b>DADOS DE ENTRADA C.C.</b>	<b>VALORES</b>
Máx. Potência Fotovoltaica [W]	3900
Faixa de Operação MPPT* [V]	380 - 700
<b>DADOS DE SAÍDA C.A.</b>	
Potência c.a. nominal [W]	3600
Máx. Potência c.a. [W]	3600
Máx. Corrente c.a. [A]	16
Saída Nominal c.a.	60 Hz; 230 Vc.a.
Faixa de Operação	57.5 – 62 Hz; 180 – 262 Vc.a.
THD	< 3 %
FP	1

\* MPPT – *Maximum Power Point Tracking*. Fonte: *Datasheet ABB*.

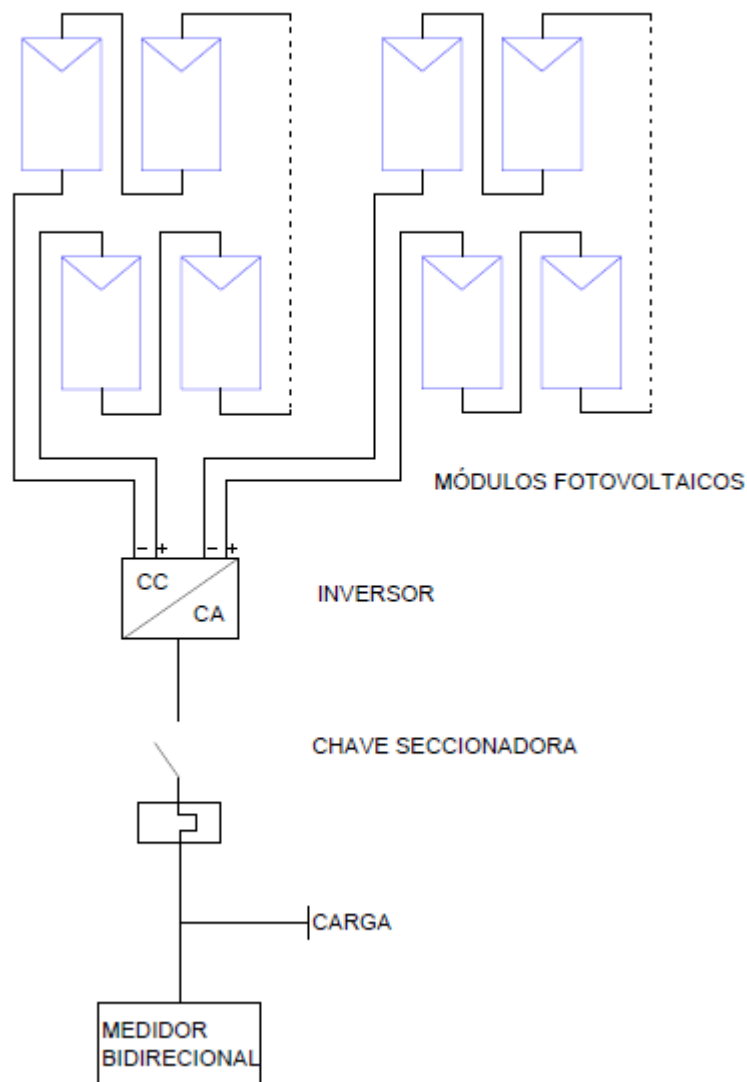


Figura 11 - Diagrama unidirecional do sistema (AUTOR).

### 3.2 Coleta de dados

Para realizar a coleta de dados foi utilizado o analisador de qualidade de energia elétrica do fabricante IMS, modelo PowerNet P-600, acoplado na saída do inversor. O analisador foi configurado para registrar os dados de tensão, corrente, potência ativa, potência reativa e potência aparente, componentes harmônicas e fator de potência em um intervalo de 5 minutos. A Figura 12 mostra o analisador utilizado.



Figura 12 – Analisador IMS – PowerNet P-600 (*datasheet* IMA – PowerMet P-600).

A Figura 13 apresenta um diagrama unifilar genérico para indicar o local de conexão do analisador, onde PE, N e L representam o terra, neutro e fase respectivamente,  $i_1$  mostra o local onde a argola de corrente foi colocada para as medições de  $THD_v$ ,  $THD_i$ , harmônicas e FP,  $i_2$  mostra onde a argola de corrente foi colocada para traçar o perfil de consumo das cargas e V representa a conexão das garras no barramento principal, uma garra no barramento fase e outra garra no barramento neutro, sendo que o local foi o mesmo para ambas as medições de  $i_1$  e  $i_2$ .

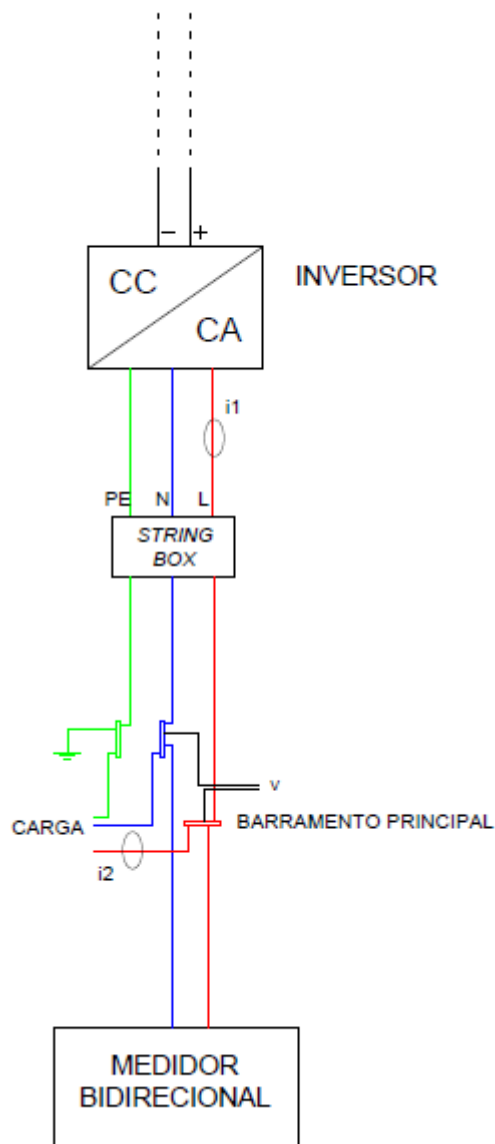


Figura 13 – Diagrama unifilar com os pontos de conexão do analisador (AUTOR).

### 3.3 Análise de dados

Os dados coletados pelo analisador são armazenados diretamente no equipamento e posteriormente são transferidos para o computador. Para o tratamento dos dados, primeiramente é utilizado o *software Power Manager Desktop Lite* e em seguida, os dados são convertidos para o formato .CSV, proporcionando uma comparação mais usual com a utilização do *software Microsoft EXCEL*.



## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A seguir são apresentados os resultados das medições de diversos parâmetros de qualidade da energia elétrica realizadas nos sistemas fotovoltaicos de geração distribuída, juntamente com a análise e discussão dos mesmos.

### 4.1 THD<sub>v</sub> e THD<sub>i</sub>

A partir dos dados coletados foi possível fazer diversas análises, dentre elas, verificar o comportamento da THD<sub>v</sub> e THD<sub>i</sub> para ambos os sistemas fotovoltaicos. A Tabela 4 mostra a THD<sub>v</sub> e THD<sub>i</sub> para os sistemas fotovoltaicos de Turvo – SC e Meleiro – SC.

Tabela 4 – THD<sub>v</sub> e THD<sub>i</sub> dos sistemas FV de Turvo – SC e Meleiro – SC.

	Turvo – SC	Desvio Padrão	Meleiro – SC	Desvio Padrão
<b>THD<sub>v</sub> [%]</b>	5,5	0,8	5,5	0,9
<b>THD<sub>i</sub> [%]</b>	30,5	32,5	31,8	33,5

A THD<sub>v</sub> é uma característica que depende do somatório e da influência das cargas elétricas que estão conectadas à rede. Além disso, a THD<sub>i</sub> da energia elétrica injetada pelo inversor na rede de distribuição é dependente da THD<sub>v</sub> da rede e do carregamento ou potência relativa do inversor.

Os valores de THD<sub>v</sub> e THD<sub>i</sub> apresentados na Tabela 4 são médias aritméticas, em um período considerado, de todos os valores desses parâmetros medidos pelo analisador de energia elétrica, considerando também diversas potências de carregamento do inversor.

O principal destaque da Tabela 4 é o desvio padrão correspondente a THD<sub>i</sub>, que pode ser de mais ou menos 32,5 % para a THD<sub>i</sub> de Turvo – SC e 33,5 % para a THD<sub>i</sub> de Meleiro – SC, esse desvio acentuado acontece porque a THD<sub>i</sub> é um parâmetro percentual e, portanto, em níveis de carregamento inferiores à 10 - 20% apresenta valores mais elevados, passando de 50 % em alguns pontos, uma vez que a corrente correspondente à frequência fundamental é baixa. A mesma analogia pode ser utilizada para a THD<sub>v</sub>, porém como esse é um parâmetro que influenciado pela rede de distribuição, ele tende a não apresentar muitas oscilações.

A Figuras 14, 15, 16 e 17 mostram a THD<sub>v</sub> e THD<sub>i</sub> dos sistemas fotovoltaicos de Turvo – SC e Meleiro – SC durante todo o período de geração analisado.

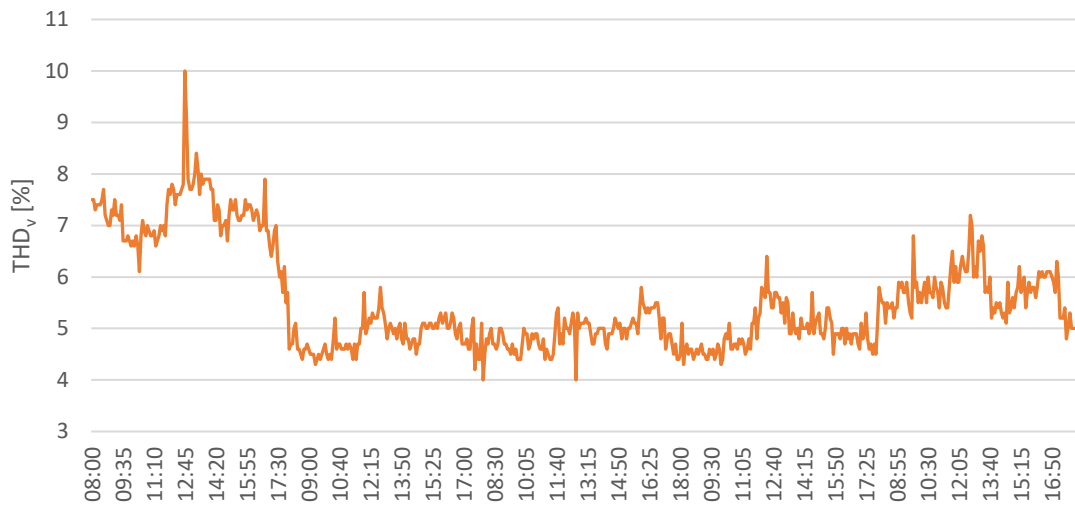


Figura 14– THD<sub>v</sub> em função do tempo do sistema FV de Turvo – SC.

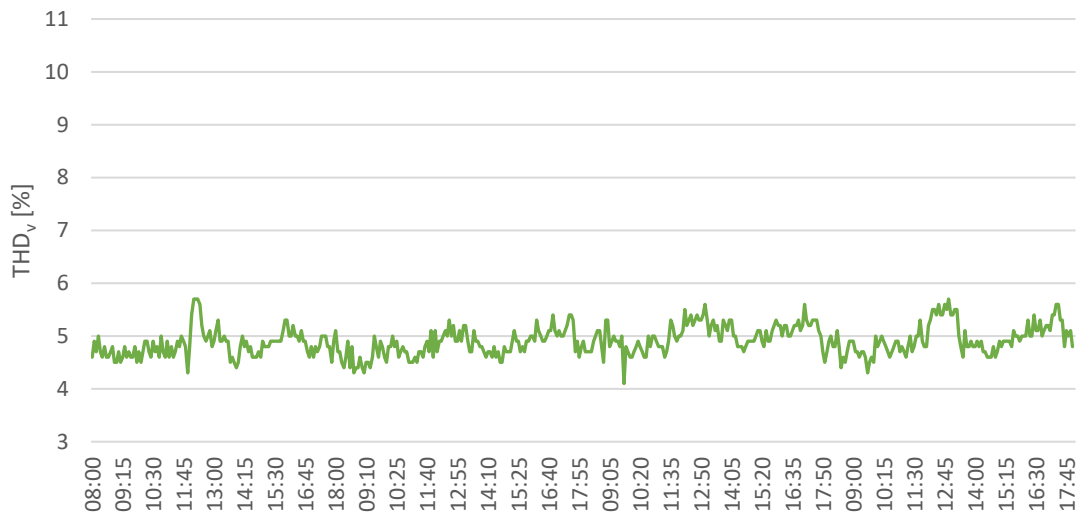


Figura 15– THD<sub>v</sub> em função do tempo do sistema FV de Meleiro – SC.

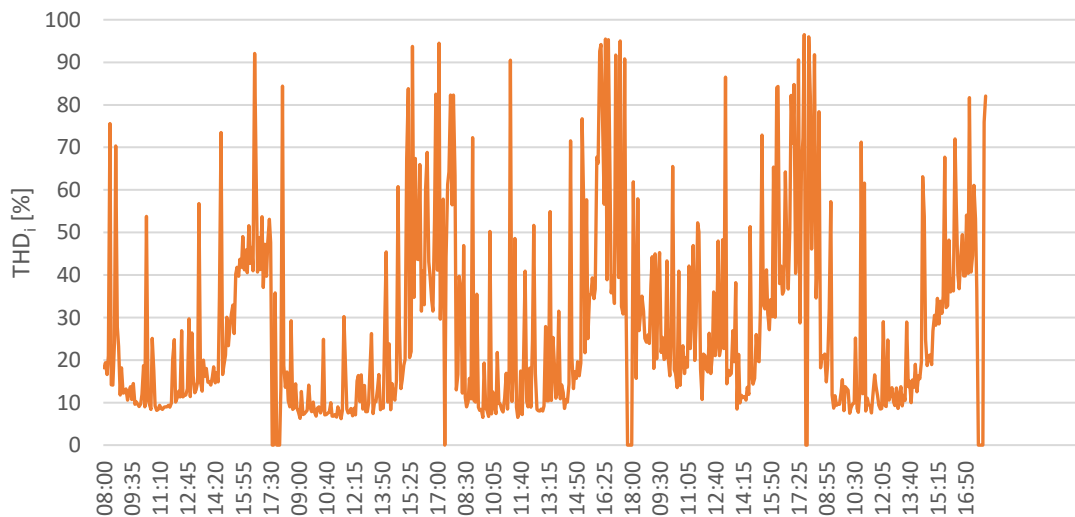


Figura 16 – THD<sub>i</sub> em função do tempo do sistema FV de Turvo – SC.

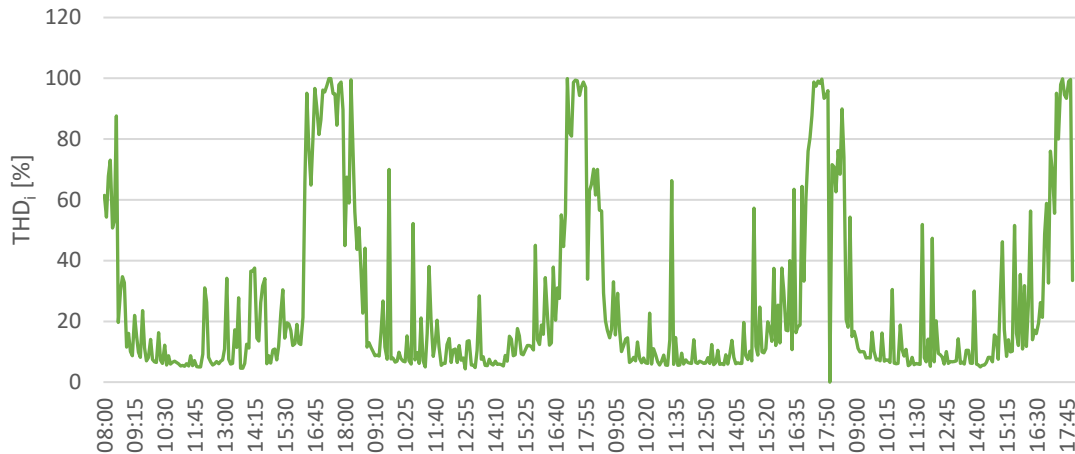


Figura 17 – THD<sub>i</sub> em função do tempo do sistema FV de Meleiro – SC.

Como pode-se notar, as figuras de THD<sub>v</sub> tendem a valores aproximadamente constantes, isso se deve principalmente pelo fato de esse parâmetro ser influenciado pela rede de distribuição que também tende a manter os valores de tensão constantes.

Além disso, as figuras de THD<sub>i</sub> também possuem comportamentos semelhantes, com uma queda da porcentagem de THD<sub>i</sub> ao longo do dia em horários onde a potência ativa gerada se aproxima da potência nominal do inversor, ou seja, conforme a geração FV vai diminuindo a THD<sub>i</sub> tende a aumentar. Ainda, nos momentos em que a THD<sub>i</sub> está mais elevada, correspondendo a potências relativas na ordem de 10 - 30 %, a energia gerada está sendo consumida na unidade prosumidora, visto que, o sistema FV primeiro supre a demanda da residência, injetando na rede apenas o excedente. Dessa forma, a energia elétrica que apresenta THD<sub>i</sub> acima de 10 - 15 % não está sendo injetada na rede.

A relação da THD<sub>i</sub> e a proximidade entre a potência ativa instantânea e a potência nominal do inversor é apresentada nas Figuras 18 e 19, onde *P rel.* significa potência relativa.

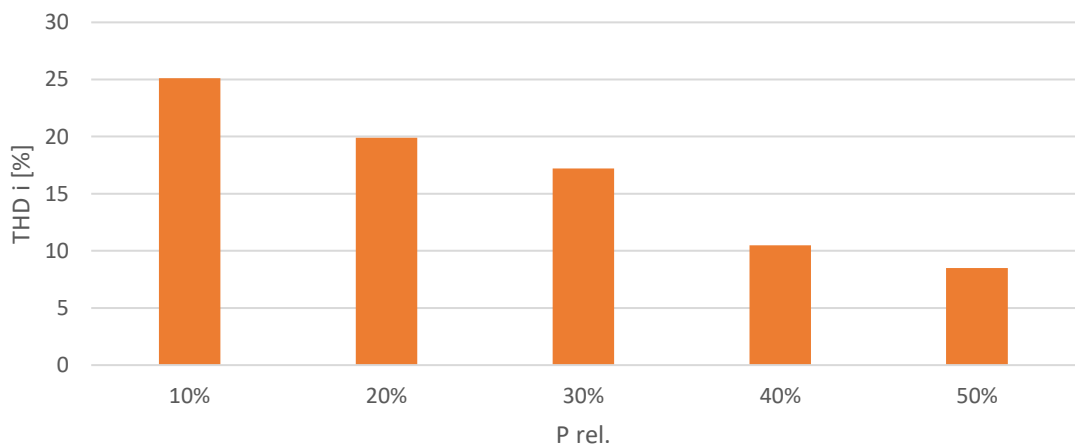


Figura 18 – THD<sub>i</sub> em função da potência relativa do sistema FV de Turvo – SC.

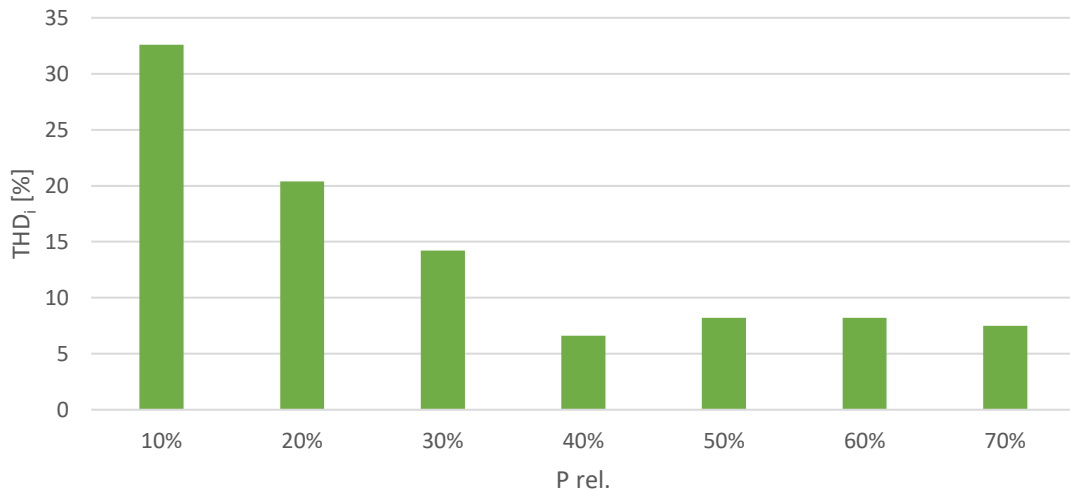


Figura 19 – THD<sub>i</sub> em função da potência relativa do sistema FV de Meleiro – SC.

As medidas realizadas no sistema FV de Turvo – SC, bem como as realizadas no sistema FV de Meleiro – SC mostram que a THD<sub>i</sub> decresce proporcionalmente ao aumento da potência relativa. A THD<sub>i</sub> é inversamente proporcional à potência relativa, uma vez que em um sistema fotovoltaico, a corrente é diretamente proporcional à irradiância. A potência do sistema FV aumenta proporcionalmente à corrente e, em potências relativas maiores, percentualmente a distorção harmônica total de corrente tende a valores inferiores a 5 %.

Uma outra forma de mostrar a relação descrita anteriormente é através da análise de dias específicos para verificar o comportamento da THD<sub>i</sub>. As Figuras 20 e 21 apresentam a variação da THD<sub>i</sub> em função da potência relativa ao longo do dia para os sistemas fotovoltaicos. Nesta análise são considerados dois dias típicos, um dia predominantemente ensolarado e um dia parcialmente nublado.

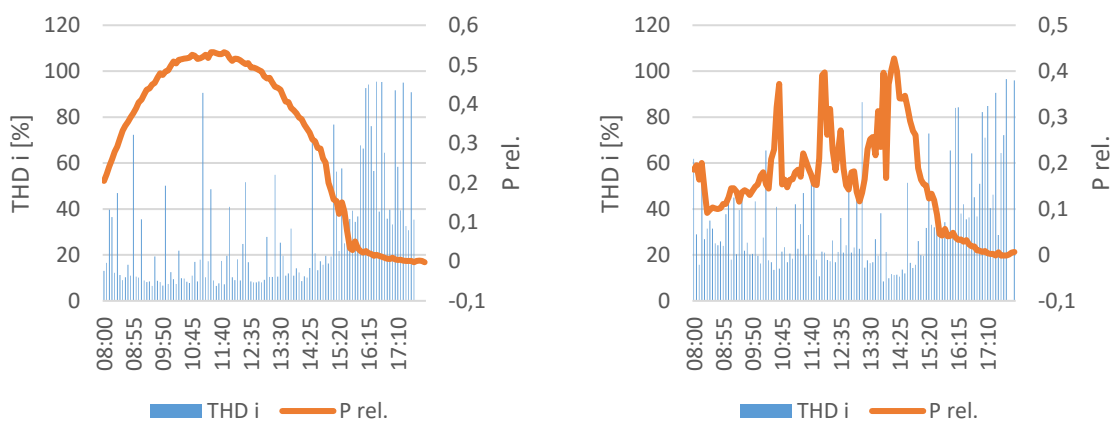


Figura 20 – THD<sub>i</sub> em função da potência relativa ao longo dos dias 13/06/2017 (ensolarado) e 14/06/2017 (nublado) para o sistema fotovoltaico de Turvo – SC.

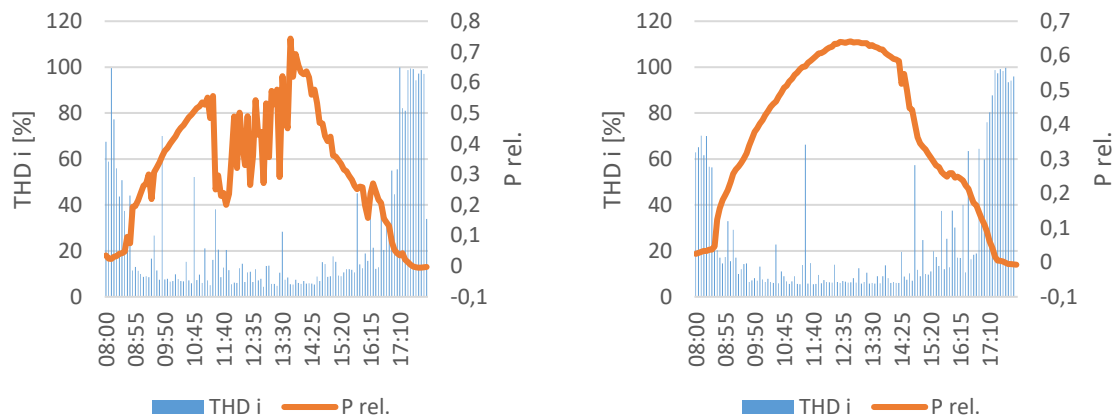


Figura 21 – THD<sub>i</sub> em função da potência relativa ao longo dos dias 04/07/2017 (nublado) e 05/07/2017 (ensolarado) para o sistema fotovoltaico de Meleiro – SC.

O que pode ser visto no sistema FV de Turvo – SC e no sistema FV de Meleiro – SC é que, conforme a potência relativa aumenta a THD<sub>i</sub> diminui, reforçando a forte relação que a THD<sub>i</sub> tem com a irradiância solar e, conseqüentemente, com a potência instantânea do sistema FV.

Com o objetivo de extrapolar os valores da THD<sub>i</sub> para 100% de carregamento do inversor, traçou-se linhas de tendência ou curvas de ajuste às medidas e que são apresentadas nas Figuras 22 e 23.

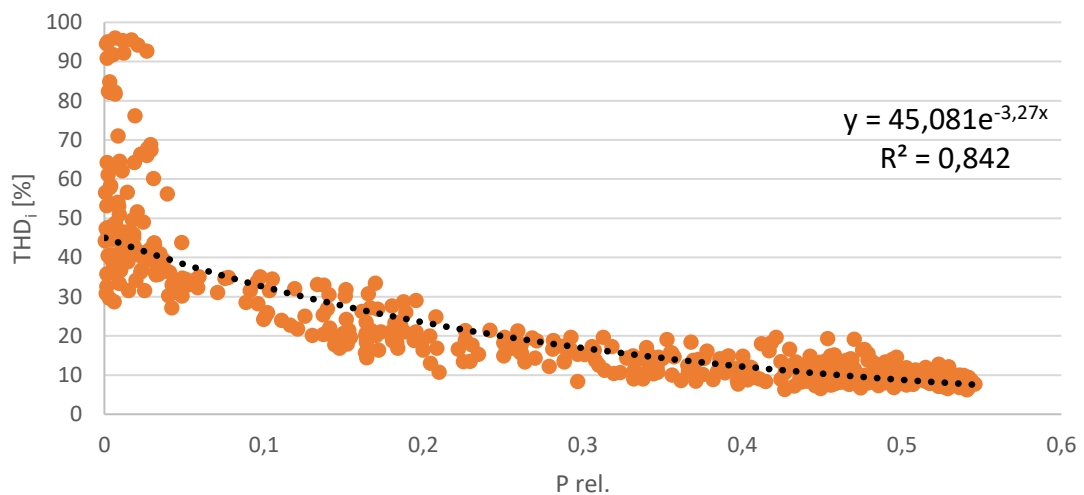


Figura 22 – Linha de tendência da THD<sub>i</sub> em função da potência relativa para o sistema FV de Turvo – SC.

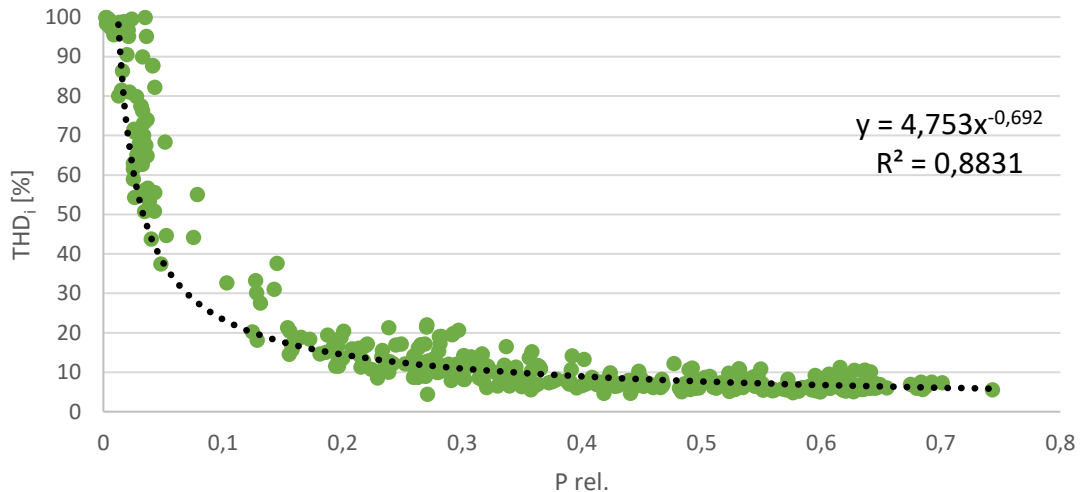


Figura 23 – Linha de tendência da THD<sub>i</sub> em função da potência relativa para o sistema FV de Meleiro – SC.

A partir das curvas de ajuste pode-se prever qual seria o valor da THD<sub>i</sub> caso a potência relativa assumisse o valor de 1.

Como pode-se observar, foram escolhidos dois modelos de curvas diferentes procurando otimizar o R<sup>2</sup> da função. Para efeito de comparação, a Tabela 5 apresenta alguns valores para ambos os modelos e sistemas FV.

Tabela 5 – Ajuste da curva de THD<sub>i</sub> dos sistemas FV de Turvo – SC e Meleiro – SC.

<b>Turvo – SC</b>	<b>R<sup>2</sup></b>	<b>THD<sub>i</sub> [%]</b>
Exponencial de base e	0,842	1,71
Exponencial de base x	0,775	8,61
<b>Meleiro – SC</b>	<b>R<sup>2</sup></b>	<b>THD<sub>i</sub> [%]</b>
Exponencial de base e	0,758	1,24
Exponencial de base x	0,883	4,75

Para o sistema FV de Turvo – SC optou-se pela curva com exponencial de base e, o que resultou em uma THD<sub>i</sub> de 1,71 % e, para o sistema FV de Meleiro – SC, a curva que obteve o melhor R<sup>2</sup> foi a com exponencial de base x, resultando em 4,75 % de THD<sub>i</sub>.

Seguindo as recomendações da ABNT NBR 16149/2013 e 16150/2013, a THD<sub>i</sub> deve apresentar valores abaixo de 5 % para a medição realizada com 100 % de carregamento do inversor, ou seja, em potência nominal, entretanto a rede de distribuição que o inversor está conectado deve possuir THD<sub>v</sub> menor que 2,5 % para que ocorra mínima ou nenhuma

interferência desse parâmetro na análise da  $THD_i$ , o que não se aplica em ambos os sistemas FV conforme mostra a Tabela 4, porém, como a  $THD_i$  dessa extrapolação já se encontra abaixo do valor máximo permitido pela norma, caso a  $THD_v$  diminua, a  $THD_i$  diminui também, visto que são parâmetros dependentes.

Portanto, considerando que essas análises foram realizadas em sistemas FV em operação, sujeitos a diversos intempéries e com flutuação de variáveis, se ambos os SFCR estivessem operando em potência nominal eles estariam fornecendo energia elétrica de qualidade dentro do que regem as normas.

## 4.2 Componentes harmônicas

Através dos dados obtidos nas medições foi possível fazer uma comparação da  $IHD_i$  com os limites máximos permitidos na ABNT NBR 16149/2013. Para o sistema fotovoltaico de Turvo – SC, a maior potência foi verificada no dia 12/06/2017, às 11:25 horas utilizando 55 % da potência nominal do inversor. O sistema FV de Meleiro – SC obteve a potência máxima verificada no dia 04/07/2017, às 13:45 horas, com 74 % da potência nominal do inversor. É relevante mencionar que as medições ocorreram entre os meses de junho e julho, período em que são verificados os menores níveis de irradiância solar no extremo sul de Santa Catarina. Os níveis de carregamento dependem da irradiância solar e também do fator de dimensionamento de inversor.

As Tabelas 6 e 7 apresentam o  $IHD_i$  do SFCR de Turvo – SC e do SFCR de Meleiro – SC, respectivamente. É importante destacar que os valores das componentes harmônicas não foram medidas na potência nominal do inversor.

Tabela 6 – Valores de IHD<sub>i</sub> para o dia 12/06/2017 às 11:25 horas da residência em Turvo – SC.

Harmônicas Pares	IHD <sub>i</sub> [%]	Limite De Distorção [%]	Harmônicas Ímpares	IHD <sub>i</sub> [%]	Limite De Distorção [%]
2	2,2	< 1,0	3	1,3	< 4,0
4	0,8	< 1,0	5	2,7	< 4,0
6	0,6	< 1,0	7	0,7	< 4,0
8	0,4	< 1,0	9	0,3	< 4,0
10	0,2	< 0,5	11	0,6	< 2,0
12	0,3	< 0,5	13	0,5	< 2,0
14	0,2	< 0,5	15	0,5	< 2,0
16	0,3	< 0,5	17	0,3	< 1,5
18	0,2	< 0,5	19	0,2	< 1,5
20	0,1	< 0,5	21	0	< 1,5
22	0,1	< 0,5	23	0,1	< 0,6
24	0,1	< 0,5	25	0,1	< 0,6
26	0	< 0,5	27	0,2	< 0,6
28	0,1	< 0,5	29	0,2	< 0,6
30	0,1	< 0,5	31	0,2	< 0,6
32	0,1	< 0,5	33	0,1	< 0,6

Tabela 7 – Valores de IHD<sub>i</sub> para o dia 04/07/2017 às 13:45 horas da residência em Meleiro – SC.

Harmônicas Pares	IHD <sub>i</sub> [%]	Limites de distorção [%]	Harmônicas Ímpares	IHD <sub>i</sub> [%]	Limites de distorção [%]
2	2	< 1,0	3	1,5	< 4,0
4	0,7	< 1,0	5	3,2	< 4,0
6	0,6	< 1,0	7	1	< 4,0
8	0,6	< 1,0	9	0,4	< 4,0
10	0,3	< 0,5	11	0,6	< 2,0
12	0,4	< 0,5	13	0,1	< 2,0
14	0,1	< 0,5	15	0,1	< 2,0
16	0,1	< 0,5	17	0,2	< 1,5
18	0,2	< 0,5	19	0,1	< 1,5
20	0,1	< 0,5	21	0,1	< 1,5
22	0,1	< 0,5	23	0,1	< 0,6
24	0,1	< 0,5	25	0,1	< 0,6
26	0,1	< 0,5	27	0,1	< 0,6
28	0,1	< 0,5	29	0,1	< 0,6
30	0,1	< 0,5	31	0	< 0,6
32	0,1	< 0,5	33	0,1	< 0,6



Analisando as Tabelas 6 e 7, o limite de distorção harmônica individual é válido quando a comparação é feita com um sistema FV onde o inversor opera na potência nominal, entretanto, para fins de discussão, em ambos os sistemas fotovoltaicos, apenas a segunda harmônica superou o valor previsto na norma.

Conforme muda a relação entre a potência instantânea e a potência nominal no inversor, a contribuição individual de cada harmônica também se altera. As Figuras 24 e 25 apresentam essa análise para as componentes harmônicas 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 e 9 de cada sistema FV em função do carregamento do inversor.

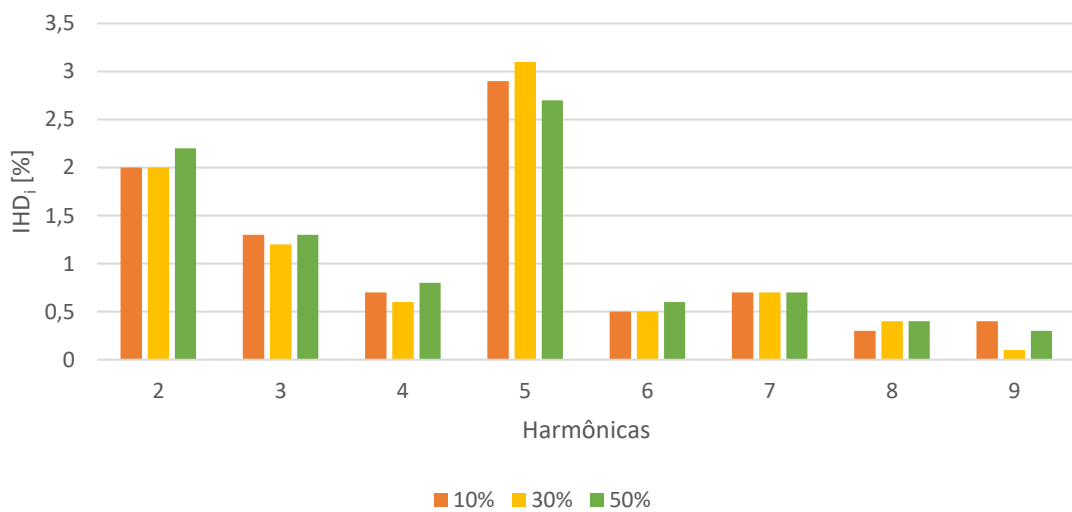


Figura 24 –  $IHD_i$  em função do carregamento do inversor para o sistema FV de Turvo – SC.

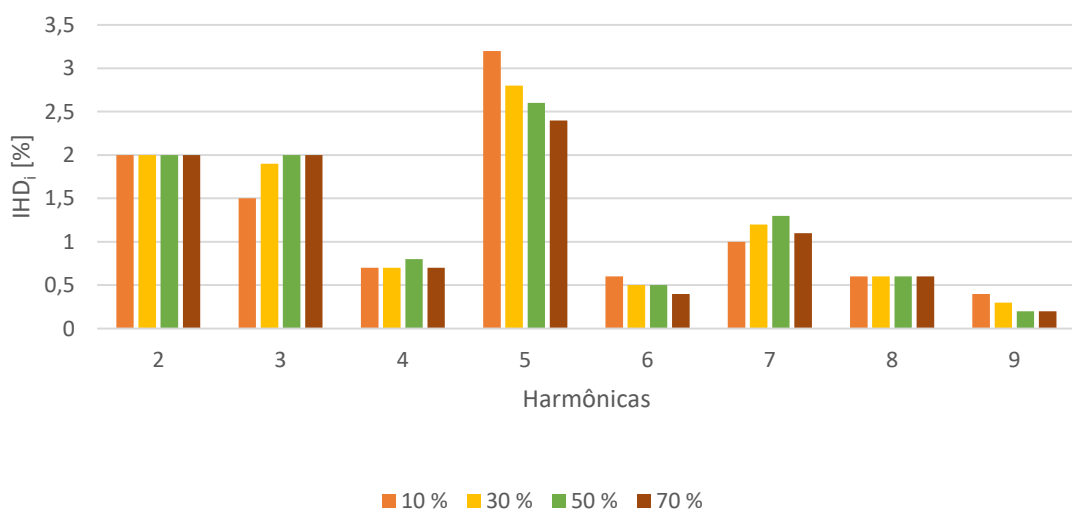


Figura 25 –  $IHD_i$  em função do carregamento do inversor para o sistema FV de Meleiro – SC.

Independente da relação de carregamento do inversor, para ambos os sistemas fotovoltaicos a quinta harmônica é a que apresenta a maior  $IHD_i$ , seguida pela segunda e terceira. Este comportamento está diretamente associado à topologia dos inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Novamente fica explícito a relação que a  $IHD_i$ , assim como a  $THD_i$ , tem com a utilização do inversor, quanto mais próximo ao seu valor nominal de operação, menor será a interferência das componentes harmônicas na energia elétrica injetada à rede pelo inversor de frequência.

### 4.3 Fator de potência

Finalmente, a última variável analisada para verificar a qualidade da energia entregue pelos SFCR é o FP. As Figuras 26 e 27 mostram o comportamento do FP para cada sistema fotovoltaico em função da potência relativa ou nível de carregamento do inversor.

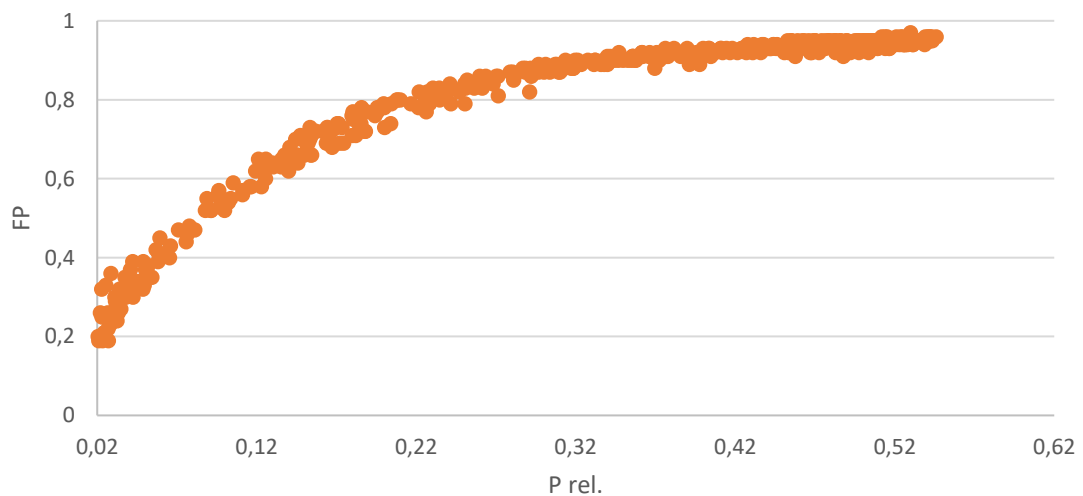


Figura 26 – FP do sistema FV de Turvo – SC.

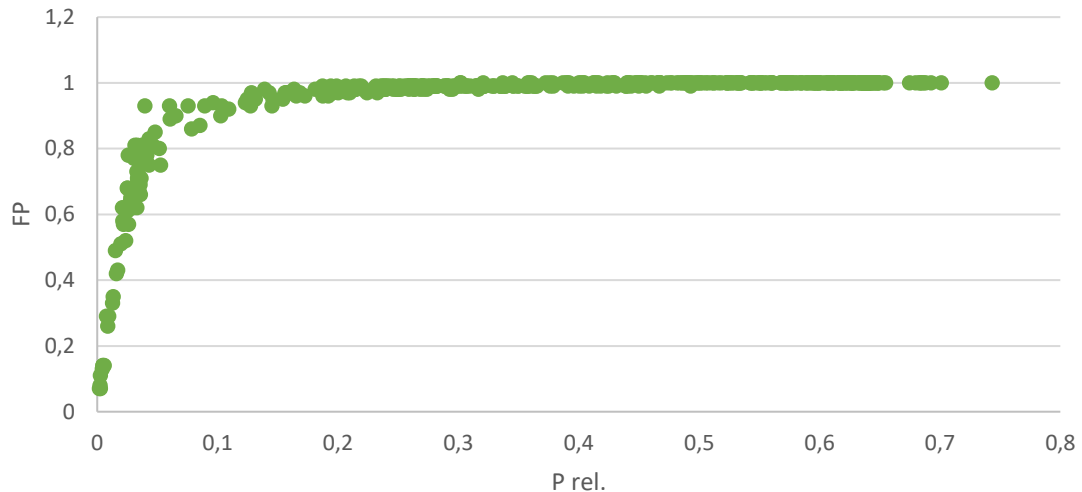


Figura 27 – FP do sistema FV de Meleiro – SC.

O FP também é uma variável que é influenciada pela relação da potência utilizada com a potência nominal do inversor, quanto menor for a potência relativa, menor será o FP, ou seja, a energia ativa é menor, proporcionalmente, à potência relativa. Portanto, quanto mais próximo da potência nominal do inversor o sistema conseguir operar, maior será o FP e maior será a energia ativa proporcional injetada na rede.

O sistema FV de Turvo – SC apresenta um inversor sobredimensionado e, portanto, no período de medições, junho e julho, atinge potências relativas máximas da ordem de 50 %. O ajuste entre os pontos medidos e a curva teórica permitem estimar que o fator de potência é unitário para níveis de carregamento próximos da potência nominal.

O sistema FV de Meleiro – SC opera em potências relativas máximas da ordem de 75 % no período de junho e julho apresentando fator de potência próxima a 1 nestes níveis de carregamento.

#### 4.4 Potências ativa, reativa e aparente

O analisador de energia elétrica ou de rede também mediu dados de potências ativa, reativa e aparente injetada na rede pelos inversores, possibilitando acompanhar seu comportamento ao longo do tempo para os períodos considerados. A Figura 28 mostra esses resultados para o sistema fotovoltaico de Turvo – SC.

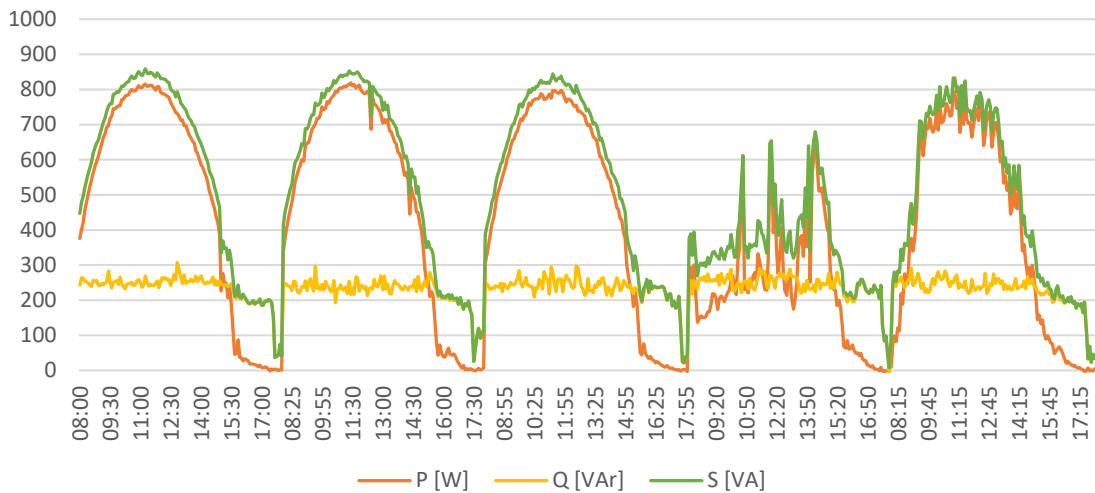


Figura 28 – Potências ativa, reativa e aparente em função do tempo para Turvo – SC.

A Figura 29 mostra esses resultados para o sistema fotovoltaico de Meleiro – SC.

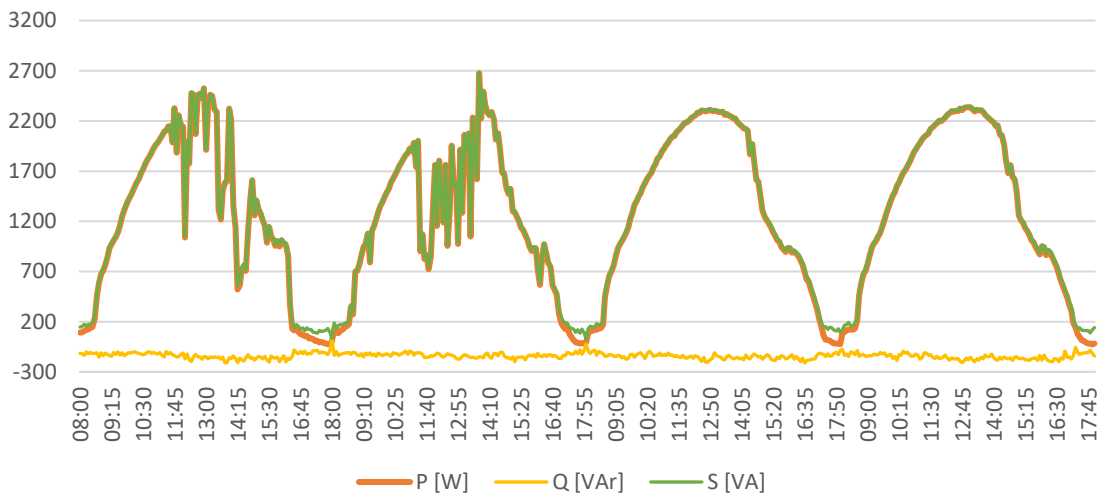


Figura 29 – Potências ativa, reativa e aparente em função do tempo para Meleiro – SC.

Primeiramente, é possível perceber que ambos os gráficos apresentam curvas que crescem e depois decrescem ao longo do dia, mas também tem alguns pontos que essa curva apresenta altos e baixos em diversos horários do dia, isso caracteriza um dia de chuva ou muito nublado, onde a irradiância varia muito devido à presença das nuvens.

Para o sistema fotovoltaico de Turvo – SC, o valor da potência reativa se mantém próximo a 250 Var capacitivo, e para o sistema fotovoltaico de Meleiro – SC, o valor é aproximadamente 150 Var indutivo. Partindo dessa análise várias discussões foram levantadas, buscando entender principalmente o comportamento da potência reativa.

Para ambos os casos, a função da potência reativa é a mesma, nivelar a tensão da rede novamente para o padrão normal. A injeção de energia elétrica na rede a partir de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída contribui para aumentar os níveis de tensão da rede, dessa forma, a injeção controlada de potência reativa contribui para reduzir os níveis de tensão da rede e estabilizar a mesma nos valores de referência.

Além disso, a injeção de potência reativa, indutiva ou capacitiva, é controlada a partir do fator de potência do inversor. Esse controle pode ser realizado a partir da parametrização do FP via *software*. Os valores de FP em função da potência relativa e da potência nominal são originalmente parametrizados pelo fabricante do inversor. A Figura 7 mostra como o FP do inversor pode se comportar em função do nível de carregamento, e com isso é possível realizar a injeção de potência reativa conforme a necessidade.

Espera-se que em um futuro próximo, o valor e a natureza da potência reativa injetada na rede possa ser controlada remotamente pelas concessionárias, fazendo os ajustes necessário para manter a estabilidade da rede em conformidade com os valores padrão e estabelecidos em normas técnicas.

O controle da potência reativa necessária para estabilizar a tensão da rede é realizado a partir de níveis de carregamento do inversor de 20 %, através da parametrização do FP. Existem capacitores e/ou indutores dentro do sistema do inversor responsável pela produção de potência reativa a qualquer hora do dia.

Além disso, a SMA possui uma nota comentando sobre o fornecimento de potência reativa dos seus inversores durante a noite, visto que, quando as primeiras plantas de geração centralizada de energia solar fotovoltaica começaram a operar, as mesmas precisavam de uma planta adicional para realizar a compensação de energia reativa, o que tornava a geração de energia elétrica onerosa. Dessa forma, foi englobado na eletrônica embarca dos inversores, capacitores e/ou indutores utilizados para fornecer essa demanda de reativo, inclusive durante a noite, não sendo mais necessário ter gastos adicionais com as plantas de compensação (SMA, 2013).

Procurando trazer essa informação para os sistemas analisados nesse TCC, gerou-se as Figuras 30 e 31, mostrando como se comporta apenas a potência reativa durante todo o período de coleta de dados e o que se pode observar é que, mesmo nas horas que não existe geração de energia elétrica pelos sistemas fotovoltaicos, existe fornecimento de potência reativa, onde inclusive o sistema FV de Meleiro – SC torna-se capacitivo.

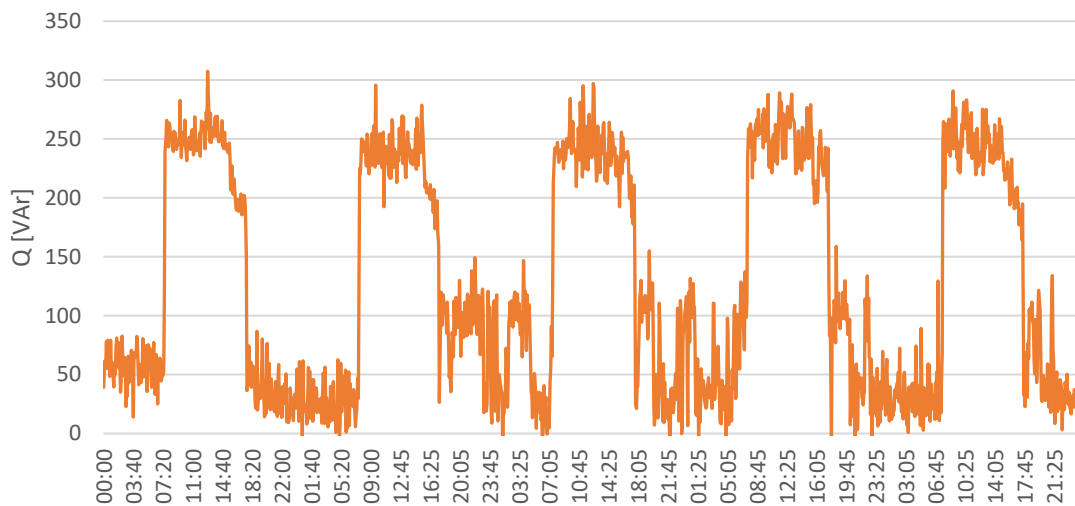


Figura 30 – Potência reativa em função do tempo para Turvo – SC.



Figura 31 – Potência reativa em função do tempo para Meleiro – SC.

#### 4.5 Perfil de consumo

O perfil de consumo das cargas foi analisado apenas para a unidade prosumidora residencial de Turvo – SC, buscando verificar o comportamento das potências ativa, reativa e aparente e também do FP. A Figura 32 mostra o comportamento dessas variáveis no dia 29/06/2017, um dia considerado normal e que o sistema FV estava em operação normal. Já a Figura 33 apresenta a disposição das variáveis no dia 30/06/2017 onde o sistema de geração de energia elétrica estava deliberadamente e intencionalmente desconectado da rede elétrica.

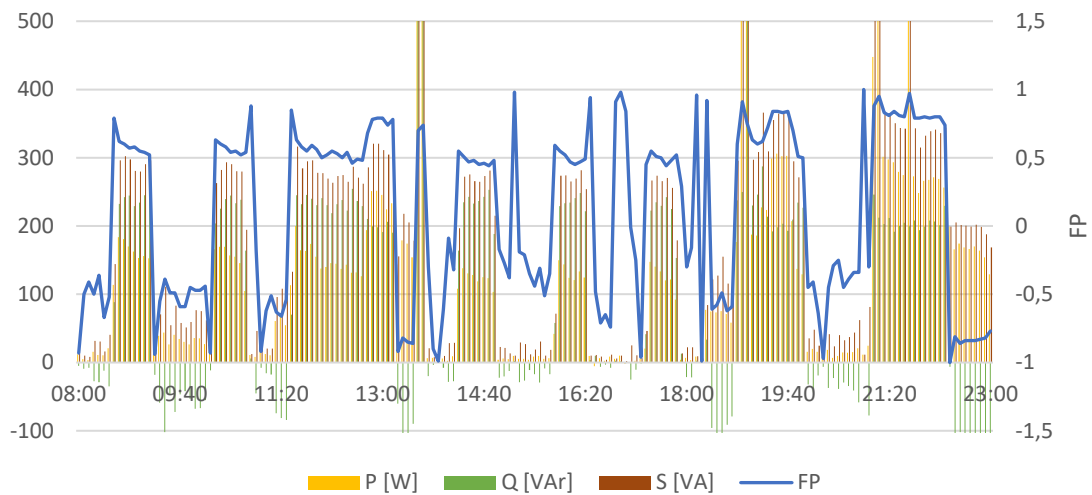


Figura 32 – Perfil de consumo das cargas para o dia 29/06/2017.

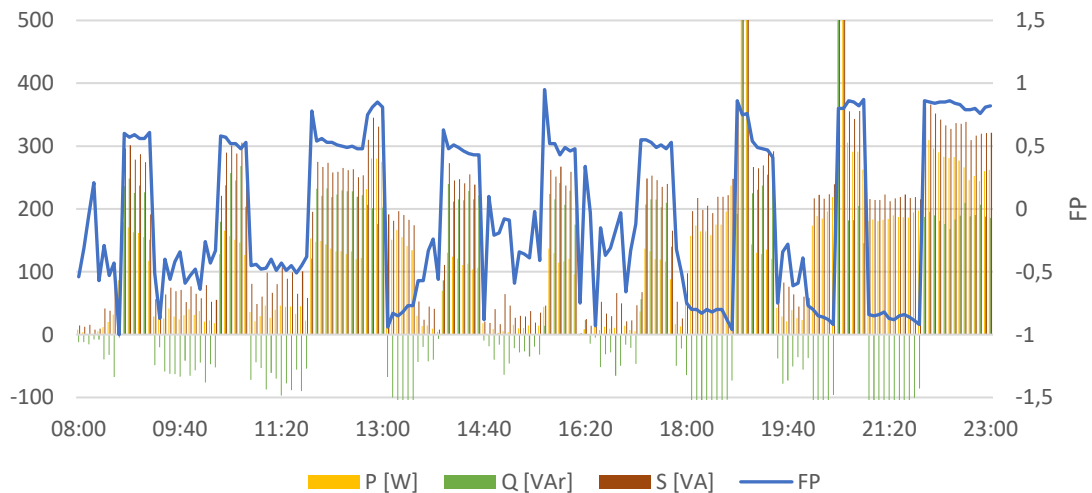


Figura 33 – Perfil de consumo das cargas para o dia 30/06/2017.

Os picos que os gráficos apresentam foram cortados para possibilitar uma melhor visualização das outras variáveis da figura, entretanto, os valores se aproximavam de 5000 VA, devido a utilização do chuveiro.

Já os picos regulares que variam entre 100 e 200 W caracteriza o ligar e desligar do compressor do refrigerador. E, como já era de se esperar, os valores se elevam no período noturno onde as residências apresentam maior demanda de energia elétrica.

Comparando as figuras com o intuito de analisar a influência do sistema de geração de energia nas cargas, não se obteve grande diferença, o que mostra que dessa forma não é possível saber se a energia elétrica demandada pelas cargas foi consumida através do SFCR ou da rede de distribuição.

Como a potência ativa [W] é a principal unidade encontrada nos equipamentos residências, as Figuras 34 e 35 mostram como ela varia ao longo dos dois dias analisados.

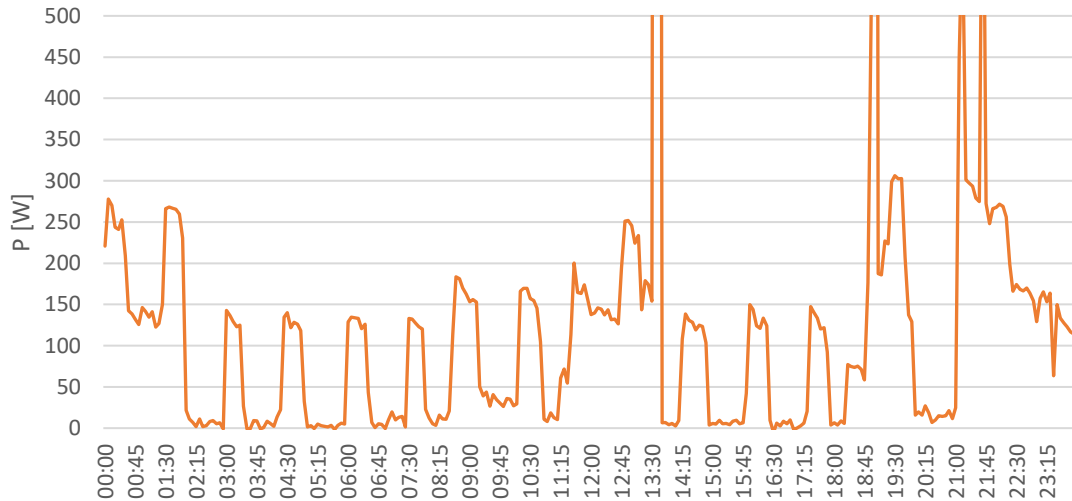


Figura 34 – Potência ativa consumida no dia 29/06/2017.

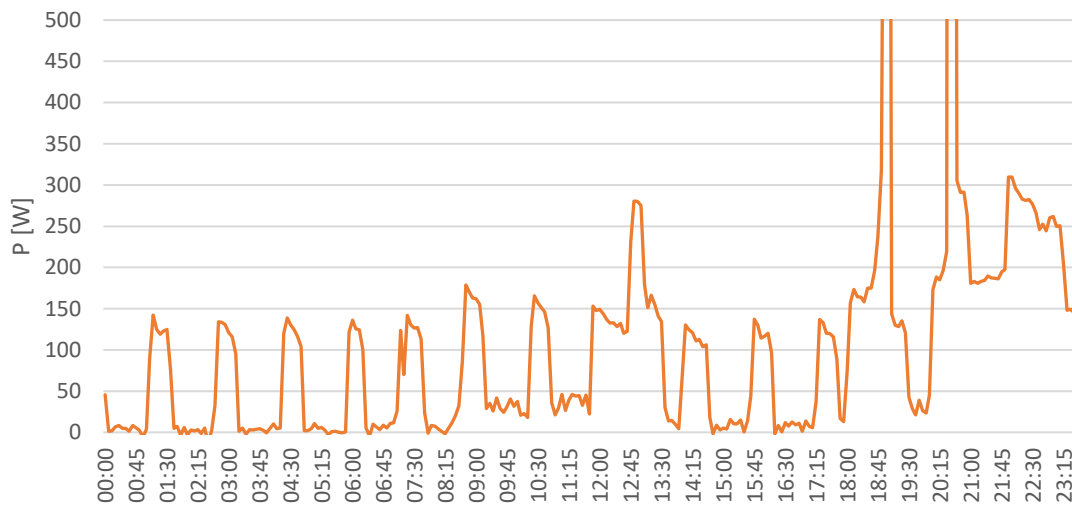


Figura 35 – Potência ativa consumida no dia 30/06/2017.

Através das figuras é possível notar que a residência demanda uma quantidade de potência ativa que varia entre 100 e 400 W, exceto nos picos de utilização do chuveiro.



## 5 CONCLUSÃO

O presente Trabalho de Conclusão de Curso analisou a qualidade da energia elétrica entregue por sistemas fotovoltaicos conectados à rede em duas unidades prosumidoras residenciais, sendo uma localizada na cidade de Turvo – SC e outra na cidade de Meleiro – SC.

O SFCR de Turvo – SC possui 5 módulos fotovoltaicos totalizando 1,25 kWp e um inversor da PHB Solar modelo 1500 – SS. Já o SFCR de Meleiro – SC, possui 16 módulos fotovoltaicos dispostos em 2 *strings* totalizando 4,16 kWp e com inversor da fabricante ABB modelo UNO – 3.6 – TL – OUTD. Ambos os sistemas FV estão conectados à rede da CERSUL.

Para a coleta de dados foi utilizado o analisador de qualidade da energia elétrica do fabricante IMS, modelo PowerNet P-600, acoplado na saída do inversor. O analisador coletou dados de tensão, corrente, potência ativa, potência reativa e potência aparente, componentes harmônicas e fator de potência em um intervalo de 5 minutos. Todos os dados foram transferidos para o computador e convertidos em arquivos no formato .CSV.

Os resultados mostraram uma  $THD_v$  de 5,5 % com um desvio padrão menor que 1 para ambos os sistemas FV, mostrando que as redes de distribuição não apresentam oscilação significativa.

Sobre a  $THD_i$  foi possível observar a forte relação dessa variável com a irradiância que incide sobre os módulos fotovoltaicos e, por consequência, com o percentual de carregamento do inversor. O comportamento da  $THD_i$  em ambos os sistemas FV obteve crescimento conforme a potência relativa se afasta da potência nominal do inversor.

Procurando extrapolar os valores de  $THD_i$  para o nível de 100 % de carregamento do inversor, curvas de tendência foram ajustadas às medições, resultando em uma  $THD_i$  menor que 5 % nessa condição para os dois SFCR.

Os resultados apresentaram que para ambos os sistemas, independente da potência relativa, a quinta harmônica é a que apresenta índices mais elevados de  $IHD_i$ , sendo que esse comportamento está diretamente ligado à topologia do inversor.

O fator de potência pode ser calculado através da razão entre potência aparente e potência ativa, portanto qualquer variação que ocorra em uma dessas variáveis vai influenciar diretamente o FP. Ainda, se ocorrer variação da potência ativa, significa que o sistema FV está recebendo mais ou menos irradiação e portanto a potência relativa também vai ser alterada, dessa forma o FP acompanha essas variações, e na medida que a potência ativa se aproxima da potência nominal do inversor, mais próximo da unidade o FP tende a permanecer. Esse

comportamento é comum para todas as topologias de inversores devido a essa relação de potências.

Dentre todas as análises feitas, a variável que se destacou foi a potência reativa. Cada inversor tem a sua particularidade, e, pelo fato de eles serem parametrizados pelos fabricantes, somente com medições ou acesso ao *software* que realiza o controle do equipamento é possível saber ou modificar a natureza da potência reativa que é injetada na rede, entretanto, todos eles devem seguir e respeitar as normas técnicas para que possam ser utilizados em SFCR. Além disso, existe a necessidade de injeção de potência reativa na rede para controlar os níveis de tensão que variam devido a presença do sistema FV, e para isso, os inversores possuem capacitores e/ou indutores que fornecem a quantidade de potência reativa que a rede de distribuição demanda, inclusive durante a noite, quando o sistema FV não está gerando energia elétrica.

Considerando que essas análises foram realizadas em sistemas FV em operação, sujeitos a diversos intempéries e com flutuação de variáveis, ambos os SFCR fornecem energia elétrica de qualidade dentro do que regem as normas.

Também foram realizadas medições de perfil de consumo das cargas presentes apenas na unidade prosumidora de Turvo – SC, com o objetivo de verificar a influência do SFCR sobre as mesmas. Com isso, percebeu-se que o sistema FV não exerce influência sobre o consumo das cargas, ou seja, o perfil permaneceu semelhante com ou sem a geração de energia elétrica proveniente do sistema fotovoltaico, não sendo possível verificar se as cargas estavam consumindo energia elétrica da rede ou do sistema FV.

A utilização de SFCR está apresentando um crescimento acentuado no Brasil, cada vez mais é possível verificar que, principalmente unidades consumidoras residenciais, vem aderindo a essa tecnologia, seja com a intenção de diminuir o valor da fatura de energia elétrica ou pelo fato de simpatizar com a tecnologia que vem trazendo um viés de sustentabilidade para as residências. Dessa forma, estudos que procuram entender como se comportam esses sistemas e qual o seu impacto na rede de distribuição, vem se tornando indispensáveis, visto que, em pouco tempo ter um SFCR passará a ser comum e as concessionárias de energia precisam estar preparadas para lidar com essas mudanças.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABB. **Datasheet.** Disponível em: <[https://library.e.abb.com/public/74f64b12e9d74d8682d242a95cf3f73e/UNO-2.0-3.0-3.6-4.2\\_BCD.00613\\_EN\\_RevH.pdf](https://library.e.abb.com/public/74f64b12e9d74d8682d242a95cf3f73e/UNO-2.0-3.0-3.6-4.2_BCD.00613_EN_RevH.pdf)> Acessado em: Setembro de 2017.

ABGD. **Associação Brasileira de Geração Distribuída.** Disponível em: <<https://www.geracaodistribuida.org/copia-mapa-do-mercado2>> Acessado em: Agosto de 2017.

ACHÃO, C. C. L. **Análise da estrutura de consumo de energia pelo setor residencial brasileiro.** 2003. 122 f. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

AFONSO et. al. Qualidade de energia eléctrica. In: **III Congresso Luso-Moçambicano de Engenharia – Engenharia e Inovação para o Desenvolvimento.** 219-231 p. Maputo, Moçambique, 2003.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa 482 de 17 de Abril de 2012.** 2012.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa 687 de 24 de Novembro de 2015.** 2015.

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 16149:** Sistemas Fotovoltaicos – Características da Interface de Conexão com a Rede Elétrica de Distribuição. Rio de Janeiro, 2013.

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 16150:** Sistemas Fotovoltaicos – Características da Interface de Conexão com a Rede Elétrica de Distribuição – Procedimento de Ensaio de Conformidade. Rio de Janeiro, 2013.

BEN. **Balanco Energético Nacional.** Disponível em: <[https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final\\_2017\\_Web.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2017_Web.pdf)> Acessado em: Agosto de 2017.

CADERNOS TEMÁTICOS ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuída – Sistema de Compensação de Energia Elétrica.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>> Acessado em: Agosto de 2017.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Expansão da geração: 2º Leilão de energia de reserva de 2015.** Participação dos empreendimentos solares fotovoltaicos: Visão geral. Brasil. 2016.

GALDINO M. A., PINHO J. T. **Manual de Engenharia para sistemas fotovoltaicos.** CEPEL – CRESESB, Rio de Janeiro, 2014.

GALHARDO M. A. B, PINHO J. T. Avaliação da qualidade da energia fornecida por sistemas renováveis isolados de pequeno porte. In: **V Encontro de Energia no Meio Rural e Geração Distribuída – AGRENER GD**, 2004.

GHISI E. et. al. *Electricity end-uses in the residencial sector of Brazil*. *Elsevier – Energy Policy*. 35 v. 4107-4120 p. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421507000559>> Acessado em: Agosto de 2017.

IMS POWERNET P-600. *Datasheet*. Disponível em: <[http://www.ims.ind.br/Uploads/Produto/2fa948ef-b853-4d87-801a-84c281c88ec4PowerNET\\_P600\\_G4\\_Cat%C3%A1logo\\_P.pdf](http://www.ims.ind.br/Uploads/Produto/2fa948ef-b853-4d87-801a-84c281c88ec4PowerNET_P600_G4_Cat%C3%A1logo_P.pdf)> Acessado em: Novembro de 2017.

INEP. Instituto de Eletrônica de Potência. **Harmônicas em sistemas industriais de baixa tensão**. Departamento de Engenharia Elétrica – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2011.

JUNIOR J. U. **Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análises dos parâmetros que possam afetar a conectividade**. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil (PPGEC), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

JUNIOR J. U., RÜTHER R. Qualidade da energia elétrica e o funcionamento de inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. **Revista Brasileira de Energia Solar**. Ano 2. II v. Número 1. 17-28 p. Julho de 2011.

KEREKES T. et al. *A new high-efficiency single-phase transformerless PV inverter topology*. *IEE Transactions on Industrial Electronics*. 58 v. Número 1. Janeiro de 2011.

KRENZINGER A., RAMPINELLI G. A. Estudo da qualidade da energia elétrica injetada à rede por inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos. *Avances em Energías Renovables y Medio Ambiente*. 15 v. Argentina, 2011.

NASCIMENTO M. A. P. **Avaliação de qualidade de energia de um sistema fotovoltaico numa rede elétrica**. Dissertação (Mestrado) – Departamento de Engenharia de Sistemas de potência e Automação, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2013.

PEREIRA E. B. et. al. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos, 2006.

PERIN A. L. **Análise da influência de diferentes estratégias de arrefecimento no desempenho e durabilidade de inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica (PROMEC), Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

PHB SOLAR. *Datasheet*. Disponível em: <<http://www.phb.com.br/PDFs/Produtos/Solar/Inversores/Inversores%20PHB.pdf>> Acessado em: Agosto de 2017.

PUFAL R. A. **Modelagem de cargas não lineares e rede de energia elétrica para simulação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.** Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2012.

RAMPINELLI G. A. et. al. Ensaio de inversores para conexão à rede: fator de potência e distorção harmônica. In: **II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Regional Latino-Americana da ISES.** Florianópolis, Novembro de 2008.

RODRÍGUEZ C. R. C. **Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede.** Dissertação (Mestrado) – Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

SILVA L. C. E. **Efeitos das distorções harmônicas (tensões e correntes) e desequilíbrio (tensões) em medidores eletrônicos trifásicos de energia elétrica ativa.** Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2008.

SMA. *Why reactive power is importante.* 2009. Disponível em: <<http://www.sma.de/en/partners/knowledgebase/sma-shifts-the-phase.html>> Acessado em: Agosto de 2017.

SMA. *Profitable night shift.* 2013. Disponível em: <<https://www.sma.de/en/partners/knowledgebase/profitable-night-shift-for-inverters.html>> Acessado em: Setembro de 2017.

SMA. *Q at night.* 2014. Disponível em: <[http://www.sma-america.com/fileadmin/content/www.sma-america.com/Partners/Images/Knowledgebase/Q\\_at\\_night/Q%40NIGHTWP-UUS134511P.pdf](http://www.sma-america.com/fileadmin/content/www.sma-america.com/Partners/Images/Knowledgebase/Q_at_night/Q%40NIGHTWP-UUS134511P.pdf)> Acessado em: Agosto de 2017.

SOUZA M. E. M. **Inserção de microgeração distribuída nas redes de baixa tensão: implantação de telhados solares – estudo de caso real.** Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2014.

SOUZA A. C. **Análise dos impactos da geração distribuída por fonte solar fotovoltaica na qualidade da energia elétrica.** Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2016.

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente à Deus por me iluminar durante toda essa caminhada, por me permitir ter força e dedicação nas horas que nem eu mesma achei que pudesse conseguir.

Quero agradecer a todos da minha família que direta ou indiretamente me ajudaram durante esses cinco anos, me apoiando e incentivando. Em especial aos meus avós Zeferino, Olga, Lindolfo e Lurdes que oraram muito por mim.

Agradeço também aos meus pais Maroa e Gerson, sem vocês essa conquista não seria possível, obrigada por absolutamente tudo. A vocês dedico esse TCC. Obrigada também aos meus irmãos Luís Henrique e Lucas que tiveram que abdicar de algumas comodidades para que eu pudesse concluir a graduação.

Não poderia deixar de agradecer ao meu namorado Felipe que foi imensamente paciente, atencioso, me dando total suporte para enfrentar todas as dificuldades que um curso de engenharia apresenta e por se tornar minha fortaleza, meu refúgio quando sentia saudades de casa. Obrigada por me segurar firme, almejando junto comigo voos mais altos.

Aos amigos gostaria de deixar um agradecimento muito especial. Foram diversas amizades feitas durante essa trajetória que tornaram meus dias mais alegres e divertidos. À família 2013.1 que desde o início foi unida se transformando aos poucos na família que acompanhava cada pequena conquista individual e que tem um lugar bem guardado no meu coração.

Gostaria de agradecer ao meu orientador Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli por toda a atenção e o amparo necessário nessa fase tão importante da graduação, pelo conhecimento transmitido e pelo exemplo de profissional, sempre muito dedicado à sua profissão. Obrigada por todo o apoio e conselhos nessa reta final.

Agradeço ao Prof. Dr. Luciano Lopes Pfitscher pelo empréstimo do analisador de qualidade de energia elétrica para a coleta de dados.

Também gostaria de deixar meu agradecimento em dobro a Msc. Leticia Toreti Scarabelot primeiramente pela oportunidade de fazer estágio na LEnergy, por toda a paciência que teve comigo durante esses meses, não medindo esforços para que eu pudesse ter o máximo de aprendizado e pela ajuda e conselhos sobre o dilema do pós-formada. E segundo, por me permitir utilizar os dados coletados para a sua tese de doutorado no meu TCC, sem isso não seria possível ter concluído essa etapa com excelência.

Finalmente, deixo meus agradecimentos a Universidade Federal de Santa Catarina pela oportunidade de me tornar Engenheira de Energia em uma das melhores universidades do país.