

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
CAMPUS LONDRINA  
CURSO DE ENGENHARIA AMBIENTAL

RODRIGO SALTON RIBEIRETE

**ESTUDO DA IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO EM  
UMA UNIDADE DE BAIXA TENSÃO NO MUNICÍPIO DE IBIPORÃ-PR**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

LONDRINA

2020

RODRIGO SALTON RIBEIRETE

**ESTUDO DA IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO EM  
UMA UNIDADE DE BAIXA TENSÃO NO MUNICÍPIO DE IBIPORÃ-PR**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à disciplina Trabalho de Conclusão de Curso 2, do Curso Superior de Engenharia Ambiental e Sanitária da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Câmpus Londrina.

Orientador: Prof. Dr. Aulus R. R. Bineli

LONDRINA

2020

## TERMO DE APROVAÇÃO

### TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO - TCC

#### ESTUDO DA IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO EM UMA UNIDADE DE BAIXA TENSÃO NO MUNICÍPIO DE IBIPORÃ-PR

Por

Rodrigo Salton Ribeirete

Monografia apresentada às 11 horas do dia 30 de novembro de 2020 como requisito parcial, para conclusão do Curso de Engenharia Ambiental da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Câmpus Londrina. O candidato foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação e conferidas, bem como achadas conforme, as alterações indicadas pela Banca Examinadora, o trabalho de conclusão de curso foi considerado APROVADO.

Banca examinadora:

Prof. Alexandre Sordi	Membro
Prof. Roger Nabeyama Michels	Membro
Prof. Aulus Roberto Romão Bineli	Orientador
Prof. Orlando de Carvalho Júnior	Professor(a) responsável TCCII

Dedico este trabalho à minha família.

## **AGRADECIMENTOS**

Certamente estes parágrafos não irão atender a todas as pessoas que fizeram parte dessa importante fase de minha vida. Portanto, desde já peço desculpas àquelas que não estão presentes entre essas palavras, mas elas podem estar certas que fazem parte do meu pensamento e de minha gratidão.

Agradeço ao meu orientador Prof. Dr. Aulus R. R. Bineli, pela sabedoria com que me guiou nesta trajetória.

Aos meus colegas de sala.

À Secretaria do Curso, pela cooperação.

Gostaria de deixar registrado também, o meu reconhecimento à minha família, pois acredito que sem o apoio deles seria muito difícil vencer esse desafio.

Enfim, a todos os que por algum motivo contribuíram para a realização desta pesquisa.

## RESUMO

Este trabalho trata de um estudo voltado para a implantação de um sistema fotovoltaico em uma unidade de baixa tensão no município de Ibiporã-PR com auxílio do *software PVsyst* para dimensionamento do sistema e comparando com a metodologia teórica e bibliografias. A importância desta pesquisa está em mostrar como a utilização de energia fotovoltaica pode ser implementada para unidades de baixa tensão, uma vez que o sistema entra como tendência em edificações devido ao custo benefício envolvido no processo. Outro aspecto foi apresentar um estudo inicial de implementação do sistema, através do dimensionamento de módulos, emissão de CO<sub>2</sub> e análise de *payback* simples, principal item para atrativo de investimento no sistema. Em síntese, trata-se de um método de produção de energia sustentável, trazendo vantagens ambientais e energéticas. Assim, o trabalho buscou resolver a problemática de responder se a implementação de módulos fotovoltaicos traz custo benefício quando empregado em unidades de baixa tensão através do seu dimensionamento. Para isso, o trabalho teve como objetivo geral analisar a implementação do sistema fotovoltaico para unidade de baixa tensão em busca de apontar o melhor custo benefício para o fornecedor e consumidor. Para se atingir os objetivos dessa pesquisa, foi utilizado um estudo de caso em um centro de eventos localizado na cidade de Ibiporã, onde os módulos foram realmente instalados. O trabalho concluiu que, tanto o método teórico quanto o método computacional apresentam resultados similares, no entanto, devem ser analisados para melhor aproveitamento do sistema a distribuição no telhado, potência dos equipamentos e quantidade total de módulos. Para estes fatores, o *software* apresentou melhores resultados, onde se conseguiu realizar uma análise de sombreamento e disposição das placas fotovoltaicas.

**Palavras-chave:** Energia Solar. Emissão evitada de CO<sub>2</sub>. *Payback* simples.

## ABSTRACT

This project dealt with a study aimed at the implementation of a photovoltaic system in a low voltage unit in the municipality of Ibiporã-PR with the aid of the PVsyst software for dimensioning the system and comparing it with the theoretical methodology and bibliographies. The importance of this research is to show how the use of photovoltaic energy can be implemented for low voltage units, since the system is a trend in buildings due to the cost benefit involved in the process. Another aspect was to present an initial study of the system's implementation, through the dimensioning of modules, CO<sub>2</sub> emission and simple payback analysis, the main item for attracting investment in the system. This analysis seeks to illustrate the main processes for choosing and implementing the photovoltaic system. Thus, the work sought to solve the problem of answering whether the implementation of photovoltaic modules brings cost benefit when used in low voltage units through their design. For this, the work had as general objective to analyze the implementation of the photovoltaic system for low voltage unit in search of pointing the best cost benefit for the supplier and consumer. To achieve the objectives of this research, a case study was used in an event center located in the city of Ibiporã, where the modules were actually installed. The project concluded that, both the theoretical method and the computational method present similar results, however, the distribution on the roof, the power of the equipment and the total number of modules must be analyzed for better use of the system. For these factors, the software presented better results, where it was possible to carry out an analysis according to the analysis of shading and layout of the photovoltaic.

**Keywords:** Solar Energy. Avoided CO<sub>2</sub> emissions. Simple payback.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

<b>FIGURA 1</b> – POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA.....	18
<b>FIGURA 2</b> – POTÊNCIA MUNDIAL INSTALADA DE 2000 A 2012 .....	19
<b>FIGURA 3</b> – PRODUÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS NO MUNDO.....	20
<b>FIGURA 4</b> – SISTEMA CONECTADO À REDE.....	21
<b>FIGURA 5</b> – COMPONENTES PARA SFCR .....	22
<b>FIGURA 6</b> – COMPONENTES SISTEMA SFI .....	23
<b>FIGURA 7</b> – CAPACIDADE INSTALADA EM GWP DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	27
<b>FIGURA 8</b> – MÉDIA DE POTENCIAL DE RADIAÇÃO SOLAR ANUAL NO BRASIL	29
<b>FIGURA 9</b> – RADIAÇÃO SOLAR MÉDIA NO PLANO INCLINADO ANUAL NO BRASIL	30
<b>FIGURA 10</b> – LOCALIZAÇÃO DO OBJETO DE ESTUDO .....	36
<b>FIGURA 11</b> – SELEÇÃO DA SEÇÃO INICIAL.....	42
<b>FIGURA 12</b> – SELEÇÃO DO SISTEMA ON-GRID .....	43
<b>FIGURA 13</b> – INDICAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO PARA IBIPORÃ-PR .....	43
<b>FIGURA 14</b> – INDICAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO PARA IBIPORÃ-PR .....	44
<b>FIGURA 15</b> – VALORES DE LATITUDE E LONGITUDE EXTRAÍDOS DO GOOGLE MAPS .....	46
<b>FIGURA 16</b> – INSERÇÃO DAS COORDENADAS GEOGRÁFICAS .....	47
<b>FIGURA 17</b> – SELEÇÃO DA LOCALIDADE PRÓXIMA.....	47
<b>FIGURA 18</b> – GRÁFICO DA IRRADIAÇÃO SOLAR NO PLANO HORIZONTAL POR MÊS .....	47
<b>FIGURA 19</b> – VALOR DE HSP UTILIZADO COMO REFERÊNCIA .....	48
<b>FIGURA 20</b> – SIMULADOR SOLAR PELA BONO FOTOVOLTAICA.....	52
<b>FIGURA 21</b> – CONSUMO MÉDIO MENSAL DA SIMULAÇÃO.....	53
<b>FIGURA 22</b> – RESULTADO FINANCEIRO DA SIMULAÇÃO DO SISTEMA.....	53
<b>FIGURA 23</b> – SELEÇÃO DE PROJECT DESIGN PARA INICIAR O PROJETO .....	55
<b>FIGURA 24</b> – SELEÇÃO DO ITEM GRID-CONNECTED .....	55
<b>FIGURA 25</b> – ESCOLHA DA LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA DO ESTUDO .....	56
<b>FIGURA 26</b> – DADOS UTILIZADOS PARA O PROJETO.....	56

<b>FIGURA 27 – INFORMAÇÕES DO NEAR SHADING PARA INICIO DA SIMULAÇÃO DAS PLACAS.....</b>	<b>57</b>
<b>FIGURA 28 – DESENHO IMPORTADO NA SIMULAÇÃO .....</b>	<b>58</b>
<b>FIGURA 29 – DESENHO IMPORTADO NA SIMULAÇÃO .....</b>	<b>58</b>
<b>FIGURA 30 – DESENHO DAS LINHAS E DIMENSÕES DESEJADAS PARA AS PLACAS .....</b>	<b>59</b>
<b>FIGURA 31 – MODELO PRONTO PARA SIMULAÇÃO DAS PLACAS E INVERSOR.....</b>	<b>60</b>
<b>FIGURA 32 – SELEÇÃO DO ITEM SYSTEM .....</b>	<b>60</b>
<b>FIGURA 33 – DEFINIÇÃO DOS MÓDULOS .....</b>	<b>61</b>
<b>FIGURA 34 – COMPATIBILIZAÇÃO DOS MÓDULOS NO DESENHO .....</b>	<b>62</b>
<b>FIGURA 35 – COMPATIBILIZAÇÃO DOS MÓDULOS NO DESENHO .....</b>	<b>62</b>
<b>FIGURA 36 – LUZ LIVRE DIÁRIA AO LONGO DO ANO .....</b>	<b>63</b>
<b>FIGURA 37 – ÁREAS SOCIAIS DO OBJETO DE ESTUDO DO ESTUDO DE CASO 72</b>	
<b>FIGURA 38 – ÁREA DE TELHADO DISPONÍVEL E IMPLANTAÇÃO.....</b>	<b>75</b>

## LISTA DE QUADROS

<b>QUADRO 1 – FATOR MÉDIO MENSAL DE EMISSÃO DE CARBONO.....</b>	<b>51</b>
---	-----------

## LISTA DE TABELAS

<b>TABELA 1 – EFICIÊNCIA DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS.....</b>	<b>28</b>
<b>TABELA 2 – VALORES DOS FATORES MÉDIOS DE EMISSÕES (tCO<sub>2</sub>/MWh).....</b>	<b>33</b>
<b>TABELA 3 – ESTUDO DE PAYBACK SIMPLES PARA O SISTEMA FOTOVOLTAICO .....</b>	<b>54</b>

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CIMGC	Comissão Interministerial de Mudanças Globais de Clima
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fator de Consumo
HSP	Horas de Sol Pico
I	Irradiação Solar
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MCTIC	Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações
MME	Ministério de Minas e Energia
NBR	Norma Brasileira
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SIN	Sistema Interligado Nacional
TIC	Tecnologias da Informação e Comunicação

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>14</b>
<b>2</b>	<b>OBJETIVOS .....</b>	<b>16</b>
2.1	OBJETIVO GERAL.....	16
2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	16
<b>3</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO .....</b>	<b>17</b>
3.1	BREVE HISTÓRICO.....	18
3.2	TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....	20
3.2.1	Sistema SFCR ou on-grid.....	211
3.2.2	Sistema SFI ou off-grid .....	22
3.3	RESOLUÇÕES.....	23
3.3.1	Resolução 687/2015.....	23
3.3.2	Resolução 482/2012.....	24
3.4	MERCADO ATUAL.....	26
3.4.1	Mundo.....	26
3.4.2	Brasil.....	27
3.5	ASPECTOS AMBIENTAIS.....	30
3.5.1	Emissão de Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> ) .....	31
3.6	PAYBACK.....	33
3.7	CONSIDERAÇÕES PARA DIMENSIONAMENTO .....	34
<b>4</b>	<b>MATERIAIS DE MÉTODOS .....</b>	<b>36</b>
4.1	LOCAL DO ESTUDO .....	36
4.2	MÉTODOS .....	37
4.3	DIMENSIONAMENTO .....	38
4.3.1	Dimensionamento do sistema pelo método teórico .....	38
4.3.2	Dimensionamento do sistema pelo software PVsyst .....	41
<b>5</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>	<b>45</b>
5.1	MÉTODO TEÓRICO.....	45

5.1.1	Levantamento do consumo de energia da edificação.....	45
5.1.2	Levantamento dos dados solarimétricos e definição do HSP.....	46
5.1.3	Cálculo da potência total necessária para os painéis solares .....	48
5.1.4	Quantificação dos painéis e novo cálculo da potência .....	49
5.1.5	Seleção do inversor .....	50
5.1.6	Levantamento da emissão evitada de CO <sub>2</sub> .....	51
5.1.7	Payback simples.....	52
5.2	SOFTWARE PV <sub>SYST</sub> .....	54
5.3	COMPARATIVO ENTRE MÉTODO TEÓRICO E PELO SOFTWARE PV <sub>SYST</sub> 63	
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>65</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>66</b>
	<b>APÊNDICE A – ÁREAS SOCIAIS DO EMPREENDIMENTO .....</b>	<b>71</b>
	<b>APÊNDICE B – ÁREA DE TELHADO DISPONÍVEL E IMPLANTAÇÃO.....</b>	<b>73</b>
	<b>ANEXO A – CONTA DE ENERGIA DO OBJETO DE ESTUDO .....</b>	<b>76</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A energia proveniente de usinas hidrelétricas corresponde ao aproveitamento da água dos rios para a movimentação das turbinas geradoras de eletricidade. No Brasil, essa é a principal fonte de energia elétrica, sendo responsável por quase 65% da matriz elétrica (MAFRA, 2017).

As atividades envolvidas na construção das usinas resultam em desmatamentos, erosão do solo, poluição dos cursos de água, extinção de espécies, lançamento de gases tóxicos para a atmosfera, dentre outros impactos (ALVES, 2016).

Com isso, a utilização de energia renovável proveniente de placas fotovoltaicas surge como uma solução para o setor. Ressalta-se que a utilização dessa fonte em países desenvolvidos possui valor significativo do número de sistemas de energia fotovoltaica já instalados. Entretanto, no Brasil, até junho de 2018 o setor possuía, apenas, 30.686 sistemas fotovoltaicos em utilização. As previsões apontam que, em 2024, o Brasil terá aproximadamente 887.000 sistemas de energia solar *on grid* instalados pelo território brasileiro (COLAFERRO, 2018).

A grande quantidade de radiação solar que o país recebe durante todo o ano, faz com que a utilização da energia fotovoltaica seja uma alternativa interessante para auxiliar na demanda da população. A produção de energia junto ao consumidor final pode apresentar diversas economias para o setor como, por exemplo, a redução de gastos quanto à transmissão e distribuição de energia elétrica. Além disso, pode apresentar uma menor perda de energia, que ocorre também nesses dois processos (SÁ, 2016).

O grande diferencial do sistema é a possibilidade de isenção de praticamente toda tarifa cobrada pela concessionária de energia, e isso acontece, por meio de regras de geração própria de energia. Estima-se economias de até 95% na conta de luz com a utilização dos painéis fotovoltaicos (FONTES, 2018).

Assim, o trabalho propõe um estudo voltado para a implantação de um sistema fotovoltaico em uma unidade de baixa tensão no município de Ibiporã-PR com auxílio do *software PVsyst* para dimensionamento do sistema.

A importância desta pesquisa está em mostrar como a utilização de energia fotovoltaica pode ser implementada para unidades de baixa tensão, uma vez que o

sistema entre como tendência em edificações devido ao custo benefício característico do processo.

Esse fator pode ser atribuído ao fato que o sistema fotovoltaico quando instalado em uma rede de baixa tensão é de fácil instalação, possui um custo baixo de implantação, requer pouca manutenção e apresenta um baixo impacto ambiental (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA; CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO, 2014).

Isso surge uma vez que a geração de energia elétrica no Brasil ainda depende de recursos hídricos. Dessa forma, busca-se por segurança energética e diversificação da matriz de geração do país (TIEPOLO; URBANETZ; CANCIGLIERI JÚNIOR, 2013).

Uma vez que a necessidade de soluções energéticas demanda uma solução a curto prazo, o emprego do sistema fotovoltaico passa a ser bem visto por ser um recurso inesgotável, onde o custo do kWh é menor que os apresentados por termoelétricas (VILLALVA; GRADELLA; GAZOLI, 2015).

Dessa forma, este trabalho é relevante, pois contribui para a disseminação de informações referentes a utilização do sistema fotovoltaico em unidades de baixa tensão, do qual contribui para suprir a demanda energética do país com uma solução que possui baixo impacto ambiental.

O trabalho servirá como fonte de pesquisas futuras para a comunidade acadêmica uma vez que irá dispor as etapas para dimensionamento de um sistema fotovoltaico junto a unidades de baixa tensão, bem como apresentar a análise crítica dos resultados obtidos a fim de ilustrar a viabilidade financeira da utilização dos módulos de energia solar.

## 2 OBJETIVOS

### 2.1 OBJETIVO GERAL

Analisar a implementação do sistema fotovoltaico para unidade de baixa tensão em busca de apontar o melhor custo benefício para o consumidor.

### 2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Dimensionar um sistema fotovoltaico para uma unidade de baixa tensão localizado na cidade de Iporã-PR por meio da utilização do *software PVsyst* e modelo teórico;
- Analisar a viabilidade financeira após o dimensionamento do sistema fotovoltaico para as unidades de baixa tensão;
- Analisar a emissão evitada de CO<sub>2</sub>.

### 3 REFERENCIAL TEÓRICO

A energia solar é definida como inesgotável, onde os potenciais de energia solar vêm se destacando em comparação com outras fontes de energia (CARVALHO, 2016).

A luz solar que atinge a superfície terrestre, é composta por uma fração direta e por uma fração difusa. Assim, a radiação direta que percorre o caminho do sol de forma perpendicular a um ponto da superfície da Terra, produzindo sombras bem definidas em qualquer objeto. Por outro lado, a radiação difusa carece de direção específica, uma vez que a luz é proveniente de todas as direções (CARVALHO, 2016).

Para conversão dessa radiação em energia elétrica, surge a tecnologia fotovoltaica, que é apontada por especialistas de diferentes áreas como uma alternativa ideal na geração de energia. Em síntese, trata-se de método de produção de energia sustentável, trazendo vantagens ambientais e energéticas (ZILLES, 2012).

Essa busca pelo estabelecimento de formas de geração de energia alternativas se deve a busca pela diversificação da matriz energética, pois a geração de energia elétrica convencional se dá de modo centralizado e bem distante do ponto de consumo, desencadeando perdas na distribuição, elevando os custos da produção da energia e, também, ao meio ambiente. Já a geração distribuída apresenta vantagens, uma vez que o posicionamento da unidade de geração é próximo da carga e apresenta diversificação das tecnologias utilizadas para a produção de energia (KNIJNIK, 2003).

Isso pode ser observado conforme a Figura 1, onde ao lado direito se observa os potenciais totais da fonte de energia não renovável, do lado esquerdo os potenciais anuais da energia alternativa que é renovável (BRUMA, 2017).

**FIGURA 1 – POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA**



Fonte: Carvalho (2016 *apud*. BRUMA, 2017)

Para isso, tem-se, segundo Viana *et al.* (2007, p.13) as denominadas “células solares que podem ser compostas de silício cristalino, silício amorfo hidrogenado, telureto de cádmio, além de outros elementos relacionados ao dissulfeto de cobre e índio”.

Viana *et al.* (2007) assinala que, neste último grupo, surgem elementos raros e de alta toxicidade, aspecto que dificulta o emprego expressivo destas tecnologias. O autor destaca que as maiores utilizações são dos painéis de silício cristalino e os de silício amorfo; os de filmes finos têm sido cada vez mais escolhidos em razão da integração com o entorno construído, além de oferecer uma variedade de modelos e apresentar baixo custo de produção.

### 3.1 BREVE HISTÓRICO

Para Quaschnig (2010), a energia fotovoltaica foi descoberta em 1839 onde Alexandre Edmond Becquerel descobriu que determinados tipos de materiais produziam corrente elétrica quando eram expostos à luz. CEPEL e CRESESB (2014) aponta que no ano de 1876, foi concebido o primeiro equipamento fotovoltaico e em 1956, foi iniciado a produção industrial do equipamento.

No início, o uso do equipamento era direcionado para gerar energia em locais onde a fonte energética era escassa. Outro fator importante foi o desenvolvimento da tecnologia aeroespacial propiciada pela Guerra Fria, do qual foi utilizada a célula

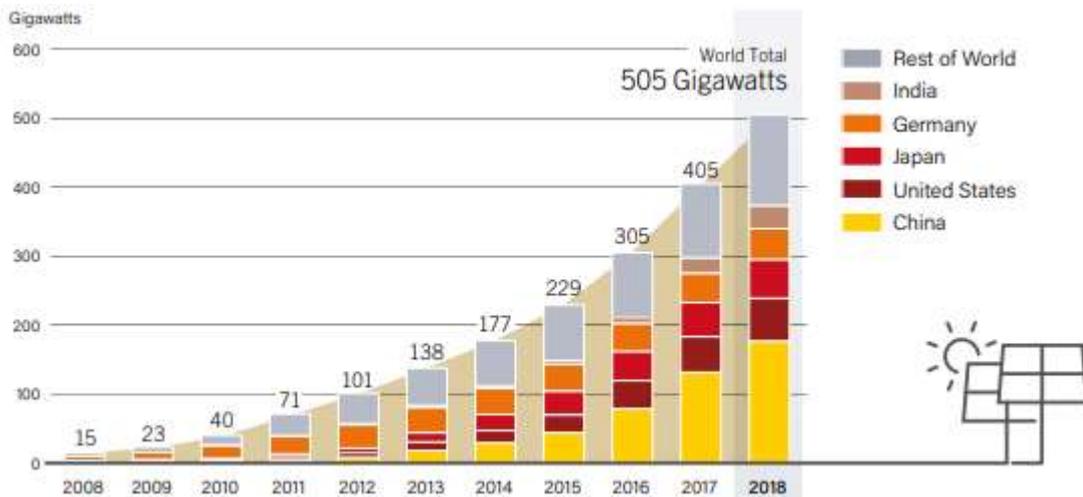
fotovoltaica para fornecimento de energia para longos períodos de alimentação de dispositivos eletroeletrônicos no espaço (CEPEL; CRESESB, 2014).

Apesar da energia solar ser abundante na Terra, seu uso é recorrente somente em países desenvolvidos, onde há incentivos para sua instalação (CEPEL; CRESESB, 2014). No entanto, a energia fotovoltaica já desempenha um papel significativo e crescente na geração de eletricidade em vários países (REN21, 2019).

Em 2018, representava 12,1% da geração total em Honduras e participação também na Itália (quase 8,2%), Grécia (8,2%), Alemanha (7,7%) e Japão (6,5%). Até o final de 2018, havia capacidade suficiente de operação em todo o mundo para produzir aproximadamente 640 TWh de eletricidade por ano, ou estimados 2,4% da geração anual de eletricidade (REN21, 2019).

Vale destacar que, conforme observado na Figura 2, somente a China representava cerca de 45% das instalações adicionais globais, mas caiu quase 54% em 2017. Já no final do ano de 2018, os países mais destacados na instalação da energia solar fotovoltaica em capacidade foram China, Estados Unidos, Japão, Alemanha e Índia (REN21, 2019).

**FIGURA 2 – POTÊNCIA MUNDIAL INSTALADA DE 2000 A 2012**

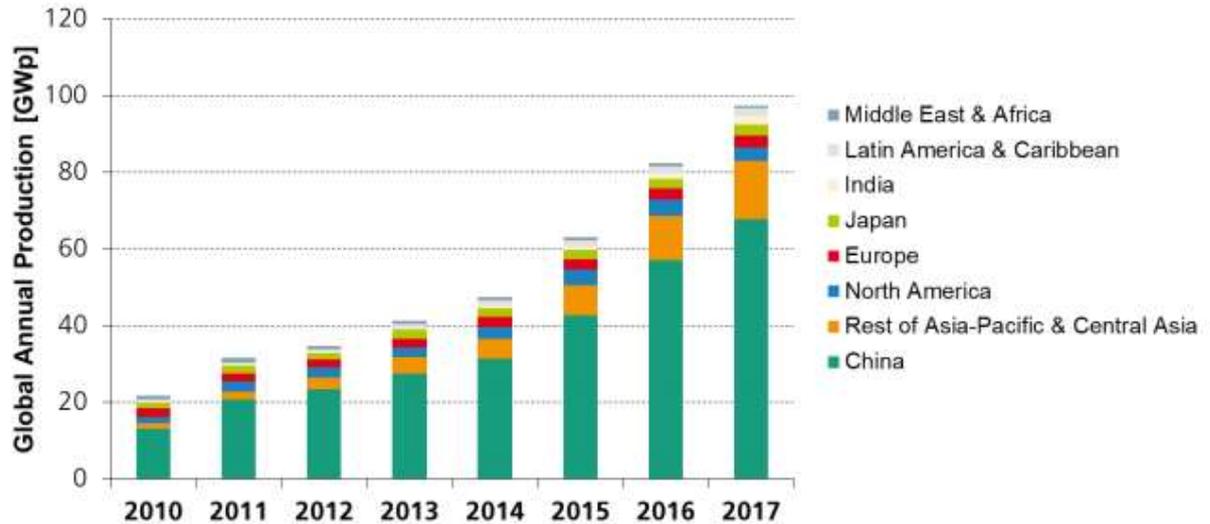


Fonte: REN21 (2019)

O histórico de utilização pode ser definido conforme CEPEL e CRESESB (2014) pelo desempenho e tecnologias empregadas ao longo do tempo. Isso se deve ao fato que um sistema fotovoltaico requer o emprego de equipamentos e acessórios que possuam qualidade e vida útil similares à dos módulos de silício cristalino, que apontam 25 anos de garantia.

Para isso, FRAUNHOFER INSTITUTE (2019) indica o panorama de produção de módulos fotovoltaicos entre 2010 e 2017 no mundo, conforme Figura 3, sendo produzido em torno de 65 GWp na China.

**FIGURA 3 – PRODUÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS NO MUNDO**



Fonte: FRAUNHOFER INSTITUTE (2019)

Apesar do nível de aperfeiçoamento e redução de custo dos sistemas para armazenamento de energia e condicionamento de potência terem passado por grandes avanços, ainda não foi atingido o grau de desenvolvimento esperado (CEPEL; CRESESB, 2014).

Para Alonso (2016) entre 2008 e 2010 houve a disseminação da tecnologia fotovoltaica no mundo, onde enquanto a produção aumentava, o custo reduzia, com destaque aos módulos chineses que proporcionaram, pelo custo benefício ofertado para aquisição do material, uma maior viabilidade ao sistema

### 3.2 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

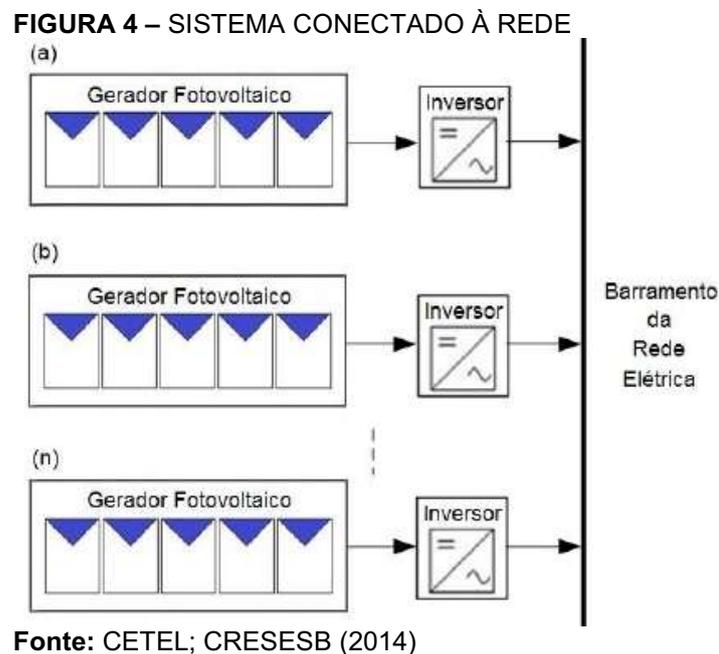
Os tipos de sistema de fotovoltaico podem ser definidos como o Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), conhecido também como sistema *on-grid* e Sistema Fotovoltaico Isolado (SFI), ou *off-grid* (TORRES, 2012). No trabalho, será utilizado o SFCR como referência.

### 3.2.1 Sistema SFCR ou *on-grid*

Um sistema fotovoltaico conectado à rede, ou sistema *on grid*, é um conjunto de equipamentos capaz de transformar a energia do sol em energia elétrica e transferi-la para a rede elétrica de energia (SOUZA, 2017).

Dessa forma, o SFCR é caracterizado por não utilizar armazenamento da energia elétrica gerada, uma vez que sua geração é transferida para a rede (CEPEL; CRESESB, 2014). Assim, o SFCR em baixa ou média tensão contribui com a geração distribuída, disponibilizando energia próxima ao ponto de consumo. Para o SFVCR a rede elétrica da concessionária é vista como armazenador, devido ao fato de toda a energia gerada ser colocada em paralelo com a energia da rede (URBANETZ JUNIOR, 2010).

Esse sistema, é composto basicamente pelo gerador fotovoltaico, inversor e barramento da rede elétrica, conforme observado na Figura 4 (CETEL; CRESESB, 2014).



Torres (2012) indica como componentes básicos para este sistema o painel fotovoltaico (1), a caixa de junção que deve ser equipada com dispositivo de proteção (2), cabos (3), inversores (4) e disjuntor/aparelho para medição de energia (5). Essa disposição pode ser observada conforme Figura 5.

**FIGURA 5 – COMPONENTES PARA SFCR**



Fonte: Torres (2012)

Os sistemas solares fotovoltaicos utilizados de forma integrada à rede elétrica pública podem apresentar duas configurações diferentes: instaladas de modo integrado à edificação (no telhado ou fachada), ou seja, próximo ao ponto de consumo, ou centralizada, tal como acontece em uma usina geradora tradicional, distante do ponto de consumo (KNIJNIK, 2003).

Dessa forma, a integração dos painéis fotovoltaicos à rede elétrica é uma possibilidade a qualquer edificação, bastando haver orientação solar favorável, isto é, superfícies direcionadas ao norte, leste ou oeste. Destaca-se que a orientação ótima é a de superfícies orientadas ao norte geográfico, no hemisfério sul, por permitir maior captação da energia do sol (CARNEIRO, 2009).

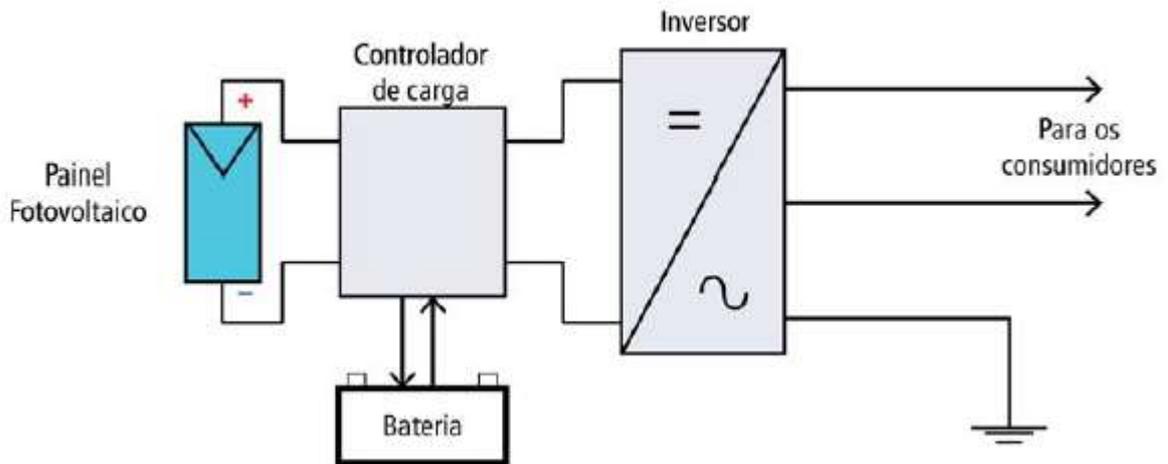
### 3.2.2 Sistema SFI ou *off-grid*

O sistema SFI é representado pelo armazenamento da carga excedente em baterias, sem voltar à rede elétrica, onde se busca consumir a energia gerada pelo sistema no local (OVELHA, 2017).

Lamberts *et al.* (2010) indica como componentes básicos que compõe o SFI o painel fotovoltaico, controlador de carga, que irá controlar a carga e descarga das

baterias, banco de baterias para armazenamento e fornecimento da energia que foi gerada e o inversor, que irá converter a Corrente Contínua (CC) em Corrente Alternada (CA). A disposição básica do sistema pode ser observada conforme Figura 6.

**FIGURA 6** – COMPONENTES SISTEMA SFI



**Fonte:** Lamberts *et al.* (2010)

CETEL e CRESESB (2014) acrescenta que o sistema deve possuir um acumulador que diferencie o horário de geração para o horário de consumo do sistema, o que aumenta o rendimento e prolonga a vida útil quando associado ao controlador de carga.

### 3.3 RESOLUÇÕES

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regula ações relacionadas à energia elétrica oferecida para o consumidor geral no âmbito nacional. A ANEEL deliberou várias resoluções e diretrizes para regulamentar a conexão do sistema fotovoltaico com a rede de distribuição (SIQUEIRA; SANTOS, 2016).

#### 3.3.1 Resolução 687/2015

Conforme a resolução nº687/2015 (BRASIL, 2015), são definidos como microgeração distribuída uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica,

solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Também a minigeração distribuída como central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes com base em energia hidráulica ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (BRASIL, 2015).

Conforme a resolução, o consumidor com o sistema fotovoltaico instalado na unidade consumidora poderá aderir ao sistema de compensação de energia elétrica. Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora, será cedida a título de empréstimos sem custo extras a distribuidora, esse empréstimo terá um prazo de sessenta meses para a unidade consumidora utilizar da rede de distribuição esse crédito em quantidade de energia ativa (BRASIL, 2015).

### 3.3.2 Resolução 482/2012

Para Torres (2012), a resolução nº482/2012 da ANEEL é importante pois administra a diferença entre a geração de energia e o consumo, onde possibilita a conversão da energia excedente em créditos, que é injetada na rede.

Entre algumas diretrizes desenvolvidas estão os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, entre alguns dos critérios gerais estão as solicitações de acesso à rede distribuidora local de energia elétrica e que os procedimentos de acesso deverão atender aos padrões de indicadores de desempenho e de qualidade do serviço de distribuição, resguardando a segurança, a eficiência e a confiabilidade do sistema e das conexões existentes. Segundo ANEEL, a distribuidora titular deverá fornecer todas as informações solicitadas pelo acessante referentes à prestação do serviço, inclusive quanto às tarifas em vigor, o número e a data da resolução que as houver homologado, e também sobre critérios de cobrança dos encargos e serviços (BRASIL, 2012).

Os serviços cobráveis, realizados a pedido do acessante, serão definidos em regulamento específico da ANEEL. A cobrança desses serviços é facultativa e só

poderá ser cobrado em contrapartida de serviço efetivamente executado pela distribuidora. Na primeira vistoria realizada pela acessada não haverá cobrança, sendo essa vistoria acompanhada por algum representante do acessante, salvo algo acordado no contrato. A acessada deverá fornecer informações e dados ao acessante referentes ao seu sistema elétrico necessários para a elaboração de projeto ou estudo pelo acessante, sempre que houver a necessidade e sem qualquer ônus para o interessado no acesso (BRASIL, 2012).

O acesso poderá ser por prazo indeterminado ou por um prazo estipulado com o acesso temporário à rede. Os encargos oriundos de uso do sistema e de conexão, quando aplicáveis, deverão ser de responsabilidade do acessante, devendo esses eventuais custos estarem celebrados nos contratos entre o acessante e acessada para a utilização e a conexão com a rede (BRASIL, 2012).

Assim, a resolução nº482 estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências (BRASIL, 2012).

É dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão na condição de central geradora para a microgeração e minigeração distribuída que participe do sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora, sendo suficiente a celebração de Acordo Operativo para os minigeradores ou do Relacionamento Operacional para microgeradores (BRASIL, 2012).

Na fatura da unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica deverá ser cobrado, no mínimo, o valor referenciado ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou a demanda contratada para o consumidor do grupo A (BRASIL, 2012).

O consumo de energia elétrica ativa a ser faturado é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto tarifário, quando o consumo de energia elétrica ativa for inferior ao injetada na rede, a distribuidora deverá utilizar o excedente em abatimento durante os meses subsequentes. A energia ativa injetada na rede que não tenha sido compensada na própria unidade consumidora poderá ser utilizada para compensar em outras unidades previamente cadastradas para esse intuito, sendo o titular o mesmo em ambas as unidades consumidoras (BRASIL, 2012).

Os custos referentes à adequação do sistema de medição, necessários para a implantação do sistema de compensação de energia elétrica ficará sob

responsabilidade do interessado. Considera-se como custo de adequação a diferença entre o custo dos componentes do sistema de medição requerido para o sistema de compensação de energia elétrica e o custo do medidor convencional utilizado em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão. O sistema de medição deve ser registrado no ativo imobilizado em serviço, devendo a parcela de responsabilidade do interessado a ser contabilizado em contrapartida do Subgrupo Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica (BRASIL, 2012).

Após o processo de adequação do sistema de medição, a distribuidora será responsável pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição ou adequação. A distribuidora deverá adequar o sistema de medição dentro do prazo para realização da vistoria e ligação das instalações e iniciar o sistema de compensação de energia elétrica assim que for aprovado o ponto de conexão, conforme procedimentos e prazos estabelecidos pelo PRODIST (BRASIL, 2012).

Caso seja comprovado que houve irregularidade na unidade consumidora, os créditos de energia ativa gerados no respectivo período não poderão ser utilizados no sistema de compensação de energia elétrica (BRASIL, 2012).

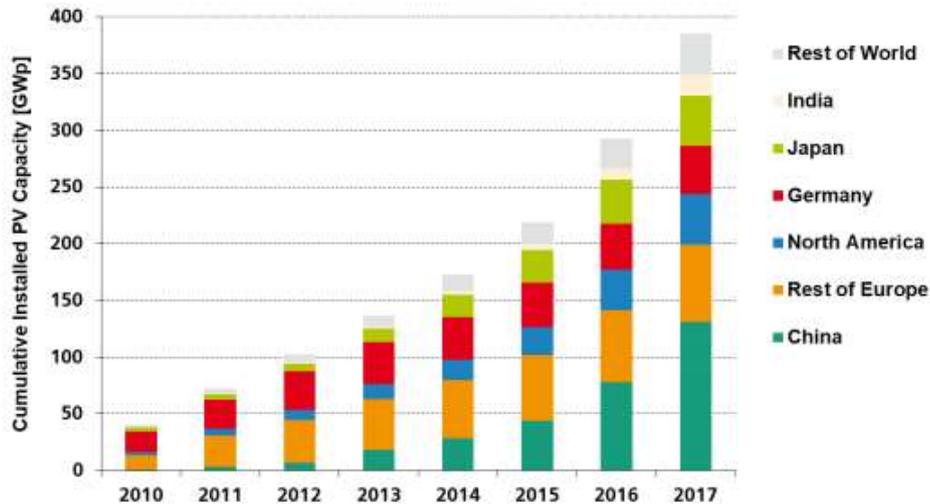
É de competência da distribuidora a responsabilidade pela coleta das informações das unidades geradoras junto aos microgeradores e minigeradores distribuídos e envio dos dados constantes nos Anexos das Resoluções Normativas nº 390 e nº 391, ambas de 15 de dezembro de 2009, para a ANEEL (BRASIL, 2012).

Torres (2012) afirma que, baseado na resolução, o governo brasileiro deveria prover incentivos fiscais em busca do desenvolvimento da indústria fotovoltaica no país, onde se poderia produzir os componentes elétricos necessários e traria benefícios sociais e econômicos, além de permitir a diversificação da matriz energética nacional.

### 3.4 MERCADO ATUAL

#### 3.4.1 Mundo

O mercado mundial de fotovoltaico cresceu de forma exponencial nos últimos anos, onde, conforme FRAUNHOFER (2019), em 2017 atingiu a capacidade total instalada de mais que 350 GWp, conforme Figura 7.

**FIGURA 7 – CAPACIDADE INSTALADA EM GWP DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**

Fonte: FRAUNHOFER (2019)

Outro ponto é que, em 2015, a China começou a liderar a capacidade total instalada, com 43,5 GWP, superando a produção de outros países como Alemanha, Japão, Estados Unidos e Itália (NASCIMENTO, 2017).

Com essa expansão, Nascimento (2017) afirma que a tendência de expansão do mercado de fotovoltaico está no aumento de países asiáticos, representados por China e Japão, ultrapassando os países europeus. Esse aumento está relacionado a quantidade de fábricas presentes na China, o que remete a um menor custo de implantação.

Indica ainda que os países do qual desenvolveram a implantação de energia fotovoltaica tiveram incentivos fiscais para fabricação e importação dos equipamentos, financiamento para compra e regulamentação do modelo de comercialização do equipamento.

### 3.4.2 Brasil

Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME, 2017), no mercado brasileiro estão apenas homologados pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) três tipos de tecnologia: silício monocristalino, silício policristalino e filmes finos. Os custos desses painéis se diferem, para os painéis homologados, os mais caros são os de filme fino, seguidos dos painéis de silício monocristalino, já os painéis de silício policristalino possuem o menor custo, conforme listados na Tabela 1.

**TABELA 1 – EFICIÊNCIA DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS**

<b>Tecnologia</b>	<b>Eficiência</b>
Silício Monocristalino	13 a 19%
Silício Policristalino	11 a 16%
Filmes finos - Silício amorfo (a-Si)	4 a 8%
Filmes finos - Telureto de Cadmio (Cd-Te)	10 a 11%
Filmes finos - Disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS)	7 a 12%

**Fonte:** MME (2017).

De acordo com o Ministério de Minas e Energia (MME, 2017), no final de 2016 o Brasil possuía 81 MWp de energia solar fotovoltaica instalada, representando em torno de 0,05% da capacidade instalada total no país. Do total de 81 MWp existentes em 2016, 24 MWp correspondiam à geração centralizada e 57 MWp à geração distribuída.

A baixa utilização da energia solar no Brasil contraria as condições climáticas favoráveis para desenvolvimento da fonte de energia solar no país (NASCIMENTO, 2017). O Brasil, de acordo com Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2012 *apud*. NASCIMENTO, 2017, p. 15), “possui altos níveis de insolação e grandes reservas de quartzo de qualidade, que podem gerar importante vantagem competitiva para a produção de silício com alto grau de pureza, células e módulos solares”.

Para Pereira *et al.* (2006) as médias anuais de irradiação solar em todo o território brasileiro, que fica em torno de 1500 a 2500 Wh/m<sup>2</sup>, são superiores aos grandes países da Europa, local onde a energia solar é amplamente explorada.

Em relação ao potencial de geração distribuída, EPE (2014 *apud*. NASCIMENTO, 2017) apontou o potencial de geração de energia por estado para utilização do fotovoltaico em residências, conforme Figura 8. É possível observar pela tonalidade de cor verde do mapa que as regiões com maiores potenciais para geração distribuída de energia são os estados do Nordeste, Minas Gerais, Tocantins e Goiás.

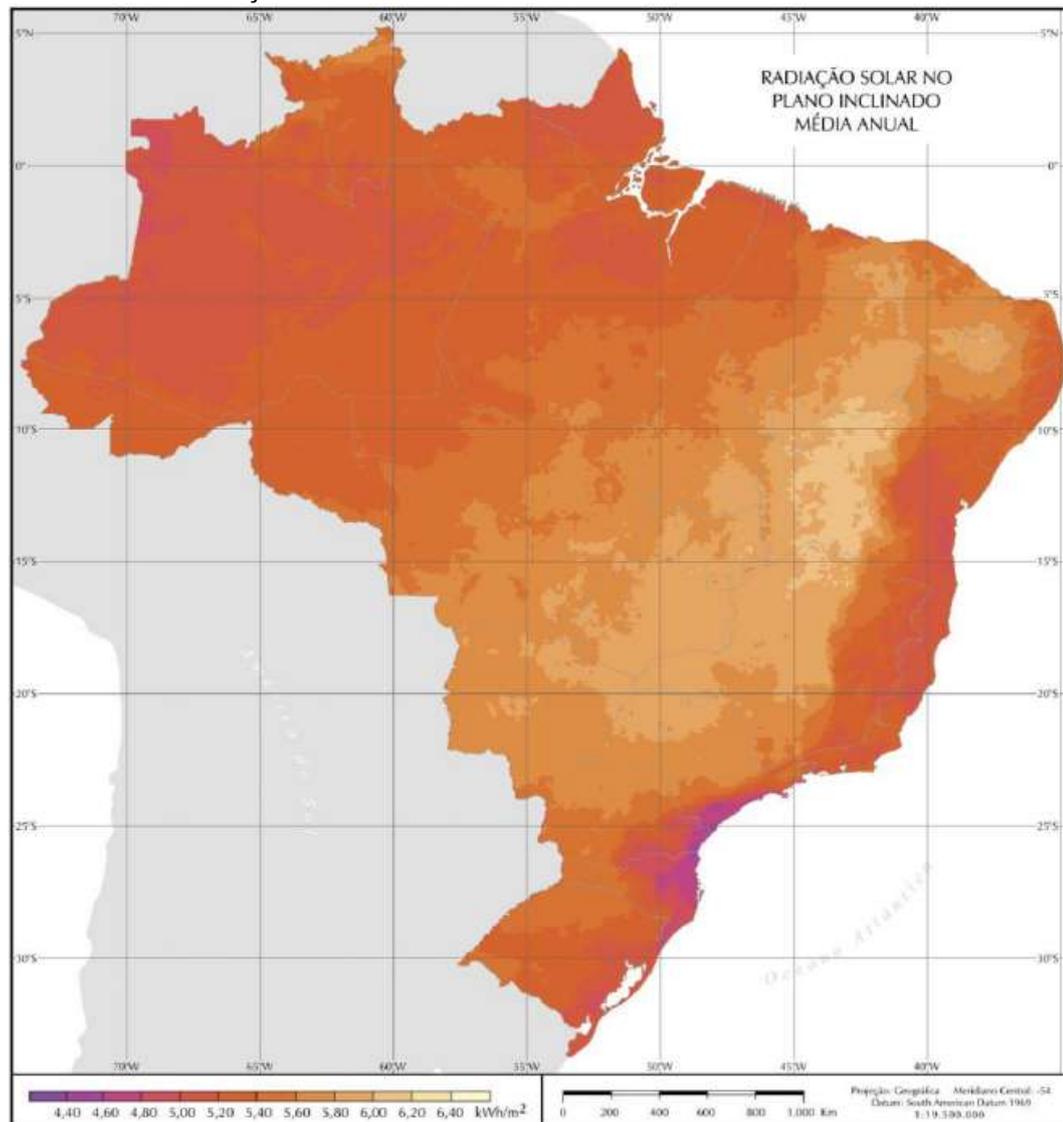
Nascimento (2017) diz que a geração solar fotovoltaica ainda é considerada como uma atividade em início de implantação no país, o que remete a disseminação de informações e orientações sobre sua instalação através de campanhas para os consumidores, abordando sobre os benefícios de instalação da micro e minigeração distribuída de energia solar fotovoltaica.

**FIGURA 8 – MÉDIA DE POTENCIAL DE RADIAÇÃO SOLAR ANUAL NO BRASIL**

Fonte: Pereira *et al.* (2006)

O valor de irradiação solar média em um plano orientado para a direção da Linha do Equador e com inclinação equivalente à latitude do local do estudo, permite que seja calculado a quantidade de energia elétrica que pode ser convertida em corrente contínua para um sistema fotovoltaico fixo (CEPEL; CRESESB, 2014).

De acordo com a Figura 9, é possível observar o potencial para instalação de placas solares devido aos valores incidência de radiação solar presente nas diversas regiões do país, variando de 4,20 kWh/m<sup>2</sup> a cerca de 6,20 kWh/m<sup>2</sup> no território nacional (CEPEL; CRESESB, 2014).

**FIGURA 9 – RADIAÇÃO SOLAR MÉDIA NO PLANO INCLINADO ANUAL NO BRASIL**

Fonte: Pereira *et al.* (2006)

Nascimento (2017) destaca que, apesar de pouco explorada, a energia solar fotovoltaica possui incentivos do governo para utilização da fonte.

### 3.5 ASPECTOS AMBIENTAIS

Tolmasquim (2003) ressalta que a geração de energia elétrica por módulos fotovoltaicos é menos agressiva ao meio ambiente por eliminar algumas etapas em relação às usinas termoelétricas que estão relacionadas ao transporte, produção e armazenamento de combustível.

Além disso, os benefícios ambientais que surgem a partir da utilização de placas fotovoltaicas decorrem do termo chamado *smart-grid*, que é definido por

Ovelha (2017) como sistema elétrico automatizado, proveniente do uso de tecnologias que envolvem o monitoramento, medição, geração, transmissão, distribuição e armazenamento de energia, proporcionando uma maior variedade de opções entre os produtores de eletricidade e os consumidores.

Apesar dos benefícios apontados, Oliveira (2017) indica em seu estudo de avaliação de impactos de placas produzidas no Brasil e na China, aponta-se que o Brasil possui grande impacto em sua produção mesmo não havendo fábricas para purificação do silício. De uma forma geral, os agentes que mais causaram impactos ambientais na produção dos módulos foram o silício, vidro e o alumínio.

No entanto, Oliveira (2017) chama atenção para o ponto em que a produção de módulos fotovoltaicos no Brasil teria menor impacto ambiental do que as placas produzidas na maior fabricante mundial que é a China devido a emissão de poluentes, o que remete a uma forma de incentivar o uso da tecnologia e de descentralização energética, onde não terá necessidade em todos os momentos da energia proveniente da rede concessionária.

Para a descentralização da produção de energia ocorrer, uma alternativa pode ser a adoção do conceito de *smartcities*, do qual se enquadra no contexto para aprimorar os aspectos ambientais a partir da revolução digital, onde as Tecnologias da Informação e Comunicação (TIC) relaciona a interação entre o usuário e as máquinas, que buscam articular a sociedade com o sistema produtivo (CUNHA, 2016).

Harrison *et al.* (2010 *apud.* PRADO; SANTOS, 2014) utiliza os termos interconexão, instrumentação e inteligência para descrever as *smartcities* e aponta que a infraestrutura da cidade deverá ter uma plataforma aberta e interoperacional junto às diferentes esferas da cidade, como, por exemplo, o gerenciamento de recursos naturais, gestão de resíduo e, de fator, a utilização da geração de energia solar por meio de usinas microgeradoras de energia.

### 3.5.1 Emissão de Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>)

A geração de energia distribuída traz alguns benefícios frente a geração centralizada, onde produz energia por uma única fonte de geração. No Brasil, a maior parte da geração de energia é proveniente de termoelétricas e usinas hidrelétricas, onde há uma grande capacidade instalada (LIRA *et al.*, 2019).

No entanto, Lira *et al.* (2019) indica que a energia fotovoltaica não emite gases de efeito estufa no processo de geração de energia elétrica, o qual pode ser um sistema complementar associado com as usinas hidrelétricas e termoelétricas, diversificando a matriz energética existente, aumentando a capacidade instalada, bem como a reduzindo a emissão de CO<sub>2</sub>.

Esse processo de geração de CO<sub>2</sub> acontece uma vez que o crescimento da população e os avanços tecnológicos aumentam a demanda de recursos fósseis, onde contribui para o aquecimento global e prejudica a disponibilidade de oxigênio para o meio ambiente com sua retenção na atmosfera (LIRA *et al.*, 2019).

Para Buiatti *et al.* (2016 *apud.* LIRA *et al.*, 2019) a emissão evitada de CO<sub>2</sub> se dá pela quantidade de quilogramas emitidos caso o sistema fotovoltaico não produzisse energia elétrica, onde se utiliza como referência a Equação 1 para, primeiro, encontrar o Fator de Emissão da Linha de Base (FELB), a fim de ilustrar a emissão devido a operação e a construção da usina.

$$FELB = (0,75xMO) + (0,25xMC) \quad (1)$$

Onde:

FELB = Fator de Emissão da Linha de Base (tCO<sub>2</sub>);

MO = Margem de Operação (tCO<sub>2</sub>);

MC = Margem de Construção (tCO<sub>2</sub>).

Para ser verificado a emissão de CO<sub>2</sub> evitada, foi utilizado a Equação 2 da Comissão Interministerial de Mudanças Globais de Clima (CIMGC), que pertence ao Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC) *apud.* Lira *et al.* (2019).

$$ECO_2 = E x Fe \quad (2)$$

Onde:

ECO<sub>2</sub> = emissões anuais de CO<sub>2</sub> evitadas (tCO<sub>2</sub>);

E = energia gerada durante o ano (GWh.ano<sup>-1</sup>);

Fe = fator de emissão (tCO<sub>2</sub>) da energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN).

O fator de emissão de CO<sub>2</sub> é calculado a partir dos registros de geração das usinas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e do Sistema Interligado Nacional (SIN), onde é utilizado a metodologia usada em projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), pois esse tipo de método considera a combinação do fator de emissão da margem de operação, que quantifica as emissões associadas à energia despachada no SIN, além do fator da margem de construção, que traz as emissões associadas às últimas usinas construídas (CAMPOS, 2015 *apud*. LIRA *et al.*, 2019, p. 391)

Dessa forma, os valores dos fatores médios de emissão nos anos de 2013 a 2017 são definidos conforme Tabela 2.

**TABELA 2 – VALORES DOS FATORES MÉDIOS DE EMISSÕES (tCO<sub>2</sub>/MWh)**

Ano	Margem de Construção	Margem de Operação	Margem Combinada
2013	0,2713	0,5932	0,513
2014	0,2963	0,5837	0,512
2015	0,2553	0,5597	0,482
2016	0,1581	0,6228	0,507
2017	0,0028	0,5882	0,442

Fonte: Adaptado de Lira *et al.* (2019, p. 392).

Vale ressaltar que o cálculo da emissão de CO<sub>2</sub> será pautada na energia de geração necessária para o dimensionamento da rede fotovoltaica do objeto do estudo de caso.

### 3.6 PAYBACK

O *payback* pode ser definido como a quantidade de tempo que o sistema levará para dar retorno sobre o investimento total realizado e se converterá em lucro. Um ponto a ser destacado é que existem dois tipos de *payback* a serem utilizados, o simples e o descontado (SANTOS; SOUZA; DALFIOR, 2016).

No *payback* simples é considerado somente o valor investido, sem considerar a valorização monetária. Já no modelo descontado, é considerado o valor do dinheiro no decorrer do tempo, onde é feito uma projeção da valorização/desvalorização monetária na consideração de cálculo do *payback*.

### 3.7 CONSIDERAÇÕES PARA DIMENSIONAMENTO

Arcuri, Reda e Simone (2014) descrevem que é preciso cautela no dimensionamento e na estimativa dos consumos de um sistema fotovoltaico, os profissionais, em geral, fundamentam-se nos seus conhecimentos em sistemas convencionais e fazem um cálculo com demanda além do necessário. Não se trata apenas de margem para possíveis expansões no consumo, mas em uma demanda similar às oferecidas pelo sistema convencional.

De acordo com Porto (2010), que complementa a ideia supracitada, um sistema fotovoltaico deve ser calculado para gerar a energia consumida em um dia médio pelas cargas. Além disso, o autor considera a existência de diferentes métodos de cálculo, e alguns deles levam em conta as denominadas curvas de carga (consumo horário em cada ponto de entrega de energia) de outro modo, refletindo no arranjo fotovoltaico e no seu potencial de geração. Porém, no caso dos pequenos ou médios sistemas fotovoltaicos, é preciso configurar o gerador fotovoltaico para fornecer o potencial que será utilizado em um dia.

Segundo Ruther (2011), a geração do potencial de um dia significa que o painel terá poucas horas (aproximadamente 2 horas antes e 2 horas depois do meio dia solar, em média) para a conversão da radiação solar em eletricidade, assim, o painel terá que possuir uma potência pico elevada em relação às cargas. Além disso, o autor destaca que a quantidade de módulos fotovoltaicos do painel oscila de acordo com o local, dadas as diferenças na irradiação solar de cada ponto geográfico.

Na publicação de Azevedo e Alvarez (2011) é possível extrair que o painel deve ser superdimensionado, para assegurar o fornecimento elétrico nos períodos de menor irradiação solar, pois grande parte da energia pode ser perdida, caso os controladores de carga não aproveitem o excedente para as tarefas de manutenção das baterias. Neste sentido é que o autor destaca a importância de se integrar ao sistema dispositivos de melhor qualidade.

Azevedo e Alvarez (2011) e Arcuri, Reda e Simone (2014) mencionam que no cálculo do potencial a ser gerado diariamente é preciso considerar o consumo real do sistema de bombeamento, em situações médias. Caso sejam consideradas somente as situações críticas, o sistema será superdimensionado; entretanto, se forem considerados somente os melhores cenários, o resultado será o subdimensionado,

podendo decorrer na falta de energia nos períodos de menor irradiação solar ou maior desgaste das baterias.

## 4 MATERIAIS DE MÉTODOS

### 4.1 LOCAL DO ESTUDO

O local para o estudo de caso proposto é uma unidade de baixa tensão, denominada complexo Bola Brasil Eventos, no qual é um empreendimento localizado na região central do município de Ibiporã-PR e se destaca pela grande área destinada ao lazer e práticas esportivas.

Sua estrutura conta com: salão social, espaço *gourmet*, espaço piscina, 5 campos de futebol *society*, quadra de tênis, churrasqueiras e estacionamento para mais de 500 carros, somando uma área total de aproximadamente 35.000 m<sup>2</sup> (trinta e cinco mil metros quadrados), que podem ser observados conforme Apêndice A.

A Figura 10 indica a área delimitada que representa o complexo para eventos Bola Brasil.

**FIGURA 10 – LOCALIZAÇÃO DO OBJETO DE ESTUDO**



Fonte: o autor (2019)

O local é muito procurado para realizações de eventos, tanto corporativos quanto pessoais, competições esportivas (torneios, gincanas, etc.) e também já foi

palco de grandes atrações artísticas. Segundo a diretoria do local, cerca de 100 pessoas passam por lá semanalmente, em média.

Assim, a escolha do local foi motivada por se tratar de um grande consumidor de energia em baixa tensão, conforme fatura de energia, e também pelas características físicas apresentadas, como: área de telhado disponível, conforme Apêndice B, sua orientação geográfica e pela incidência da radiação local. Dessa forma, se pressupõe que o local apresente um bom rendimento quanto aos quesitos de geração de energia e retorno de investimento (*payback*).

## 4.2 MÉTODOS

Inicialmente, foi realizado o dimensionamento do sistema pelo método teórico, ou seja, a partir de equações encontradas na bibliografia para dimensionamento do sistema fotovoltaico.

Para auxílio na análise, foi feita uma simulação da implantação do sistema fotovoltaico utilizando o *software PVsyst*, que é utilizado para o dimensionamento e análise de dados desse tipo de sistema.

O *PVsyst* permite simular sistemas com ligação à rede, autônomos e outras situações especiais, inclui extensas bases de dados meteorológicos de diferentes locais e de diversos componentes de diversos fabricantes, bem como ferramentas gerais de apoio ao aproveitamento da energia solar (CEPEL; CRESESB, 2014).

A partir do dimensionamento dos sistemas, foi realizada uma análise do *payback* dos sistemas instalados,

Em seguida a emissão de CO<sub>2</sub> evitada pelos sistemas fotovoltaicos foi estimada, realizando o comparativo entre os sistemas dimensionados pelo método teórico e pelo *software PVsyst*.

Por fim, foi realizado a avaliação de tempo de *payback* simples do sistema. Foi apresentado o comparativo do tempo de retorno financeiro dos dimensionamentos de forma simplificada, considerando o valor de instalação e o valor economizado em energia mensalmente, subtraído do valor de tarifa mínimo estimado com o valor atual da concessionária. Para essa verificação, foi utilizado uma tabela ilustrando a depreciação do valor investido frente ao valor economizado baseado na conta de energia presente no Anexo A. Para isso, foi utilizado o simulador da empresa Bono Fotovoltaico para se estimar o investimento inicial do sistema. O site da empresa

também apresenta informações sobre a economia mensal e o *payback* do sistema, que será comparado com o cálculo realizado.

### 4.3 DIMENSIONAMENTO

Para a análise, foi realizada a comparação entre o método de cálculo teórico e pelo *software PVsyst*.

#### 4.3.1 Dimensionamento do sistema pelo método teórico

O manual da CEPEL e CRESESB (2014) indica que o dimensionamento do sistema fotovoltaico parte, inicialmente, da estimativa de demanda do sistema. Para o manual, a síntese das etapas necessárias para dimensionamento do sistema fotovoltaico fixo, para baixa tensão e sem a utilização de concentração da radiação solar, pode ser definida como:

- 1 – Levantamento adequado do recurso solar disponível no local da aplicação;
- 2 – Definição da localização e configuração do sistema;
- 3 – Levantamento adequado de demanda e consumo de energia elétrica;
- 4 – Dimensionamento do gerador fotovoltaico;
- 5 – Dimensionamento dos equipamentos de condicionamento de potência [...];
- 6 – Dimensionamento do sistema de armazenamento, usualmente associado aos sistemas isolados (CETEL; CRESESB, 2014, p. 299-300).

As etapas descritas foram utilizadas para o cálculo, não necessariamente na mesma ordem, considerando que não houve dimensionamento do sistema de armazenamento, uma vez que foi calculado o sistema com ligação direto com a concessionária.

Primeiramente, foi considerado o levantamento do consumo de energia elétrica do sistema. CETEL e CRESESB (2014), ressalta a importância de se gerar mais energia elétrica do que o limite estabelecido para consumo, definindo um período de tempo, onde a produção de energia elétrica deve ser maior do que a demanda elétrica a ser atendida. Esse levantamento pode ser feito a partir da quantificação do consumo dos equipamentos elétricos, quantificados a partir da potência elétrica, tempo de funcionamento do equipamento e os dias de utilização.

Como o dimensionamento foi realizado para uma unidade existente, quantificou-se o consumo de energia elétrica a partir da informação da quantidade de kWh consumido em um período anual, observado pela fatura das unidades consumidoras de baixa tensão, a fim de se dimensionar a potência necessária para que o sistema fotovoltaico possa ser sustentado e supra a necessidade da rede, embasado no custo da energia elétrica.

Para isso, foram utilizados os dados do valor da tarifa da região, tipo de edificação (residencial, comercial, rural ou industrial), valor da fatura, consumo médio dos últimos 12 meses e o tipo de ligação (monofásica, bifásica ou trifásica).

O tipo de ligação irá incidir na tarifa mínima paga pela rede concessionária, sendo definida em 30 kW para redes monofásicas, 50 kW para redes bifásicas e 100 kW para redes trifásicas.

O consumo médio anual foi descontado da tarifa mínima paga, a fim de otimizar o dimensionamento do sistema. A consumo de energia médio é determinado pela Equação 3.

$$E = P \times t \quad (3)$$

Onde:

E = energia gerada pelo sistema (kWh);

P = potência (kW);

t = tempo (h).

Determinado a energia de geração, é definido os dados solarimétricos, apontados como o tempo de exposição do Sol sobre a placa. Esse dado é extraído do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), onde se coloca a coordenada geográfica, pela posição de latitude e longitude do sistema, em graus decimais. Vale ressaltar que as informações de latitude e longitude serão extraídas do *Google Maps*.

Com as informações indicadas no site da CRESESB, é coletado a informação da irradiação solar no plano horizontal médio, também chamado de Horas de Sol Pleno (HSP).

CETEL e CRESESB (2014) define o HSP como a quantidade de horas no qual a irradiância solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m<sup>2</sup>, de forma que a

energia disponibilizada pelo Sol no local em estudo seja igual a energia resultante do sistema.

Outro ponto ressaltado é quanto a localização em que será feito a instalação dos painéis fotovoltaicos, onde deve ser considerado o sombreamento do sistema, fatores estéticos, resistência mecânica do local de instalação e os efeitos do vento (CETEL; CRESESB, 2014).

Com isso, determina-se o rendimento do sistema ( $\eta$ ), apontado a partir do produto entre os fatores de perda. Assim, o manual da CETEL e CRESESB (2014) indica 2 fatores de redução, em porcentagem, onde o fator de redução 1 considera a redução da potência dos módulos fotovoltaico, em relação ao seu valor nominal, onde engloba os efeitos, conforme citado anteriormente, de acúmulo de sujeira, degradação física da placa, tolerância de fabricação para menos, em relação ao valor nominal e perdas devido a temperatura. Já o fator de redução 2 se deve a perdas no sistema, considerando a fiação utilizada, diodos, controlador, etc.

Dessa forma, foi realizado o cálculo da potência total dos painéis, baseado nos fatores ilustrados em CETEL e CRESESB (2014), como mostra a Equação 4.

$$PT_{\text{painéis}} = \frac{E_{\text{geração}}}{t_{\text{exposição}} \times \eta_{\text{rendimento}}} \quad (4)$$

Onde:

$PT_{\text{painéis}}$  = potência total dos painéis solares (kWp);

$E_{\text{geração}}$  = energia de geração (kWh/dia);

$t_{\text{exposição}}$  = tempo de exposição das placas ao Sol, ou HSP (h);

$\eta_{\text{rendimento}}$  = produto entre os fatores de redução.

A Equação 5 possui o mesmo intuito da Equação 4, no entanto, utiliza diferentes nomenclaturas para o rendimento, sendo considerada como Fator de Consumo (FC), tempo de exposição, bem como diferente unidade de medida para a energia de geração, sendo utilizado o consumo mensal, ao invés do consumo diário.

$$PT_{\text{painéis}} = \frac{E_{\text{geração}}}{30 \times I \times FC} \quad (5)$$

Onde:

$PT_{\text{painéis}}$  = potência total dos painéis solares (kWp);

$E_{\text{geração}}$  = energia de geração (kWh/mês);

$I$  = Insolação (kWh/m<sup>2</sup>);

FC = Fator de consumo.

Com a potência necessária para os painéis solares definida, foi possível definir a quantidade de painéis que será utilizado no sistema. Para isso, é necessário identificar a potência de geração de energia contínua da placa solar que será utilizada. Selecionado a placa que será utilizada no sistema, é dividido a potência total necessária para sistema pela potência da placa solar, conforme Equação 6.

$$T_{\text{painéis}} = \frac{PT_{\text{painéis}}}{PT_{\text{painel}}} \quad (6)$$

Onde:

$T_{\text{painéis}}$  = total de painéis necessários para o sistema;

$PT_{\text{painéis}}$  = potência total dos painéis solares (kWp);

$PT_{\text{painel}}$  = potência total do painel solar (kW);

Definido o total de placas e a potência do sistema, faz-se a escolha do inversor. Para esse sistema, utiliza-se como padrão um desvio padrão de 20% da potência total utilizada pelos painéis, ou seja, um valor de 20% maior ou menor que a potência total do sistema para que o inversor consiga trabalhar em condições normais (VILLALVA, GRADELLA; GAZOLI, 2015; CETEL; CRESESB, 2014).

Com isso, será definida a emissão de CO<sub>2</sub> evitada e o *payback* do sistema fotovoltaico.

#### 4.3.2 Dimensionamento do sistema pelo *software PVsyst*

Com o valor do consumo anual, analisa-se o local de fixação, a potência, localização e a configuração das placas e dos inversores. Como critério de escolha, deve-se evitar o sombreamento nas placas, o que afeta o desempenho da conversão da luz em energia elétrica.

Para isso, foi utilizado o *software PVsyst* na versão 6.8.5 para análise do projeto de placa fotovoltaica. A seção escolhida dentro do programa foi definida como *Project design*, do qual representa o dimensionamento completo do sistema, com todos os detalhes e dados utilizados no dia a dia, conforme Figura 10.

**FIGURA 11 – SELEÇÃO DA SEÇÃO INICIAL**



**Fonte:** o autor (2019)

Posteriormente, utilizou-se o sistema conectado à rede elétrica (*on-grid*), representado pelo ícone *Grid-Connected* no *software*. A opção selecionada pode ser observada conforme Figura 11.

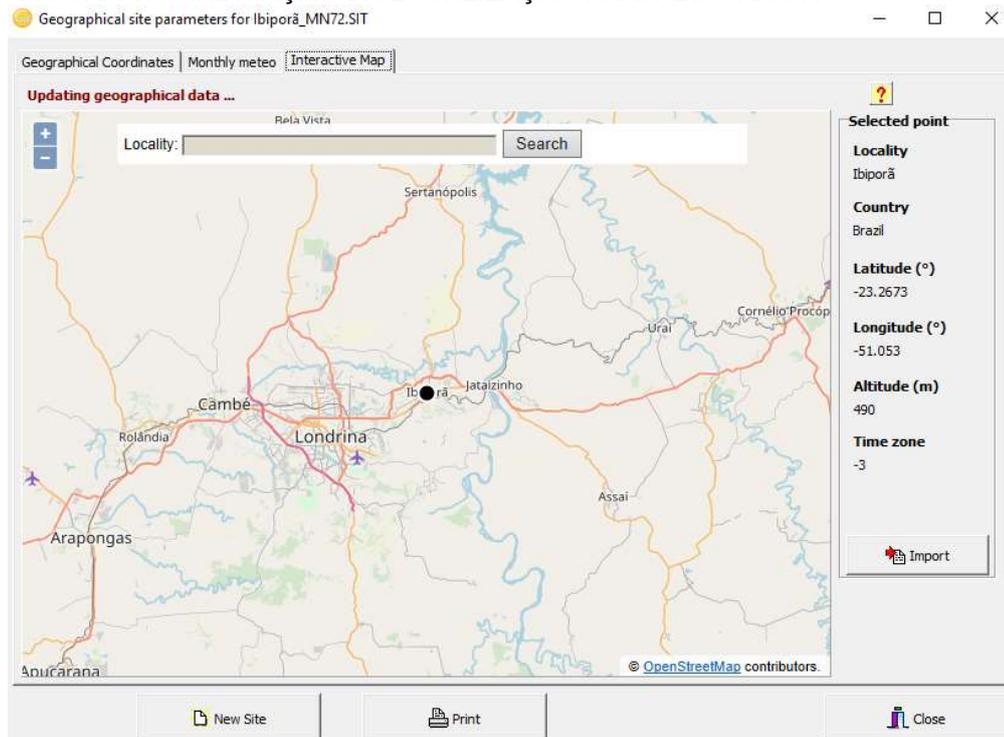
**FIGURA 12 – SELEÇÃO DO SISTEMA ON-GRID**



Fonte: o autor (2019)

Assim, seleciona-se o local de onde será realizada a simulação. A partir da localização apontada no *software*, o programa estima de forma automática os valores dos recursos climáticos da região. A seleção é feita para a cidade de Ibiporã-PR, conforme Figura 13.

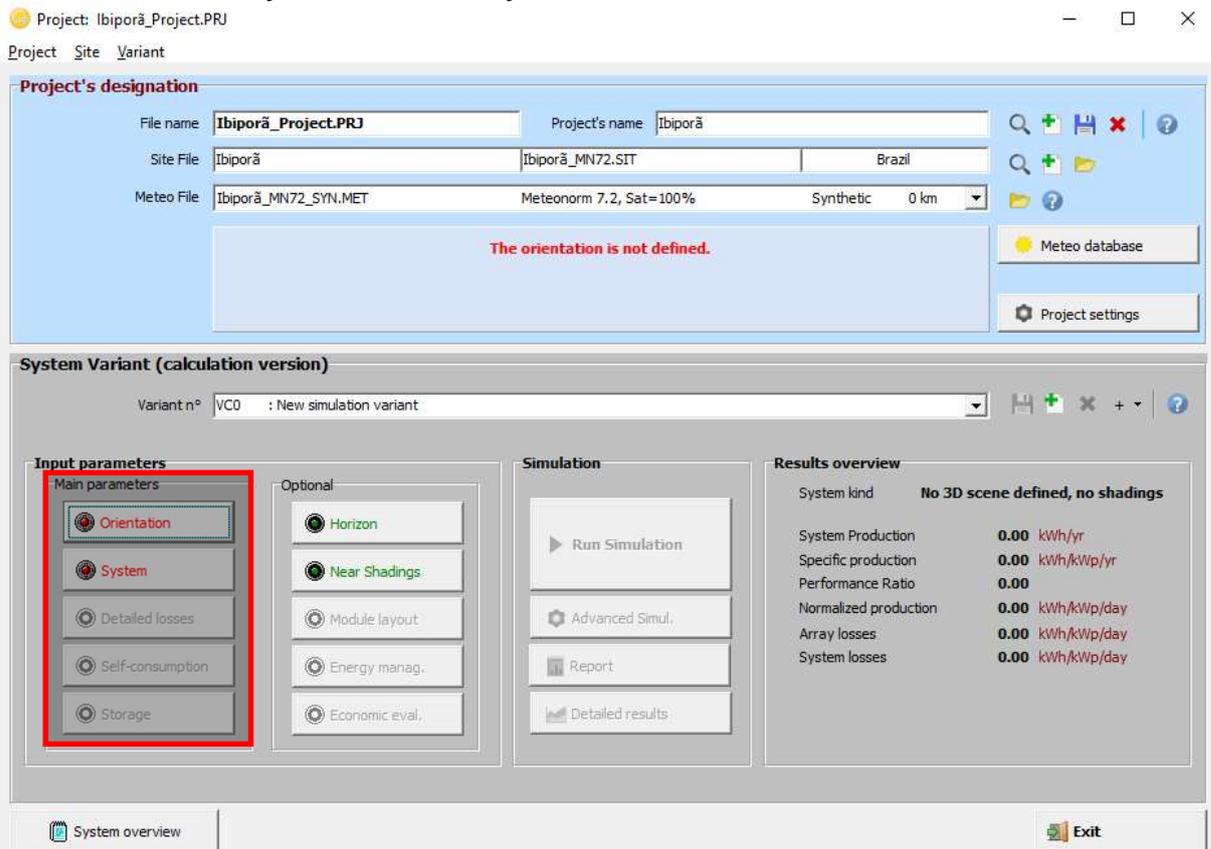
**FIGURA 13 – INDICAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO PARA IBIPORÃ-PR**



Fonte: o autor (2019)

Com a localização especificada, foi aplicado ao *software* o sistema a ser simulado e da orientação das placas, sombreamento do local para a captação dos recursos solares que são parâmetros obrigatórios da simulação, nomeadas pelo *software* como *Main parameters*, conforme Figura 14.

**FIGURA 14 – INDICAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO PARA IBIPORÃ-PR**



Fonte: o autor (2019)

Dessa forma partiu-se para a definição do sistema e orientação das placas dentro do *software* para obtenção dos resultados.

Para comparação com o método teórico, foi definida a emissão de CO<sub>2</sub> evitada e o *payback* do sistema fotovoltaico calculado pelo *software*.

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 5.1 MÉTODO TEÓRICO

Como premissas para o cálculo do sistema, foi considerado a mesma utilização de módulos solares na unidade de baixa tensão de Ibiporã-PR do *software PVsyst*, com os seguintes componentes:

- 1 Inversor ABB de 120-470V 60Hz;
- Placas *Canadian Solar* 320Wp 31V de silício policristalino conectadas em série – escolhidos por estarem dentro da base de dados do *software* e por serem marcas consolidadas no mercado.

O procedimento adotado para dimensionamento do sistema será:

- Levantamento do consumo de energia da edificação;
- Levantamento dos dados solarimétricos e definição do HSP;
- Cálculo da potência total necessária para os painéis solares;
- Quantificação dos painéis e novo cálculo da potência;
- Seleção do inversor.

#### 5.1.1 Levantamento do consumo de energia da edificação

Por se tratar de uma edificação existente, foi utilizado como parâmetro para levantamento do consumo de energia elétrica a conta de energia do objeto de estudo, ilustrado no Anexo A.

Assim, foi realizado a média aritmética de consumo dos últimos 12 meses, dados coletados da seção “Histórico de Consumo e Pagamento” do Anexo A. Dessa forma

$$C = \frac{\sum C}{N} \quad (7)$$

Onde:

C = consumo médio de energia elétrica (kWh/mês);

$\sum C$  = somatória do consumo de energia elétrica nos 12 meses (kWh/mês);

N = quantidade de meses;

Dessa forma, a equação resultou no valor de 6.795,76 kWh/mês de consumo médio, equivalente a 226,53 kWh/dia, considerando o mês com 30 dias.

Conforme a apuração dos dados do campo “Informações Técnica” do Anexo A, o sistema de entrada é definido como Trifásico, ou seja, terá 100 kWh mensal como valor mínimo a ser cobrado de tarifa.

Dessa forma, para otimização do dimensionamento do sistema, é subtraído o valor de 100 kWh do valor de consumo médio calculado, resultando em 6.695,75 kWh/mês e 223,20 kWh/dia, considerando 30 dias de utilização.

Para as próximas etapas, foi considerado o valor do consumo médio diário do sistema.

### 5.1.2 Levantamento dos dados solarimétricos e definição do HSP

Com embasamento na Figura 9 do trabalho, a CRESESB disponibiliza em seu site informações relacionadas a quantidade de radiação solar no plano inclinado médio anual. Os valores são disponibilizados a partir da inserção dos dados de latitude e longitude do local em estudo.

Para obtenção dos valores, é inserido a localização do objeto de estudo por meio do Google Maps e, posteriormente, anotado os valores de latitude e longitude, sendo 23,259898 a sul e 51,039731 a oeste, mostrado na Figura 15.

**FIGURA 15** – VALORES DE LATITUDE E LONGITUDE EXTRAÍDOS DO GOOGLE MAPS



Fonte: o autor (2020)

Esses valores são inseridos no site da CRESESB, no campo “Coordenada Geográfica”, ilustrado na Figura 16.

**FIGURA 16 – INSERÇÃO DAS COORDENADAS GEOGRÁFICAS**

## Coordenada Geográfica

**Latitude**   **Longitude**

**Norte:**

graus decimais (00.00°)

graus, minutos e segundos (00°00'00")

! Os valores válidos de latitude devem estar na faixa de 12° Norte e 40° Sul e de longitude na faixa de 30° Oeste e 80° Oeste. Em caso de dúvida entre em contato conosco.

Fonte: o autor (2020)

Posteriormente, é indicado as localidades próximas com um estudo realizado. É selecionado a primeira opção, conforme destacado na Figura 17.

**FIGURA 17 – SELEÇÃO DA LOCALIDADE PRÓXIMA**

## Localidades próximas

Latitude: 23,260026° S  
Longitude: 51,03972° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]													Média	Delta			
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out			Nov	Dez	
<input checked="" type="checkbox"/>	Ibipora	Ibipora	PR	BRASIL	23,301° S	51,049° O		4,7	5,87	5,74	5,26	4,65	3,67	3,37	3,59	4,54	4,71	5,28	5,99	6,26	4,91	2,89
<input checked="" type="checkbox"/>	Ibipora	Ibipora	PR	BRASIL	23,201° S	51,049° O		6,6	5,89	5,76	5,26	4,65	3,69	3,39	3,60	4,52	4,70	5,33	5,98	6,35	4,93	2,96
<input checked="" type="checkbox"/>	Jataizinho	Jataizinho	PR	BRASIL	23,301° S	50,949° O		10,3	5,93	5,78	5,28	4,65	3,70	3,37	3,58	4,55	4,69	5,31	5,98	6,32	4,93	2,95

Fonte: o autor (2020)

O site da CRESESB ainda apresenta o gráfico com as informações da irradiação solar no plano horizontal para as localidades próximas conforme o mês de estudo. Foi utilizado como referência as duas coordenadas geográfica de Ibiporã, excluindo a de Jataizinho pela distância maior do objeto de estudo, apontado na Figura 18.

**FIGURA 18 – GRÁFICO DA IRRADIAÇÃO SOLAR NO PLANO HORIZONTAL POR MÊS**

## Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas



Fonte: o autor (2020)

Assim, foi determinado o valor médio anual de irradiação solar diária no plano horizontal para a localidade selecionada de 4,91 kWh/m<sup>2</sup>.dia, correspondendo ao valor de HSP, conforme destacado na Figura 19.

**FIGURA 19 – VALOR DE HSP UTILIZADO COMO REFERÊNCIA**

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Ibiopora  
Município: Ibiopora, PR - BRASIL  
Latitude: 23,301° S  
Longitude: 51,049° O  
Distância do ponto de ref. ( 23,260026° S; 51,03972° O ): 4,7 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Sep	Out	Nov	Dez		
☑	Plano Horizontal	0° N	5,87	5,74	5,26	4,65	3,67	3,37	3,59	4,54	4,71	5,28	5,99	6,26	4,91	2,89
☑	Angulo igual a latitude	23° N	5,30	5,48	5,43	5,31	4,54	4,39	4,58	5,41	5,03	5,17	5,48	5,56	5,14	1,17
☑	Maior média anual	21° N	5,37	5,52	5,44	5,28	4,49	4,32	4,52	5,36	5,03	5,20	5,55	5,64	5,14	1,32
☑	Maior mínimo mensal	36° N	4,75	5,06	5,24	5,40	4,79	4,73	4,90	5,60	4,96	4,85	4,95	4,93	5,01	,88

Fonte: o autor (2020)

Com os dados de irradiação solar e de potência total do sistema, foi realizado o cálculo da potência total do sistema.

### 5.1.3 Cálculo da potência total necessária para os painéis solares

A definição da potência total do sistema leva em consideração a quantidade de energia consumida diariamente no mês, o valor de HSP e os fatores de redução do sistema, também chamado de *derating* (CETEL; CRESESB, 2014).

Conforme recomendação de CETEL e CRESESB (2014), pode ser adotado o fator de redução 1 como 0,75 para placas de c-Si, multiplicado pelo fator de redução 2, do qual é recomendado o valor de 0,9. Como o produto dos dois fatores resulta em 0,675, optou-se por adotar a constante de 0,8, devido às incertezas em relação ao acúmulo de sujeira na superfície da placa, degradação permanente ao longo do tempo, tolerância para menos de fabricação dos valores nominais apresentados, perdas por temperatura e perdas no sistema.

Assim, a Equação 4 foi utilizada para obtenção da potência total do sistema, resultando em 56,55 kWp. Ou seja, a energia que o sistema fotovoltaico produzirá no pico da potência, ou seja, quando houver maior irradiação solar, sem considerar possíveis perdas, conforme ilustrado abaixo.

$$PT_{\text{painéis}} = \frac{E_{\text{geração}}}{t_{\text{exposição}} \times \eta_{\text{rendimento}}}$$

$$PT_{\text{painéis}} = \frac{223,20}{4,91 \times 0,8}$$

$$PT_{\text{painéis}} = 56,55 \text{ kWp}$$

Com a potência do sistema definida, foi contabilizada a quantidade de painéis necessários para suprir a demanda.

#### 5.1.4 Quantificação dos painéis e novo cálculo da potência

A quantidade de painéis foi dada pelo quociente entre a potência total do sistema pela capacidade de produção da placa selecionada. Como foi utilizada como base a placa *Canadian Solar* de 320 Wp, Equação 6 foi aplicada, conforme ilustrado abaixo. Vale ressaltar que deve ser realizada a conversão da placa solar de Wp para kWp, ou da potência total dos painéis de kWp para Wp.

$$T_{\text{painéis}} = \frac{PT_{\text{painéis}}}{PT_{\text{painel}}}$$

$$T_{\text{painéis}} = \frac{56.550,00}{320,00}$$

$$T_{\text{painéis}} = 176,72 \text{ unid.}$$

Conforme observado, não é possível obter 176,72 unidades de painéis solares. Conforme CETEL e CRESESB (2014), um bom projeto deve alinhar a ideia do projetista com a necessidade específica do local, ou cliente. Portanto, cabe ao projetista definir se deixará o sistema com sobra de energia, utilizando 177 painéis solares, ou subdimensionará a quantidade de placas, utilizando 176 unidades de painéis solares, com uma possível sobra para instalações futuras.

Outros pontos a serem observados para definição da quantidade de painéis se dá em relação a distribuição no telhado, carga mecânica do sistema, perda de rendimento devido a sombreamento, nuvens, posição geográfica (água do telhado no sentido para o Sul), inclinação indevida em relação a Linha do Equador, entre outros fatores (CETEL; CRESESB, 2014).

Para o dimensionamento em questão, foi escolhido manter o sistema com sobra, considerando somente a disposição do telhado e posição geográfica de instalação do sistema, ou seja, sem considerar a resistência mecânica do telhado. Assim, foi definido a utilização de 177 placas e, com isso, foi definido a nova potência

total do sistema a partir do produto entre a potência da placa solar e sua quantidade, conforme Equação 7.

$$PT_{\text{painéis}} = T_{\text{painéis}} \times P_{\text{painél}} \quad (7)$$

Onde:

$PT_{\text{painéis}}$  = nova potência calculada (kWh/mês);

$T_{\text{painéis}}$  = total de painéis no sistema (unid.);

$P_{\text{painél}}$  = potência do painel solar (kWp).

Ressalta-se sempre verificar a unidade de medida utilizada. Dessa forma, a equação resulta em 56,64 kWp de potência, conforme mostrado abaixo.

$$\begin{aligned} PT_{\text{painéis}} &= 177 \times 0,32 \\ PT_{\text{painéis}} &= 56,64 \text{ kWp} \end{aligned}$$

Com o cálculo da potência total dos painéis, será realizada a escolha do inversor do sistema.

#### 5.1.5 Seleção do inversor

O dimensionamento do inversor pode ser feito através do pico de carga, ou seja, o horário do dia em que houver maior demanda de energia, ou, de um modo mais conservador, utilizar a potência de consumo total do sistema, simulando que todos os equipamentos seriam utilizados de forma simultânea. Outro ponto a ser observado é a análise de equipamento que demandam uma potência de pico, ou seja, uma potência para funcionamento maior que a potência de operação (CETEL; CRESESB, 2014).

Para a pesquisa, foi considerado o modo conservador, considerando a potência de consumo total dos painéis, registrado em 56,64 kWp. Villalva, Gradella e Gazoli (2015) apontam que, para que o inversor trabalhe em condições normais, este deve ter uma tolerância de 20% de carga para mais ou menos que sua potência nominal. Para garantir uma sobra ao sistema, foi optado pela tolerância somente do

20% para mais do valor de potência necessário. Ou seja, o inversor deve possuir valor de potência, no mínimo, igual a 56,64 kWp e no máximo potência igual 67,97 kWp.

A tensão de entrada do inversor deve ser igual à tensão de entrada do sistema da concessionária quando em corrente contínua e, posteriormente, pode ser distribuído conforme a necessidade do equipamento, já em corrente alternada, ou seja, em 127 V ou 220 V, por exemplo (CETEL; CRESESB, 2014). Como o sistema trifásico para o Estado do Paraná possui tensão de 220 V, o inversor deve ter essa tensão de entrada em corrente contínua.

#### 5.1.6 Levantamento da emissão evitada de CO<sub>2</sub>

Para o levantamento de emissão evitada de CO<sub>2</sub> pelo sistema, é necessário utilizar como base a energia total gerada pelas placas. Para definição desse fator, foi coletado o fator médio mensal de emissão de CO<sub>2</sub> nos inventários corporativos de acesso disponibilizado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações (MCTIC), onde fornece um arquivo com os dados de fator médio de emissão dos anos de 2006 a 2019 em tCO<sub>2</sub>/MWh. Será utilizado como referência os valores disponibilizados no ano de 2019, conforme Quadro 1.

**QUADRO 1 – FATOR MÉDIO MENSAL DE EMISSÃO DE CARBONO**

Fator Médio Mensal (tCO <sub>2</sub> /MWh)												Fator Médio Anual (tCO <sub>2</sub> /MWh)
MÊS												ANO - 2019
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	0,0750
0,0355	0,0667	0,0530	0,0514	0,0482	0,0426	0,0906	0,1070	0,1024	0,1040	0,1078	0,0913	

**Fonte:** adaptado de MCTIC (2019)

Será utilizado como base o valor de fator médio anual de 0,0750 tCO<sub>2</sub>/MWh para cálculo do sistema. Primeiro é feito a conversão do fator de tCO<sub>2</sub>/MWh para kgCO<sub>2</sub>/kWh, cuja unidades são equivalentes. A energia gerada mensalmente é de 6.695,75 kW/mês, multiplicado por 12 meses, resulta em 80.349 kW/ano. Esse valor resultaria em 6.026,18 kg de CO<sub>2</sub> evitados no sistema.

### 5.1.7 Payback simples

Para avaliação do *payback*, foi realizado uma tabela comparando a estimativa do valor de investimento para a instalação completa do sistema fotovoltaico com a economia gerada. Como forma de estimar o valor de investimento, foi utilizado o simulador da empresa Bono Fotovoltaica, conhecida na região e implantada em Londrina.

No simulador, é necessário informar a cidade de instalação, tipo de edificação, ramo de atividade e se sabe o valor da tarifa. Os dados foram preenchidos conforme Anexo A, colocando a cidade de Ibiporã, tipo de edificação como comercial, ramo de atividade como outras atividades esportivas não especificadas e o valor da tarifa como 0,82 R\$/kWh, conforme Figura 20.

**FIGURA 20 – SIMULADOR SOLAR PELA BONO FOTOVOLTAICA**

Quer saber quanto você pode economizar produzindo sua própria energia?

Nome:  
POKE

E-mail: pokemongo3694@gmail.com      Cidade: Ibiporã

Escolha o tipo

Residencial    Rural    **Comercial**    Industrial Verde

Ramo de Atividade\*  
Outras Ativ. Esportivas Não Esp.

Você sabe o valor da sua tarifa?  
**SIM**    NÃO

Tarifa por KWH \*(formato: 0,66)  
R\$ 0,82

**Fonte:** o autor (2019)

Foi inserido o valor de R\$6.500,00 para simulação do sistema, conforme Figura 21.

**FIGURA 21 – CONSUMO MÉDIO MENSAL DA SIMULAÇÃO**



**Fonte:** o autor (2019)

Feito a simulação, o *site* forneceu como resultado uma estimativa de investimento para instalação do sistema fotovoltaico entre R\$240.772,80 e R\$270.869,40, gerando uma economia mensal de R\$6.187,08 e *payback* de 3 anos e 8 meses, conforme Figura 22.

**FIGURA 22 – RESULTADO FINANCEIRO DA SIMULAÇÃO DO SISTEMA**



**Fonte:** o autor (2019)

Para o cálculo de *payback*, será utilizado o valor mínimo e máximo da estimativa de investimento inicial para implementação do sistema, desconsiderando o valor de abatimento mensal fornecido. O valor do fluxo de caixa se refere ao produto

da energia total gerada no ano pelo sistema fotovoltaico considerado no dimensionamento, de 6.695,75 kWh/mês multiplicado por 12 meses, resultando em 80.349,00 kWh/ano. Esse valor será multiplicado pelo valor da tarifa presente no Anexo A, considerado em 0,82 R\$/kWh, resultando em um abatimento anual de R\$65.886,18. O *payback* será o abatimento desse valor frente ao investimento inicial, conforme Tabela 3.

**TABELA 3 – ESTUDO DE *PAYBACK* SIMPLES PARA O SISTEMA FOTOVOLTAICO**

Ano	Valor de Investimento no Projeto		Fluxo de Caixa	<i>Payback</i>	
	Mínimo	Máximo		Mínimo	Máximo
1	R\$ 240.772,80	R\$ 270.869,40			
2			R\$ 65.886,18	R\$ 174.886,62	R\$ 204.983,22
3			R\$ 65.886,18	R\$ 109.000,44	R\$ 139.097,04
4			R\$ 65.886,18	R\$ 43.114,26	R\$ 73.210,86
5			R\$ 65.886,18	-R\$ 22.771,92	R\$ 7.324,68
6			R\$ 65.886,18	-R\$ 88.658,10	-R\$ 58.561,50

Fonte: o autor (2019)

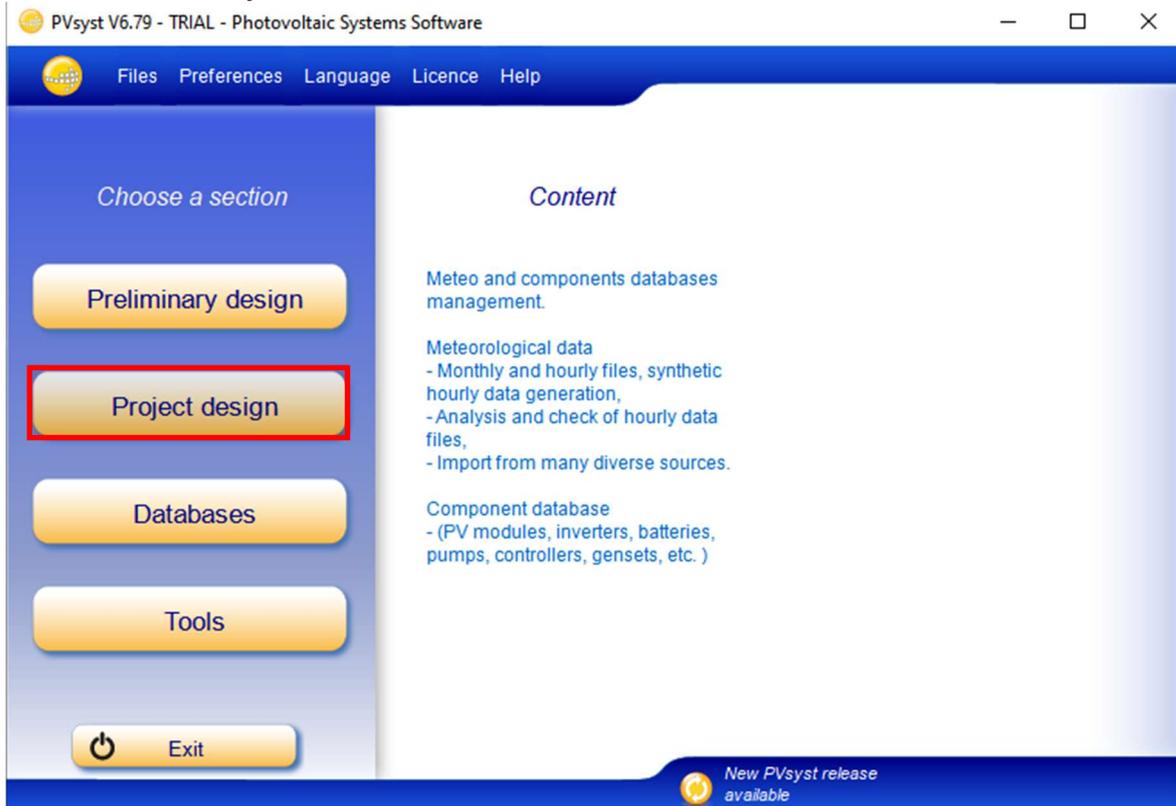
Dessa forma, é possível notar que com o investimento mínimo inicial para implantação do sistema no valor de R\$240.772,80, o sistema teria um retorno entre os anos 4 e 5, ilustrado pelo primeiro valor negativo na coluna “*Payback – Mínimo*” de -R\$22.771,92. Já para o sistema com valor de investimento máximo de R\$270.869,40, o *payback* seria realizado entre os anos 5 e 6, pelo primeiro valor negativo na coluna “*Payback – Máximo*” de -R\$58.561,50.

Vale destacar que o valor da tarifa foi fixado, assim como o valor de abatimento anual presente na coluna do fluxo de caixa. Isso quer dizer que, se o valor da tarifa sofrer alguma modificação, o *payback* pode ser um tempo maior ou menor. Outro fator que pode influenciar é que não estão sendo considerados a troca de algum componente, a valorização da moeda, a taxa de atratividade do investimento, entre outros fatores.

## 5.2 SOFTWARE PVsyst

Para se fazer a comparação, informa-se inicialmente como foi feita a manipulação pelo *software*. Ao abrir o *software PVsyst* deve ser selecionado o item *Project design*, conforme destacado na Figura 23.

**FIGURA 23 – SELEÇÃO DE PROJECT DESIGN PARA INICIAR O PROJETO**



Fonte: o autor (2020)

Em seguida, é selecionado o item *Grid-Connected*, uma vez que se trata de um sistema ligado à rede, conforme destaque na Figura 24.

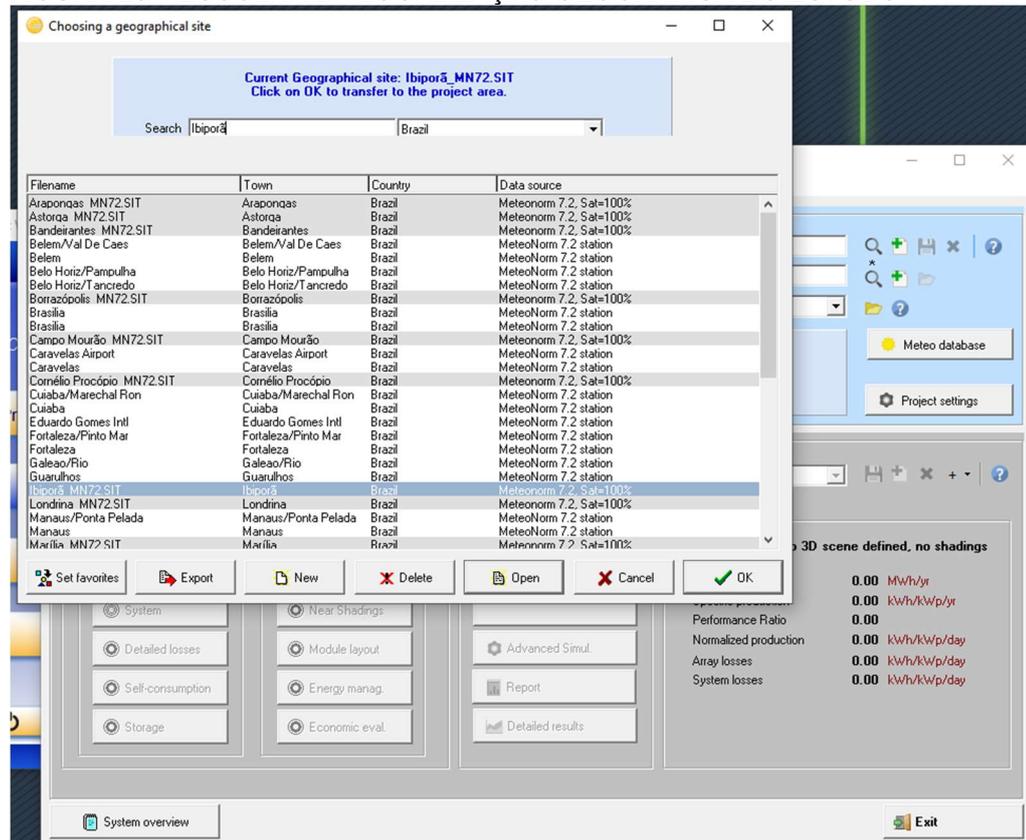
**FIGURA 24 – SELEÇÃO DO ITEM GRID-CONNECTED**



Fonte: o autor (2020)

Assim, deve ser criado um novo projeto, onde, primeiramente, deve ser escolhido a localização geográfica do estudo, sendo representado por Ibiporã-PR, de acordo com a Figura 25.

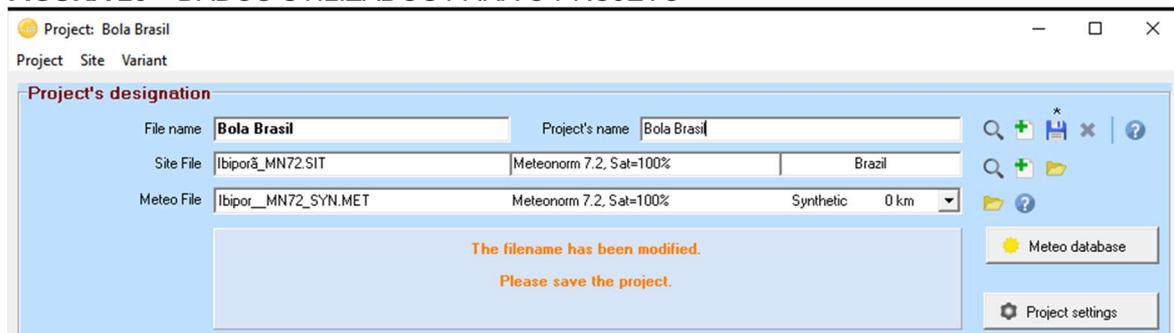
FIGURA 25 – ESCOLHA DA LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA DO ESTUDO



Fonte: o autor (2020)

Depois da seleção da cidade, o projeto deve ser salvo. É possível observar o nome e os dados utilizados na Figura 26.

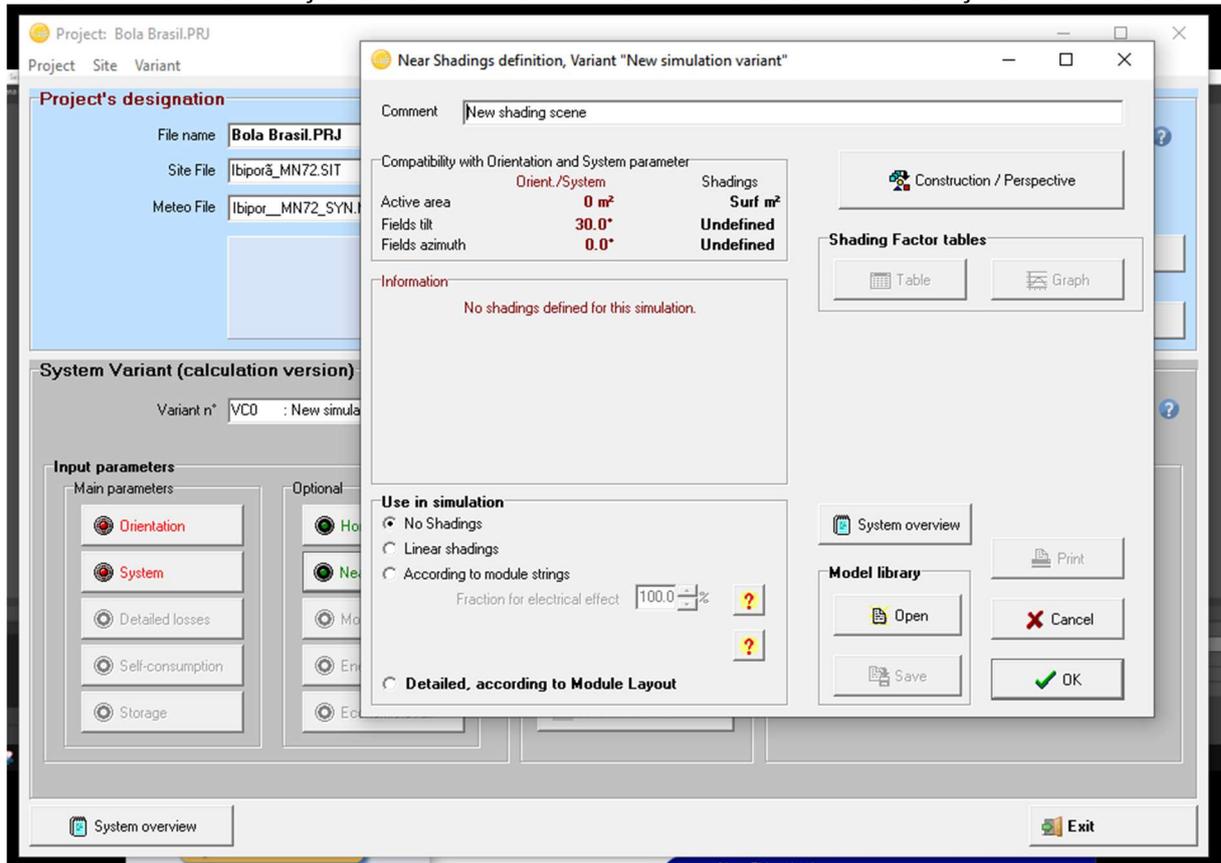
FIGURA 26 – DADOS UTILIZADOS PARA O PROJETO



Fonte: o autor (2020)

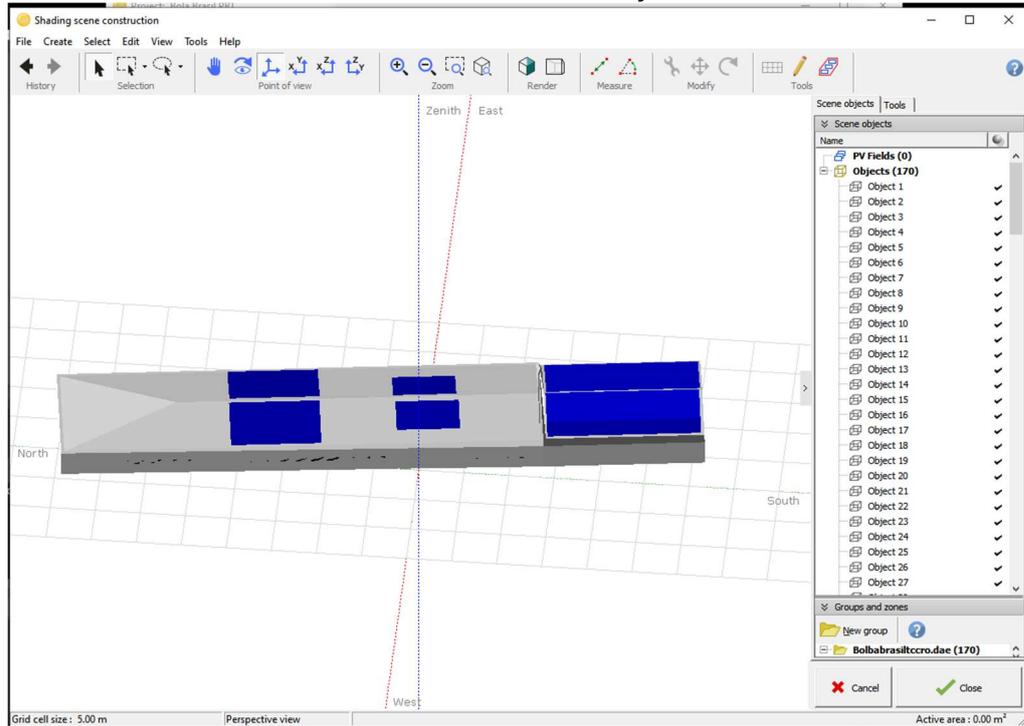
Com isso, é feita a seleção de *Near Shadings* para realizar a disposição das placas no telhado da edificação, onde é mostrado a orientação de 30° para as placas, conforme Figura 27.

**FIGURA 27 – INFORMAÇÕES DO NEAR SHADING PARA INICIO DA SIMULAÇÃO DAS PLACAS**



Fonte: o autor (2020)

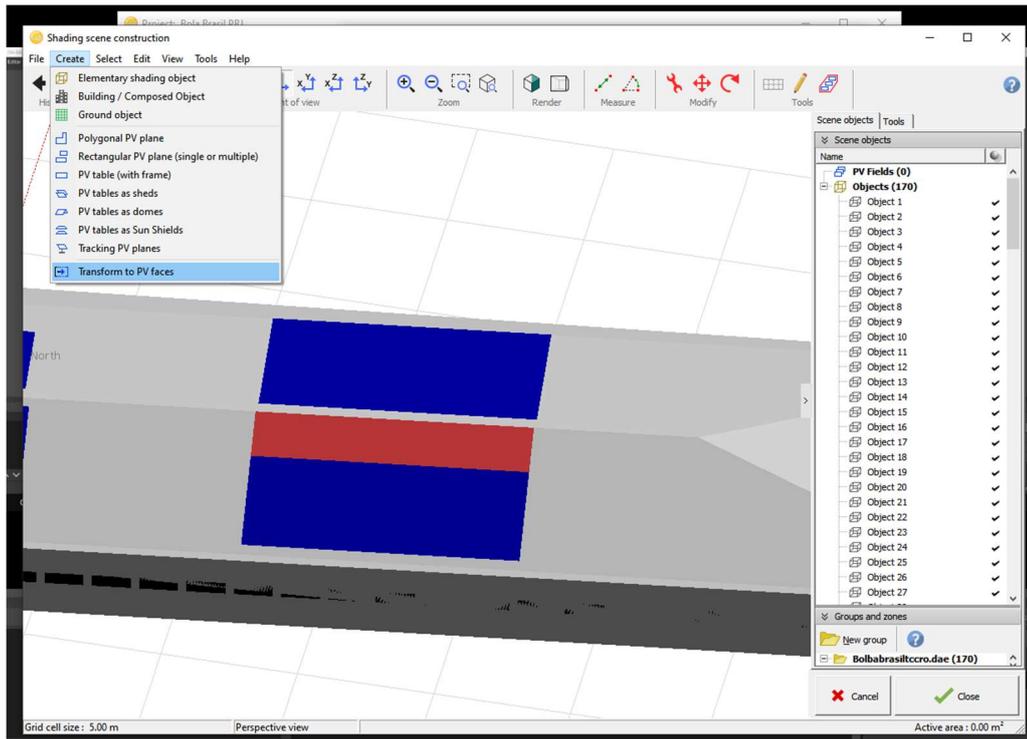
Depois, é feito a seleção do item *Construction/Perspective* no quadro *Near Shadings*. Após sua seleção, é feito a importação de um arquivo com o desenho realizado no *software Sketchup* como referência. O arquivo importado está ilustrado na Figura 28.

**FIGURA 28 – DESENHO IMPORTADO NA SIMULAÇÃO**

Fonte: o autor (2020)

Com isso é criado as placas fotovoltaicas no PVsyst, através da seleção da guia *Create*, seleção do item *PV table (with frame)* e selecionado *Transform PV planes* após clicar nas placas selecionadas, conforme Figura 29.

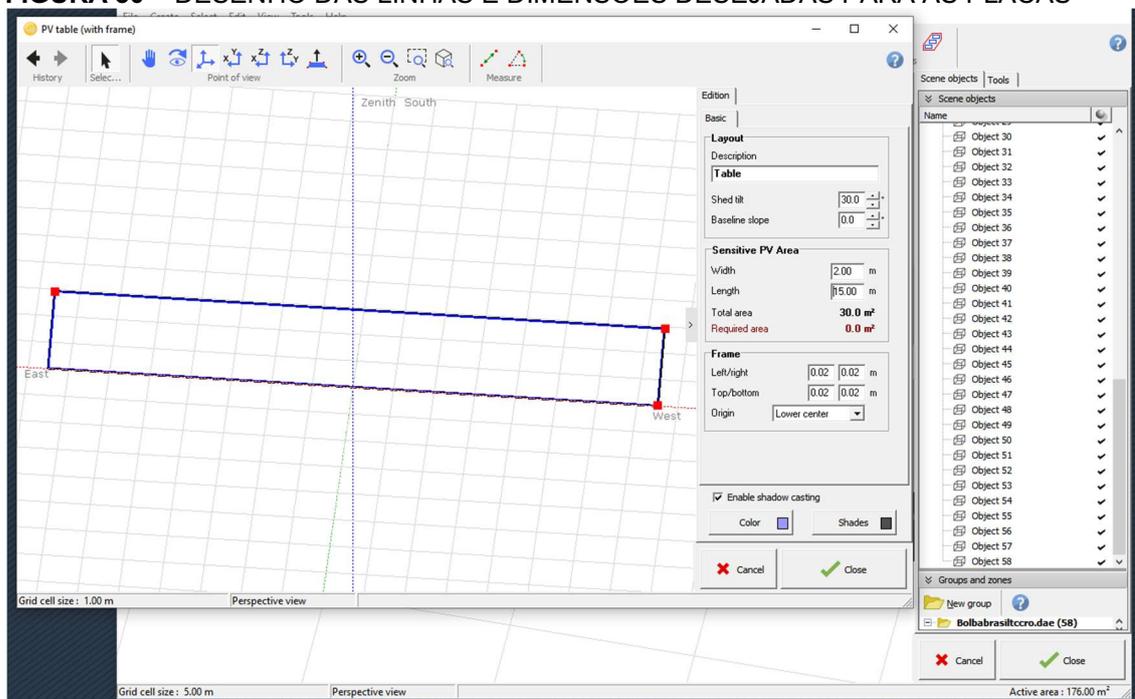
**FIGURA 29 – DESENHO IMPORTADO NA SIMULAÇÃO**



Fonte: o autor (2020)

Com isso, são criadas as linhas com as dimensões desejadas para as placas fotovoltaicas, conforme observado na Figura 30.

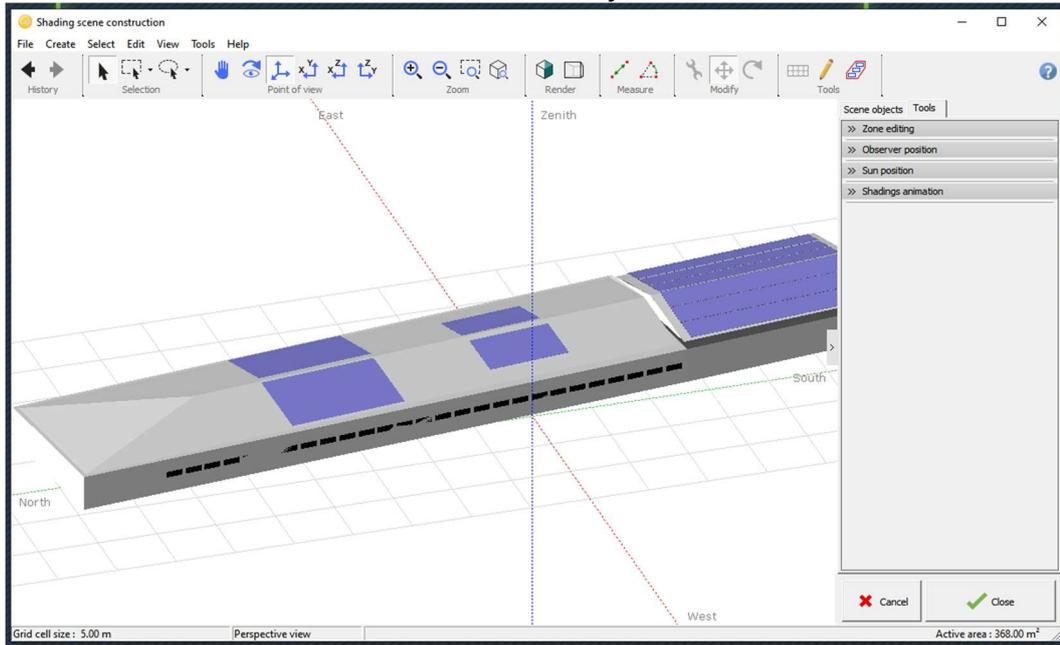
**FIGURA 30 – DESENHO DAS LINHAS E DIMENSÕES DESEJADAS PARA AS PLACAS**



Fonte: o autor (2020)

Desse modo, o desenho fica pronto para a seleção dos módulos e inversores para o sistema, ilustrado na Figura 31.

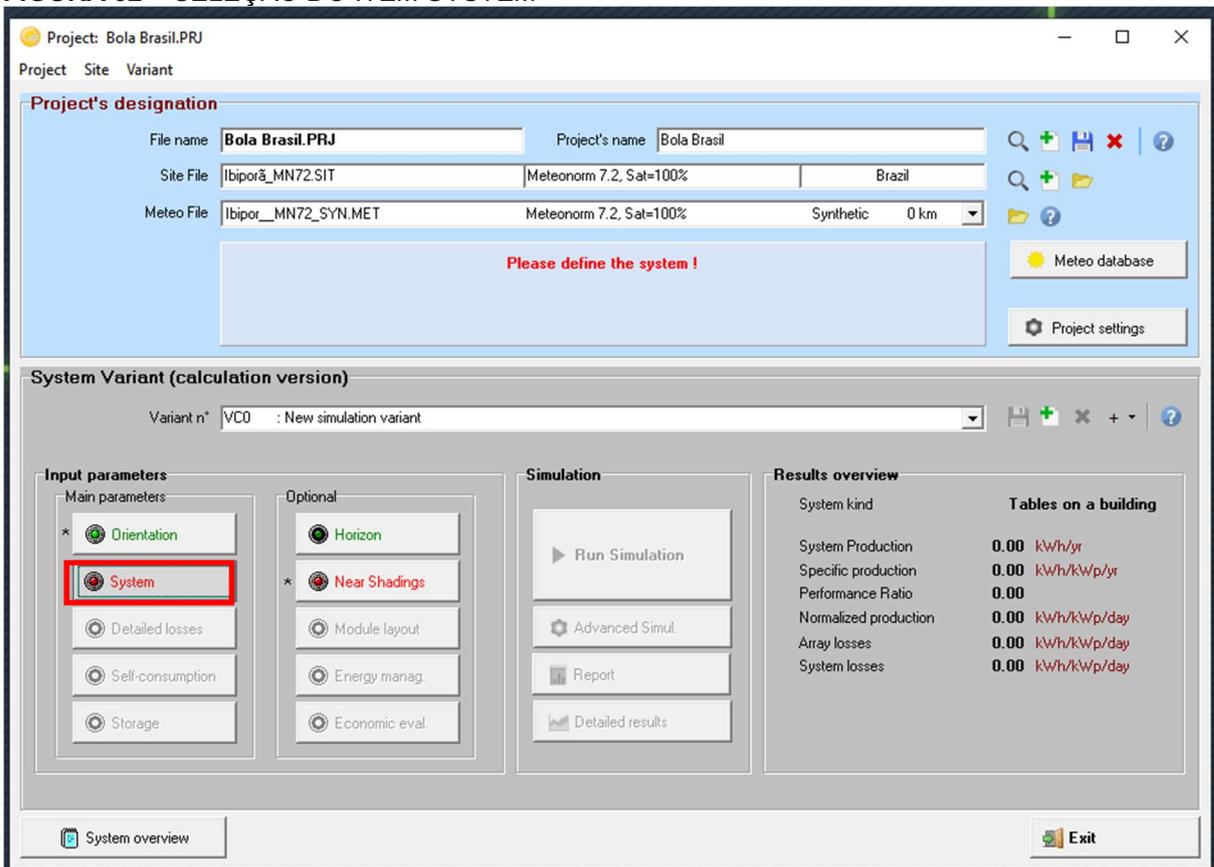
**FIGURA 31 – MODELO PRONTO PARA SIMULAÇÃO DAS PLACAS E INVERSOR**



Fonte: o autor (2020)

Após o desenho modelo realizado, é selecionado o item *System*, na página inicial do projeto, apresentado na Figura 32 para seleção da placa e inversor.

**FIGURA 32 – SELEÇÃO DO ITEM SYSTEM**



Fonte: o autor (2020)

Para avaliar os resultados da simulação da utilização de módulos solares na unidade de baixa tensão de Ibiporã-PR, será utilizado como referência para alimentar o campo referente ao sistema “System” do software *PVsys*. os seguintes componentes:

- 1 Inversor Fronius International 20kW de 200-800V, 50/60Hz;
- Placas *Canadian Solar* 320Wp 31V de silício policristalino conectadas em série – escolhidos por estarem dentro da base de dados do software e por serem marcas consolidadas no mercado.

O motivo de ser escolhido oito placas para um inversor é que, segundo Villalva, Gradella e Gazoli (2015), o somatório da potência das 8 placas é, aproximadamente, 3kW, fazendo com que o inversor trabalhe em condições normais, com 20% de carga a mais ou menos que sua potência nominal.

A seleção no software pode ser observada conforme Figura 33.

**FIGURA 33 – DEFINIÇÃO DOS MÓDULOS**

The screenshot shows the 'Grid system definition, Variant: "New simulation variant"' window. It includes the following sections:

- Global System configuration:** Number of kinds of sub-arrays: 1. Simplified Schema.
- Global system summary:**

Nb. of modules	8	Nominal PV Power	2.6 kWp
Module area	16 m <sup>2</sup>	Maximum PV Power	2.5 kWdc
Nb. of inverters	1	Nominal AC Power	3.0 kWac
- PV Array:** Sub-array name and Orientation: Name: PV Array, Orient: Fixed Tilted Plane, Tilt: 15°, Azimuth: 0°. Presizing Help: No string, Enter planned power: 0.0 kWp, or available area(modules): 0 m<sup>2</sup>.
- Select the PV module:** Filter: All PV modules. Canadian Solar Inc. 320 Wp 31V Si-poly CDRU-320P Since 2016. String voltages: Vmp (60°C) 31.4 V, Voc (-10°C) 50.5 V.
- Select the inverter:** Output voltage 230 V Mono 50Hz. ABB 3.0 kW 80 - 500 V TL 50 Hz LNO-3.0-TL-OUTD Since 2015. Global Inverter's power 3.0 kWac. Operating Voltage: 80-500 V. Input maximum voltage: 600 V.
- Design the array:** Number of modules and strings: Mod. in series: 8, Nb. strings: 1. Operating conditions: Vmp (60°C) 251 V, Vmp (20°C) 300 V, Voc (-10°C) 404 V. Plane irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>. Array nom. Power (STC) 2.6 kWp.

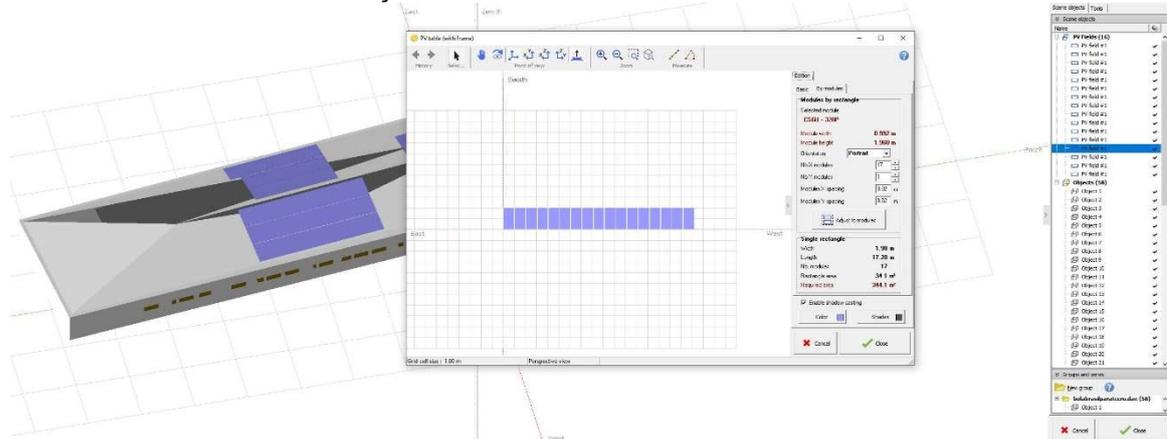
Callout boxes highlight:

- Blue box: Modelo da placa fotovoltaica e do fabricante
- Green box: Modelo do inversor, qtde. inversores e fabricante
- Red box: Número de placas

Fonte: o autor (2020)

Dessa forma, é realizado o dimensionamento a quantidade de módulos e feito a compatibilização com o desenho, conforme Figura 34, sendo utilizado no mínimo 15 placas com 3 strings.

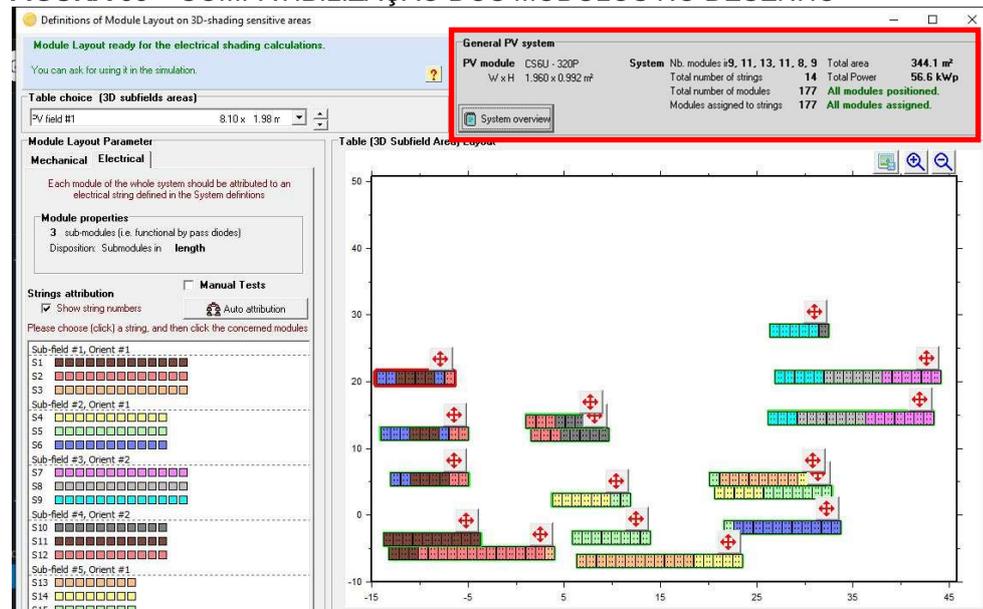
**FIGURA 34 – COMPATIBILIZAÇÃO DOS MÓDULOS NO DESENHO**



Fonte: o autor (2020)

Foram utilizados pelo software 177 módulos com potência de 320 W, ocupando uma área de 344,10 m<sup>2</sup>, potência total de 56,5 kWp, com inversores de 20 kW, conforme destacado na Figura 35.

**FIGURA 35 – COMPATIBILIZAÇÃO DOS MÓDULOS NO DESENHO**

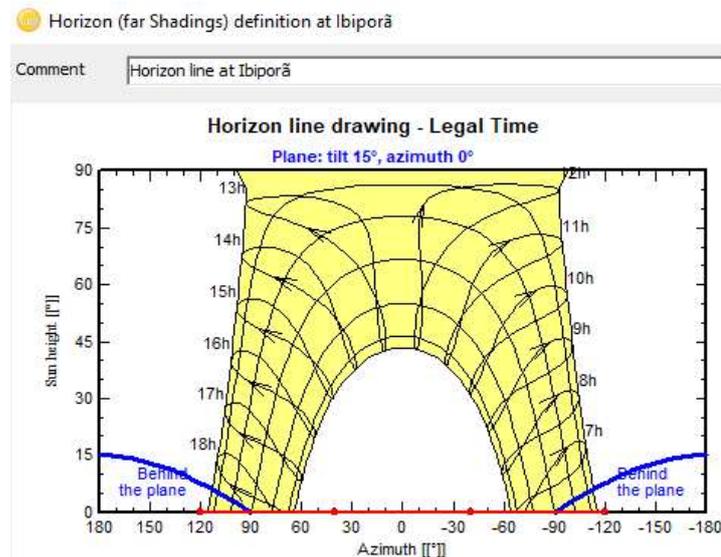


Fonte: o autor (2020)

Como não foi inserido sombreamento no projeto elaborado pelo software, os valores do gráfico de sombreamento ainda são nulos. Já a Figura 36 ilustra a

irradiação solar diária na região de Ibitiporã-PR, onde se percebe a maior incidência de luz livre no período entre 12h e 13h.

**FIGURA 36 – LUZ LIVRE DIÁRIA AO LONGO DO ANO**



Fonte: o autor (2020)

Como o levantamento de consumo, dados solarimétricos, quantificação dos painéis e seleção do inversor são feitos de forma integrada ao *software*, será realizada o comparativo com a potência instalada, emissão de carbono e análise de *payback* simples para o sistema simulado.

### 5.3 COMPARATIVO ENTRE MÉTODO TEÓRICO E PELO SOFTWARE *PVsystem*

Alguns dados foram utilizados em comum entre os sistemas, sendo o consumo de 6.695,75 kWh/mês e 223,20 kWh/dia, considerando 30 dias de utilização, a potência do módulo instalado e do inversor.

A quantidade de módulos por ambos os métodos resultou em 177. No entanto, na prática, evita-se utilizar a distribuição ímpar de módulos para os sistemas para balanceamento. Portanto, para ambos seria considerado a utilização de 178 módulos.

No método teórico, o inversor mínimo teria uma potência de 56,64 kWp. Já no *PVsystem*, considerando a utilização de inversor de 20 kW, foi considerado a utilização de 2 inversores, balanceados com a quantidade de módulos instalados em cada face do telhado.

Como a energia gerada mensalmente é de 6.695,75 kWh/mês, multiplicado por 12 meses, resultando no produto de 80.349 kWh/ano. Esse valor resultaria em

6.026,18 kg de CO<sub>2</sub> evitados no sistema, considerando a produção anual de 0,0750 tCO<sub>2</sub>/MWh, com a utilização de ambos os módulos, uma vez que seriam dimensionados para o mesmo sistema.

O *payback* para ambos os sistemas podem variar conforme os modelos utilizados. No entanto, pode ser apontado o tempo de cerca 3 anos e 8 meses para ambos os sistemas, em uma análise simplificada.

Dessa forma, ambas metodologias apresentaram resultados similares. No entanto, dentro do *software PVsyst* é possível ter os resultados e relatórios de forma mais detalhada do sistema, além da simulação em 3D da disposição das placas, favorecendo a análise da instalação de forma automática. Nesse ponto, os dados apresentados são mais aprimorados e confiáveis para análise de emissão de CO<sub>2</sub> evitada, além da produção de energia. Já no método teórico, a disposição em desenho ficaria sujeita a uma análise separada o que reduziria o tempo de produtividade de análise, além de não considerar toda envoltória de influência da área de implantação das placas fotovoltaicas e sombreamento.

## 6 CONCLUSÃO

Na pesquisa, pautada em uma rede de baixa tensão, foi observado que o dimensionamento pelo método teórico e pelo uso do *software PVsyst* apresentam resultados similares. No entanto, a análise dos resultados inseridos dentro do modelo, podem ser melhor simulados dentro do *software*, como a disposição das placas *in loco*, seleção dos equipamentos conforme marca, banco de dados com análise de sombreamento, temperatura da região específica e integração com outros *softwares*, como o *Sketchup*, utilizado no trabalho.

Vale ressaltar a necessidade da análise estrutural e área disponível para instalação dos módulos no telhado. Tanto o método teórico, como o método computacional apontaram a utilização de 177 módulos de 320 W. Estes se diferenciaram pelo inversor, onde foi apontado o uso de 1 inversor de 56,64 kWp para o método teórico e, pelo método computacional o inversor de 20 kWp (duas unidades).

O *payback* simples, pela quantidade similar de módulos, foi feita a mesma análise por simulador, resultando em uma estimativa de retorno final de 3 anos e 8 meses. Esse valor pode variar conforme o valor do módulo, inversor, valor monetário, manutenção do sistema, intempéries, entre outros fatores.

Por fim, é considerado a quantidade de emissão de CO<sub>2</sub> evitada, pautada no valor de fator médio anual de 0,0750 tCO<sub>2</sub>/MWh para cálculo do sistema. O cálculo foi feito a partir da energia para o qual o sistema foi dimensionado. Como o sistema resulta em média no consumo de 80.349 kWh/ano, o valor resultante foi de 6.026,18 kg de CO<sub>2</sub> evitados no sistema.

## REFERÊNCIAS

ALONSO, R.H. **Posicionamento eficiente de módulos fotovoltaicos em plantas solares no ambiente urbano**. 2016. Tese (Doutorado em Ciências) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia de Sistemas Eletrônicos, São Paulo, 2016, 217 p.

ALVES, J. **Quais impactos ambientais que uma usina hidrelétrica gera? Existe maneira mais sustentável?**. 2016. Disponível em: <<http://www.naturezabelavida.com.br/o-que-e-uma-usina-hidreletrica-quais-impactos-ambientais-que-uma-usina-hidreletrica-gera-existe-maneira-mais-sustentavel-de-gerar-energia-eletrica/>>. Acesso em: 05 nov. 2019.

ARCURI, N.; REDA, F.; SIMONE, M. Energy and thermo-fluid dynamics evaluations of photovoltaic panels cooled by water and air. In: **Solar Energy**. v. 105, 2014, p. 147–156. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X14001686>>. Acesso em: 08 nov. 2019.

AZEVEDO J.M. N.; ALVAREZ, G.A. **Manual de Hidráulica**. Editor Edgard Blucher, São Paulo, 14ª edição, 2011.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **BIG: banco de informações de geração**. Capacidade de geração do Brasil. Brasília: ANEEL, 2015.

BRASIL. ANEEL. **Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 07 nov. 2019.

\_\_\_\_\_. **Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília, 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 07 nov. 2019.

BRUMA, J.J.G. **Brazil: collector area exceeds 1 million a year**, solarthermalworld. 2017. Disponível em: <<http://www.solarthermalworld.org/content/brazil-collector-area-exceeds-1-million-year>>. Acesso em: 06 nov. 2019.

CARNEIRO, J. **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos: sistemas ligados à rede e sistemas autónomos**. 2009. Disponível em: <<https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16965/1/DIMENSIONAMENTO>>

%2520DE%2520SISTEMAS%2520FOTOVOLTAICOS.pdf>. Acesso em: 19 set. 2019.

CARVALHO, C.H.F. **Projeto de um sistema de aquecimento solar de águas para pousadas**. 2016. Monografia (Especialização em Fontes Alternativas de Energia) – Universidade Federal de Lavras, Minas Gerais, 2016.

CEPEL – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA; CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, RJ: Especial 2014. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf)>. Acesso em: 05 nov. 2019.

COLAFERRO, L. **Energia solar no Brasil: um panorama para [você] entender tudo**. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/energia-solar-no-brasil-panorama/>>. Acesso em: 05 nov. 2019.

CUNHA, M.A. **Smart cities: transformação digital de cidades**. São Paulo: Programa Gestão Pública e Cidadania – PGPC, 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira. Rio de Janeiro, maio/2012.

\_\_\_\_\_. **Nota Técnica DEA 19/14: inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil – condicionantes e impactos**. Rio de Janeiro, outubro/2014.

FONTES, R. **Energia solar residencial: as razões e o caso real que comprovam a economia para esses consumidores**. 2018. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/caso-real-energia-solar-residencial/>>. Acesso em: 05 nov. 2019.

FRAUNHOFER INSTITUTE. **Photovoltaics Report**. Solar Energy Systems (ISE). 2019. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>>. Acesso em: 18 nov. 2019.

PRADO, K.C.D.; SANTOS, P.E. **Smart cities: conceito, iniciativas e o cenário carioca**. 2014. Graduação (Bacharel em Engenharia Ambiental) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

KNIJNIK, R. **Energia e meio ambiente em Porto Alegre: bases para o desenvolvimento**. Porto Alegre, CPEA, 2003.

LAMBERTS, R. *et al.* **Casa eficiente: consumo e geração de energia.** v. 2. Florianópolis: UFSC, LabEEE, Florianópolis, 2010, 76p. Disponível em: <[http://www.labeee.ufsc.br/sites/default/files/publicacoes/livros/CasaEficiente\\_vol\\_II\\_WEB.pdf](http://www.labeee.ufsc.br/sites/default/files/publicacoes/livros/CasaEficiente_vol_II_WEB.pdf)>. Acesso em: 08 nov. 2019.

LIRA, M.A.T. *et al.* Contribuição dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica para a redução de CO<sub>2</sub> no Estado do Ceará. **Rev. bras. meteorol.** São Paulo, v. 34, n. 3, p. 389-397, Sept. 2019. Disponível em: <[http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0102-77862019000300389&lng=en&nrm=iso](http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0102-77862019000300389&lng=en&nrm=iso)>. Acesso em: 18 mar. 2020.

MAFRA, A. **As 5 maiores fontes de energia do Brasil – Top five.** 2017. Disponível em: <<http://www.cursodeeletricista.net/as-5-maiores-fontes-de-energia-do-brasil-top-five>>. Acesso em: 05 nov. 2019.

MARTINS, G.A. **Estudo de caso: uma estratégia de pesquisa.** 2 ed. São Paulo: Atlas, 2008.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Boletim mensal de monitoramento do setor elétrico – dezembro de 2016.** Brasília: MME, 2017.

MÜLLER, M.S.; CORNELSEN, J.M. **Normas e padrões para teses, dissertações e monografias.** 6.ed. ver. E atual. Londrina: EDUEL, 2007.

NASCIMENTO, R. L. Energia solar no Brasil: situação e perspectivas. **Câmara dos Deputados, Consultoria Legislativa**, n. 55 61, 2017, 46 p.

OLIVEIRA, A.S. **Avaliação de impactos ambientais do módulo fotovoltaico: produção e uso como fonte de energia elétrica.** 2017. Dissertação (Mestrado em Ciências Mecânicas – Universidade de Brasília, Departamento de Engenharia Mecânica, Brasília: Distrito Federal, 2017.

OVELHA, R.M.R.V. **Projeto, dimensionamento e instalação de solução fotovoltaica numa moradia offgrid.** 2017. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia de Energia e do Ambiente) – Universidade de Lisboa, Departamento de Engenharia Geográfica, Geofísica e Energia, Portugal: Lisboa, 2017.

PEREIRA *et al.* **Atlas brasileiro de energia solar.** São José dos Campos: INPE, 2006. Disponível em: <[http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil\\_solar\\_atlas\\_R1.pdf](http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf)>. Acesso em: 08 nov. 2019.

PORTO, R.M. **Hidráulica básica.** EESC-USP, São Carlos, SP, 8ª edição, 2010.

QUASCHNING, V. **Renewable energy and climate change**. EUA: Wiley-IEEE Press, 2010, 320 p. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/263349050\\_Renewable\\_Energy\\_and\\_Climate\\_Change](https://www.researchgate.net/publication/263349050_Renewable_Energy_and_Climate_Change)>. Acesso em: 08 nov. 2019.

REN21, Renewables 2019. Global Status Report. 2019. Disponível em <[https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr\\_2019\\_full\\_report\\_en.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_full_report_en.pdf)>. Acesso em: 18 nov. 2019.

RUTHER, R. **Instalações solares fotovoltaicas integradas a edificações urbanas e interligadas à rede elétrica pública**. Florianópolis, 2011. Disponível em: <<https://fotovoltaica.ufsc.br/sistemas/livros/livro-edificios-solares-fotovoltaicos.pdf>>. Acesso em: 08 nov. 2019.

SÁ, V.S. **Estudo de viabilidade de utilização de sistema de geração fotovoltaica conectado à rede no Brasil**. 2016. 42 f. Monografia (Graduação em Engenharia Civil) - Escola de Minas, Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 2016.

SANTOS, F.A.; SOUZA, C.A.; DALFIOR, V.A.O. Energia solar: um estudo sobre a viabilidade econômica de instalação do sistema fotovoltaico em uma residência em Ipatinga-MG. *In*: Simpósio de Excelência em Gestão e Tecnologia, ed. 13, 2016, Resende. **Anais....** Rio de Janeiro: Aedb, 2016. p. 1 - 14.

SIQUEIRA, A.F.P.; SANTOS, L.N. **Estudo de implantação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFVCR) na câmara municipal de São José dos Pinhais**. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Curitiba, 2016.

SOUZA, C.H.G.; MOURA, L.G.A.O.; QUEIROZ, L. Energia solar fotovoltaica: um estudo da sua viabilidade no Brasil. *In*: SIMPÓSIO DE TCC E SEMINÁRIO DE IC, 1 ed., 2016, **Anais...** 2016. Disponível em: <[http://nippromove.hospedagemdesites.ws/anais\\_simposio/arquivos\\_up/documentos/artigos/61b4dfa928421fc3f8219b27a0ce8a75.pdf](http://nippromove.hospedagemdesites.ws/anais_simposio/arquivos_up/documentos/artigos/61b4dfa928421fc3f8219b27a0ce8a75.pdf)>. Acesso em: 08 nov. 2019.

SOUZA, R. **Sistema fotovoltaico conectado à rede (on grid): o guia 100% completo**. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/sistema-fotovoltaico-conectado-a-rede-on-grid/>>. Acesso em: 05 nov. 2019.

TIEPOLO, G.M.; URBANETZ, J.; CANGIOLIERI JÚNIOR, O. Inserção da energia fotovoltaica na matriz elétrica do estado do paraná: análise do potencial produtivo. **Revista Sodebras**, v. 8. Artigos publicados, março, 2013. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/275951505\\_Insercao\\_da\\_Energia\\_Fotovoltaica](https://www.researchgate.net/publication/275951505_Insercao_da_Energia_Fotovoltaica)>

aica\_na\_Matriz\_Eletrica\_do\_Estado\_do\_Parana\_Analise\_do\_Potencial\_Produtivo>. Acesso em: 08 nov. 2019.

TOLMASQUIM, M.T. **Fontes renováveis de energia no Brasil**. Rio de Janeiro: CENERGIA, 2003.

TORRES, R.C. **Energia solar fotovoltaica como fonte alternativa de geração de energia elétrica em edificações residenciais**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica e Área de Concentração em Térmica e Fluido) – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

URBANETZ JUNIOR, J. **Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade**. 2010. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Florianópolis, 2010.

VIANA, T.S. *et al.* Integração de sistemas fotovoltaicos à arquitetura. *In: IX ENCAC: Encontro Nacional e V Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído, Anais...* Ouro Preto, 2007.

VILLALVA, M.; GRADELLA, M.; GAZOLI, J. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. São Paulo : Érica, 2015.

XAVIER, G.A. **Simulação de micro redes de energia com geração fotovoltaica e armazenamento de energia**. 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Agrícola) – Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, 2011. Disponível em: <<https://www.locus.ufv.br/bitstream/handle/123456789/3603/texto%20completo.pdf?squence=1&isAllowed=y>>. Acesso em: 07 nov. 2019.

YIN, R.K. **Estudo de caso: planejamento e métodos**. 4 Ed. Porto Alegre: Bookman, 2010.

ZILLES, R. et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

Fatores de emissão da margem de operação pelo método da análise de despacho. **MCTIC**, 2019. Disponível em <[http://antigo.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/textogeral/emissao\\_despacho.html](http://antigo.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/textogeral/emissao_despacho.html)> Acesso em: 09 nov. 2019

**APÊNDICE A – Áreas sociais do empreendimento**

**FIGURA 37 – ÁREAS SOCIAIS DO OBJETO DE ESTUDO DO ESTUDO DE CASO**

Fonte: o autor (2020)



**APÊNDICE B – Área de telhado disponível e implantação**

**FIGURA 38 – ÁREA DE TELHADO DISPONÍVEL E IMPLANTAÇÃO**

Fonte: o autor (2020)

**ANEXO A – Conta de energia do objeto de estudo**


**COPEL**

 Copel Distribuição S.A.  
 José Izidoro Biazzetto, 158 bl.C - Mossunguê - Curitiba PR - CEP 81200-240  
 CNPJ: 04.368.898/0001-06 - IE 90.233.073-99 - IM 423.992-4

 www.copel.com  
 0800 51 00 116

R DQ DE CAXIAS - SN BOLA BRASIL JOSE PIRES - IBIPORA - PR - CEP: 86200-000
[ ]

Mês de referência

**Dezembro/2018**

Vencimento

**04/01/2019**

Unidade Consumidora

**VALOR A PAGAR**
**R\$ 6.502,00**

FAT-01-20187157208335-39

Responsabilidade da Manutenção de Ilumina Pública: Município 156

**DENUNCIE FURTO DE FIOS! LIGUE 181.**
**Informações Técnicas**

N° Medidor: MD 0783155680 - TRIFASICO

Comerc/Outras Ativ Esportivas Nao Esp

Leitura Anterior	Leitura Atual	Medido	Constante de Multiplicação	Total Faturado	Consumo Médio Diário	Data de Emissão	Próxima Leitura Prevista
13/11/2018 1286	13/12/2018 1474	30 dias 7708 kWh	40	7.708 kWh	256,93 kWh	14/12/2018	14/01/2019

**Histórico de Consumo e Pagamento**

Mês	kWh	Dt.Pgto.	Valor
11/2018	5494	04/12/2018	4.896,91
10/2018	6765	05/11/2018	6.060,84
09/2018	6683	04/10/2018	5.820,90
08/2018	6683	04/09/2018	5.760,22
07/2018	6601	06/08/2018	5.448,92
06/2018	6191	04/07/2018	4.485,07
05/2018	9594	04/06/2018	6.563,85
04/2018	6273	04/05/2018	4.283,43
03/2018	5945	04/04/2018	4.115,74
02/2018	7011	05/03/2018	4.973,78
01/2018	7175	05/02/2018	5.390,93
12/2017	7134	04/01/2018	5.661,60

**Valores Faturados**

 NOTA FISCAL/CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA N° 053.305.669 - SÉRIE B  
 Emitida em 14/12/2018

Produto Descrição	Un.	Consumo	Valor Unitário	Valor Total	Base Cál.	Aliq. ICMS
ENERGIA ELÉTRICA CONSUMO	kWh	7.708	0,821892	6.335,14	6.335,14	29,00%
ENERGIA CONS. B.AMARELA	kWh			70,72	70,72	29,00%
CONT ILUMIN PUBLICA MUNICIPIO				96,14		

**Informações Suplementares**

Tarifas	
ENERGIA ELET CONSUMO	0,507520

 Tensão Contratada: 13800 volts  
 Limite Adequado Tensão: 12276 a 13860 volts

**Reaviso de Vencimento**

Base de Cálculo do ICMS 6.405,86	Valor ICMS 1.857,70	Valor Total da Nota Fiscal 6.502,00
-------------------------------------	------------------------	--

Reservado ao Fisco

**87BF.BD97.1644.92A8.11DB.0B20.AE0A.306F**

 INCLUSO NA FATURA PIS R\$105,70 E COFINS R\$486,84 CONFORME RES. ANEEL 130/2005.  
 FATURA DO MÊS 11/2018 ARRECADADA POR DÉBITO AUTOMÁTICO  
 A qualquer tempo pode ser solicitado o cancelamento de valores não relacionados à prestação do serviço de energia elétrica, como convênios e doações.  
 Atraso superior a 45 dias sujeita inclusão no cadastro de inadimplentes CADIN/PR  
 Agora é possível recorrer à Ouvidoria da Copel pelo Site ou Mobile.  
 Períodos Band.Tarif.: Amarela:14/11-30/11 Verde:01/12-13/12

Autenticação Mecânica

55577210

 Mês  
12/2018

 Vencimento  
04/01/2019

 Valor a Pagar  
6.502,00

**COPEL**

8360000065 0 0200011000 4 00101020187 7 15720833539 6

NÃO RECEBER - FATURA ARRECADADA