

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO TECNOLÓGICO  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

Dário Timoteo Siqueira Neto

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA  
FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE PÚBLICA PARA UM POSTO DE  
COMBUSTÍVEL**

Florianópolis

2021

Dário Timoteo Siqueira Neto

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA  
FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE PÚBLICA PARA UM POSTO DE  
COMBUSTÍVEL**

Trabalho Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Civil do Centro de Tecnologia da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Civil.

Orientador: Prof. Ricardo Ruther, PhD

Florianópolis

2021

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Siqueira Neto , Dário Timoteo

Análise de viabilidade técnico-econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede pública para um posto de combustível / Dário Timoteo Siqueira Neto ; orientador, Ricardo Rütger , 2021.

81 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -  
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,  
Graduação em Engenharia Civil, Florianópolis, 2021.

Inclui referências.

1. Engenharia Civil. 2. Energia Fotovoltaica. 3. Energia renovável. 4. Viabilidade técnico-econômica. I. , Ricardo Rütger. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Civil. III. Título.

Dário Timoteo Siqueira Neto

**Análise de viabilidade técnico-econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede pública para um posto de combustível**

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de Engenheiro Civil e aprovado em sua forma final pelo departamento de Programa de Graduação de Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina

Florianópolis, 27 de Setembro de 2021.

---

Prof. Liane Ramos da Silva, Dra.

Coordenadora do Curso de Graduação de Engenharia Civil

**Banca Examinadora:**

---

Prof. Ricardo Rütther, Phd

Orientador

Universidade Federal de Santa Catarina

---

Prof. Marcos A. Marques Noronha, Dr.

Avaliador

Universidade Federal de Santa Catarina

---

Prof. Tiago Volnei Picolotto, Esp.

Avaliador

Seta Engenharia

## AGRADECIMENTOS

A Deus, pela vida e saúde para conquistar meus objetivos.

Aos meus pais, Dário e Ivone, e a minha avó Madalena por sempre me concederem força, apoio e por terem me educado e ensinado o valor do estudo e nunca terem medido esforços para me auxiliar a alcançar meus objetivos.

Aos meus familiares, meus avós e meus irmãos que sempre estiveram ao meu lado me dando suporte.

À minha namorada, pela companhia durante toda a graduação, sempre me apoiando e me incentivando.

Aos meus amigos, tanto da graduação como de toda a vida, pela companhia e convivência.

Ao ADMAS Laboratory, DEINFRA, RDR Engenharia e Seta Engenharia, empresas e instituições que me deram oportunidade de trabalho, aprendizado e me auxiliaram na construção do conhecimento na Engenharia Civil.

Ao Professor Ricardo Rüter pela orientação no meu trabalho de conclusão de curso, através das nossas reuniões e em todo o trabalho acadêmico produzido pelo Professor.

À UFSC pela oportunidade de ter estudado em uma das melhores Universidades do Brasil e a todos os professores que contribuíram para minha formação acadêmica.

Por fim, a todos que me auxiliaram de alguma forma a chegar até aqui, muito obrigado.

## RESUMO

O Brasil apresenta ótimos índices de radiação solar devido a sua localização intertropical, condições extremamente positivas para a geração fotovoltaica. Com esse potencial e com a resolução nº482/2012, da ANEEL, que regulamenta a micro e mini geração distribuída, o presente trabalho tem como tema a análise de viabilidade técnico-econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede pública para uma edificação de um Posto de combustível construído e em operação, localizado no município de Florianópolis, Santa Catarina, bairro de Canasvieiras. Para atingir os objetivos propostos, foram levantados dados sobre o local de estudo, como o consumo energético, as coordenadas geográficas, irradiação global, área disponível para implantação do sistema, estrutura do telhado, inclinação e orientação. O sistema foi dimensionado pelo software PVsyst, para realizar o dimensionamento foi preciso determinar a potência nominal do sistema fotovoltaico referente aos sub arranjos da água leste e oeste da cobertura da edificação. Com o resultado da simulação, foram obtidos o número de módulos fotovoltaicos, inversores e a geração anual de energia do sistema. Para o estudo de viabilidade econômica foram escolhidos três cenários com diferentes taxas mínimas de atratividade ao ano: o primeiro com 3,04%, o segundo com 4,34% e o terceiro com 16,61%. Para cada cenário, foram determinados os índices de viabilidade econômica, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback* Descontado. Para todos os cenários o investimento no sistema fotovoltaico foi economicamente viável, com retorno no quarto ano para os dois primeiros cenários e no sexto ano para o último cenário.

**Palavras-chave:** Energia Fotovoltaica. Energia renovável. Viabilidade técnico-econômica.

## ABSTRACT

Brazil has excellent rates of solar radiation due to its intertropical location, extremely positive conditions for photovoltaic generation. With this potential and Resolution 482/2012 of ANEEL, which regulates micro and mini distributed generation, this work has as its subject the technical and economic viability analysis of a grid-connected system for building of a gas station built and in operation, located in Florianópolis, Santa Catarina, in the district of Canasvieiras. To achieve the proposed goals, data were collected on the study site, such as energy consumption, geographic coordinates, global irradiation, available area for system implementation, roof structure, inclination and orientation. The system was dimensioned through the PVSyst software, to perform the dimensioning it was necessary to determine the nominal power of the photovoltaic system referring to the sub arrays of the east and west building roof. With the result of the simulation, the number of photovoltaic modules, inverters and the annual energy generation of the system were obtained. For the economic study three scenarios were chosen with different minimum rates of attractiveness per year: the first with 3.04%, the second with 4.34% and the third with 16.61%. For each scenario, economic viability indices, Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (TIR) and Discounted Payback were calculated. For all scenarios the investment in the photovoltaic system was economically viable, with a return in the fourth year for the first two scenarios and in the sixth year for the last one.

**Keywords:** Photovoltaic Energy. Renewable Energy. Technical and Economic Viability.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira 2020.....	3
Figura 2 - Consumo setorial de energia.....	4
Figura 3 - Variação percentual do consumo setorial de eletricidade .....	5
Figura 4 - Média anual da irradiação global horizontal .....	6
Figura 5 - Tipos de Radiação .....	7
Figura 6 - Piranômetro Termoelétrico.....	8
Figura 7 - Piranômetro Fotovoltaico .....	8
Figura 8 - Pireliômetro .....	9
Figura 9 - Estrutura de uma célula fotovoltaica .....	10
Figura 10 - Componente de um módulo fotovoltaico com células de silício.....	11
Figura 11 - Sistema fotovoltaico integrado à edificação e interligado à rede elétrica convencional.....	12
Figura 12 - Ábaco de Florianópolis.....	13
Figura 13 - Influência da temperatura ambiente na tensão do módulo .....	14
Figura 14 - Aumento da temperatura e redução da produtividade de acordo com o modo de instalação do painel fotovoltaico .....	15
Figura 15 - Fluxograma de atividades.....	21
Figura 16 - Localização da Edificação escolhida: Posto de Combustível.....	22
Figura 17 Vista aérea do local de estudo.....	23
Figura 18 - Consumo energético do Posto de Combustível .....	26
Figura 19 - Parâmetros de localização.....	27
Figura 20 - Orientação e inclinação módulos.....	28
Figura 21 - Orientação e inclinação módulos.....	28
Figura 22 - Módulo CS3W-450MS.....	31
Figura 23 - Inversor TRIO-TM-50.0-400.....	32
Figura 24 - Abas para o detalhamento das perdas.....	33
Figura 25 - Detalhamento da perda por temperatura no PVsyst .....	33
Figura 26 - Preço médio de sistemas FV por potência nominal instalada.....	34
Figura 27 - Diagrama de perdas .....	39
Figura 28 - Estimativa P50-P90 .....	40
Figura 29 - Consumo x Geração para o período 1.....	42



Figura 30 - Consumo x Geração para o período 1 a 25.....	42
Figura 31 - Fluxo de Caixa descontado com TMA=3,04% ao ano.....	43
Figura 32 - Fluxo de Caixa descontado com TMA=4,34% ao ano.....	44
Figura 33 - Fluxo de Caixa descontado com TMA=16,61% ao ano.....	44
Figura 34 - VPL para diferentes TMA's .....	45

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Especificações técnicas do módulo fotovoltaico .....	31
Quadro 2 - Especificações técnicas do inversor .....	32

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Áreas disponíveis .....	23
Tabela 2 - Orientação do telhado .....	24
Tabela 3 - Consumo energético do Posto de Combustível.....	26
Tabela 4 - Irradiação solar mensal e <i>GPOA</i> para cada situação analisada .....	29
Tabela 5 - <i>PFV</i> de cada sub arranjo .....	30
Tabela 6 - Perdas no Sistema FV .....	33
Tabela 7 - Evolução do efeito tarifário CELESC Grupo B.....	35
Tabela 8 - Média Poupança .....	36
Tabela 9 - Média Selic.....	36
Tabela 10 - Média IBOVESPA .....	37
Tabela 11 - Resultados do sistema obtido pelo software PVsyst .....	38
Tabela 12 - Consumo x Geração (kWh) para o período 1.....	41
Tabela 13 - Tabela resumo Viabilidade Econômica .....	46

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

% a.a. Porcentagem ao ano  
ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas  
ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica  
CA Corrente Alternada  
CC Corrente Contínua  
CELESC Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.  
cm Centímetros  
COSIP Contribuição para o Custeio da Iluminação Pública  
EVA Acetato de Vinila (Ethylene-vinyl acetate)  
FV Fotovoltaico  
kW Quilowatt  
kWh Quilowatt-hora  
kWp Quilowatt-pico  
m Metro  
m<sup>3</sup> Metro Cúbico  
MW Megawatt  
R\$ Real Brasileiro  
SELIC Sistema Especial de Liquidação e Custódia  
TIR Taxa Interna de Retorno  
TMA Taxa Mínima de Atratividade  
VPL Valor Presente Líquido  
W Watt  
W/m<sup>2</sup> Watt por metro quadrado  
W/m<sup>2</sup>k Watt por metro quadrado Kelvin  
Wh/m<sup>2</sup> Watt-hora por metro quadrado

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1	OBJETIVOS .....	1
<b>1.1.1</b>	<b>Objetivo Geral.....</b>	<b>1</b>
<b>1.1.2</b>	<b>Objetivos Específicos .....</b>	<b>2</b>
1.2	ESTRUTURA DO TRABALHO .....	2
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO .....</b>	<b>3</b>
2.1	MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA .....	3
2.2	CONSUMO ENERGÉTICO SETORIAL.....	4
2.3	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	5
<b>2.3.1</b>	<b>Radiação Solar .....</b>	<b>5</b>
<b>2.3.2</b>	<b>Tipos de Radiação.....</b>	<b>6</b>
<b>2.3.3</b>	<b>Instrumentos de Medição.....</b>	<b>7</b>
<b>2.3.4</b>	<b>Efeito Fotovoltaico .....</b>	<b>9</b>
<b>2.3.5</b>	<b>Célula Fotovoltaica .....</b>	<b>9</b>
<b>2.3.6</b>	<b>Modulo Fotovoltaico.....</b>	<b>11</b>
2.4	SISTEMA FOTOVOLTAICO INTERLIGADO A REDE.....	11
2.5	FATORES QUE INFLUENCIAM NO DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....	12
<b>2.5.1</b>	<b>Irradiação, localização, orientação e inclinação .....</b>	<b>13</b>
<b>2.5.2</b>	<b>Sombreamento .....</b>	<b>14</b>
<b>2.5.3</b>	<b>Temperatura .....</b>	<b>14</b>
<b>2.5.4</b>	<b>Acúmulo de sujeira .....</b>	<b>15</b>
<b>2.5.5</b>	<b>Perdas na fiação elétrica, conectores e condutores.....</b>	<b>15</b>
<b>2.5.6</b>	<b>Descasamento de Módulos (<i>Mismatch</i>).....</b>	<b>16</b>
2.6	PR (PERFORMANCE RATIO).....	16

## SUMÁRIO

2.7	INVERSORES.....	16
2.8	RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL N°482.....	17
2.9	PVsys.....	17
2.10	ANÁLISE FINANCEIRA.....	18
<b>2.10.1</b>	<b>Inflação .....</b>	<b>18</b>
<b>2.10.2</b>	<b>Juros.....</b>	<b>18</b>
<b>2.10.3</b>	<b>Taxa Mínima de Atratividade .....</b>	<b>18</b>
<b>2.10.4</b>	<b>Fluxo de Caixa.....</b>	<b>18</b>
<b>2.10.5</b>	<b>Período de Retorno .....</b>	<b>19</b>
<b>2.10.6</b>	<b>Valor Presente Líquido .....</b>	<b>19</b>
<b>2.10.7</b>	<b>Taxa Interna de Retorno.....</b>	<b>20</b>
<b>3</b>	<b>Método .....</b>	<b>21</b>
3.1	LOCAL DE ESTUDO .....	22
<b>3.1.1</b>	<b>Características Geográficas .....</b>	<b>22</b>
<b>3.1.2</b>	<b>Área disponível .....</b>	<b>22</b>
<b>3.1.3</b>	<b>Estrutura do telhado .....</b>	<b>23</b>
<b>3.1.4</b>	<b>Sombreamento .....</b>	<b>24</b>
<b>3.1.5</b>	<b>Inclinação e Desvio Azimutal.....</b>	<b>24</b>
3.2	DIMENSIONAMENTO.....	24
<b>3.2.1</b>	<b>Potência nominal necessária .....</b>	<b>24</b>
3.2.1.1	<i>Consumo energético .....</i>	25
3.2.1.2	<i>Radiação solar incidente .....</i>	27
3.2.1.3	<i>Cálculo da Potência Nominal FV.....</i>	29
<b>3.2.2</b>	<b>Dimensionamento no PVsys .....</b>	<b>30</b>
3.2.2.1	<i>Dados Iniciais.....</i>	30
3.2.2.2	<i>Definição do sistema.....</i>	30
3.2.2.3	<i>Modulo fotovoltaico e Inversor solar .....</i>	30

## SUMÁRIO

<b>3.2.3</b>	<b>Perdas do sistema.....</b>	<b>32</b>
3.2.3.1	<i>Perda por temperatura .....</i>	33
3.3	<b>PARÂMETROS PARA ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA.....</b>	<b>34</b>
3.3.1	<b>Período de Análise .....</b>	<b>34</b>
3.3.2	<b>Investimento Inicial .....</b>	<b>34</b>
3.3.3	<b>Consumo Mensal de Energia Elétrica da Edificação .....</b>	<b>34</b>
3.3.4	<b>Tarifa de Energia Elétrica .....</b>	<b>35</b>
3.3.5	<b>TMA .....</b>	<b>35</b>
3.3.6	<b>Custos com Reposição dos Inversores e O&amp;M.....</b>	<b>37</b>
3.3.7	<b>Redução da Produtividade.....</b>	<b>37</b>
3.3.8	<b>Determinação do Payback descontado e da TIR.....</b>	<b>37</b>
4	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</b>	<b>38</b>
4.1	<b>ANÁLISE TÉCNICA.....</b>	<b>38</b>
4.1.1	<b>Resultado simulação PVsyst .....</b>	<b>38</b>
4.1.2	<b>Diagramas de perdas .....</b>	<b>38</b>
4.1.3	<b>Probabilidade de produção.....</b>	<b>40</b>
4.1.4	<b>Consumo x geração.....</b>	<b>41</b>
4.2	<b>ANÁLISE ECONÔMICA.....</b>	<b>43</b>
4.2.1	<b>Payback Descontado e VPL .....</b>	<b>43</b>
4.2.2	<b>TIR .....</b>	<b>45</b>
4.2.3	<b>Tabela Resumo.....</b>	<b>45</b>
5	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>47</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>		<b>48</b>
<b>APÊNDICE A – RELATÓRIO PVSYSY.....</b>		<b>51</b>
<b>APÊNDICE B – FLUXOS DE CAIXA.....</b>		<b>59</b>
<b>ANEXO A – CATÁLOGO MÓDULO FOTOVOLTAICO .....</b>		<b>62</b>
<b>ANEXO B – CATÁLOGO INVERSOR.....</b>		<b>64</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Com o avanço da tecnologia, automação e o aumento dos equipamentos elétricos tanto nas residências como nas empresas brasileiras, o consumo de energia tem aumentado durante os anos no Brasil. Nesse contexto de aumento do consumo e também das tarifas de energia ao longo do tempo, tornou-se necessário à busca por fontes alternativas de geração de energia que possam suprir esse aumento da demanda de forma mais econômica e também sustentável.

O Brasil apresenta ótimos índices de radiação solar devido à sua localização intertropical, condições extremamente positivas para a geração fotovoltaica, sendo que local menos ensolarado do Brasil é possível gerar mais eletricidade que no local mais ensolarado da Alemanha (PEREIRA *et al.*, 2017). Com esse potencial e com a resolução nº482, da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), foi regulamentado em 17 de abril de 2012, as condições de acesso nas redes de distribuição de energia elétrica através de microgeração e minigeração de energia elétrica, juntamente com seu respectivo sistema de compensação.

Diante do exposto, o objetivo geral deste trabalho é realizar o estudo de viabilidade técnico-econômica de um sistema fotovoltaico para um edifício comercial de um Posto de Combustível já construído e em operação. Esse estudo irá contribuir de forma significativa para futuras pesquisas ou implantações de sistemas fotovoltaicos em edifícios comerciais desse ramo de serviço.

### 1.1 OBJETIVOS

Nas seções abaixo estão descritos o objetivo geral e os objetivos específicos deste TCC.

#### 1.1.1 Objetivo Geral

Analisar a viabilidade técnico-econômica de um sistema fotovoltaico para um edifício comercial de um Posto de Combustível já construído e em operação, localizado no município de Florianópolis, estado de Santa Catarina.



### 1.1.2 Objetivos Específicos

- Definir os dados relevantes para o dimensionamento do sistema, tais como os locais para sua instalação e suas devidas inclinações;
- Determinar a quantidade de módulos fotovoltaicos e de inversores necessários para atender o sistema;
- Comparar a geração de energia com o consumo da edificação;
- Elaborar os fluxos de caixa, a fim de obter os indicadores de qualidade econômica do empreendimento, tais como *Payback* descontado, VPL e TIR.

## 1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

O capítulo 1 é referente à introdução do trabalho, apresentando a definição do trabalho, sua justificativa, os objetivos gerais e específicos e por último a estrutura de organização do trabalho.

O capítulo 2 é relativo à revisão bibliográfica do tema, apresentando o panorama da matriz energética brasileira como também a resolução normativa da Aneel de geração distribuída. Além disso, são abordados os conceitos e definições referentes ao efeito fotovoltaico, os equipamentos do sistema, *software* para o dimensionamento e os fatores que afetam o seu desempenho. O capítulo também trata dos conceitos da análise financeira aplicada.

O capítulo 3 aborda os métodos utilizados no trabalho, mostrando as características do local de estudo, os meios de coleta de dados e como foi feito o dimensionamento para se chegar aos resultados do trabalho.

O capítulo 4 se diz respeito à apresentação dos resultados obtidos e sua discussão, a fim de atender os objetivos propostos no trabalho.

O capítulo 5 traz a conclusão do trabalho, através da comparação entre os objetivos propostos e os resultados encontrados, e apresenta também a sugestão de trabalho futuro.

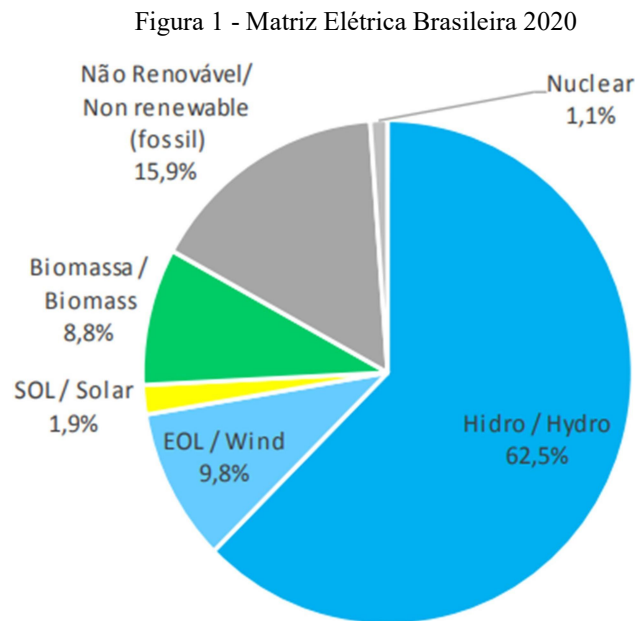
Em APÊNDICES são apresentados documentos elaborados pelo autor e que foram retirados do corpo do trabalho para melhor visualização. Aqui se encontram os relatórios do dimensionamento no sistema PVsyst e as planilhas do Excel para as simulações financeiras realizadas.

Em ANEXOS são apresentados documentos não elaborados pelo autor, como dados de equipamentos utilizados.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

### 2.1 MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

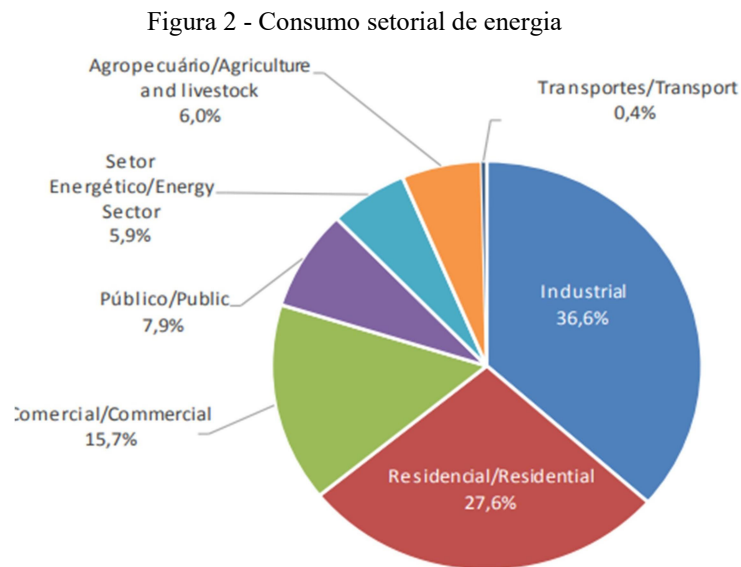
O Brasil possui uma matriz energética de origem predominantemente renovável, sendo a fonte hídrica a que corresponde ao maior percentual na matriz brasileira, 62,5 %. As fontes renováveis de energia são aquelas que podem se renovar com o tempo, sendo consideradas inesgotáveis (hidráulica, biomassa, solar, eólica) e representam 84,8% da oferta interna da energia elétrica (BEN, 2021). As fontes hidroelétricas e termoelétricas são consideradas fontes firmes de energia, capazes de garantir o atendimento da demanda de carga típica do sistema, enquanto as fontes fotovoltaica e eólica são consideradas fontes intermitentes de energia, em função da sua grande variação temporal associada às condições meteorológicas presentes no local da planta de geração de energia (PEREIRA *et al.*, 2017).



Fonte: BEN (2021)

## 2.2 CONSUMO ENERGÉTICO SETORIAL

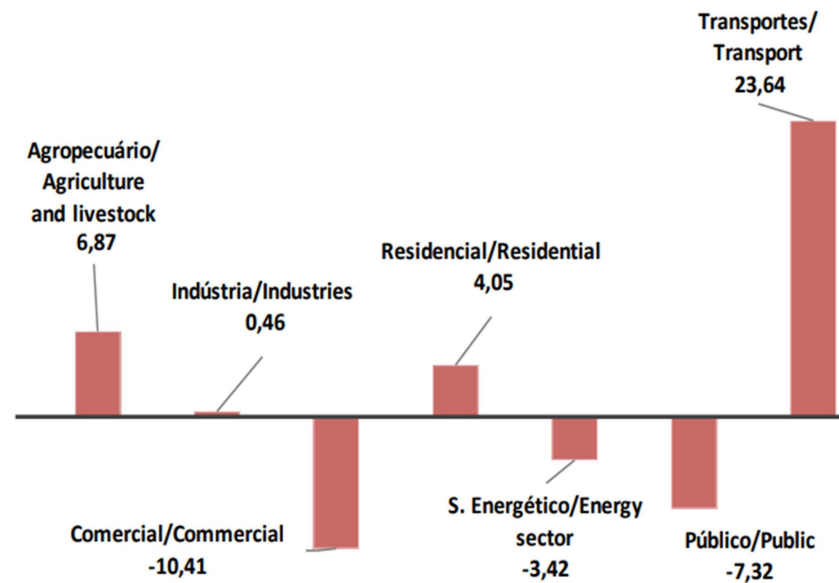
O consumo energético no Brasil pode ser dividido por setores, que estão representados na figura 2. O Setor industrial é o que apresenta a maior fatia do consumo de energia no país, seguido pelo residencial e comercial, totalizando o consumo de 79,8% da energia elétrica disponibilizada no Brasil em 2020 (BEN, 2021).



Fonte: BEN (2021)

O ano de 2020 e 2021 foi marcado pela pandemia de COVID-19 que trouxe grandes impactos para economia mundial, fazendo com que diversos setores da economia sofressem com políticas de fechamento de estabelecimentos e distanciamento social. Nesse contexto, setores relevantes da economia nacional apresentaram queda no consumo de energia elétrica, tendo destaque os setores público, energético e comercial, sendo este último o qual o estabelecimento de estudo se insere apresentou uma queda de 10,41% no consumo de energia, conforme figura 3.

Figura 3 - Variação percentual do consumo setorial de eletricidade



Fonte: BEN (2021)

## 2.3 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

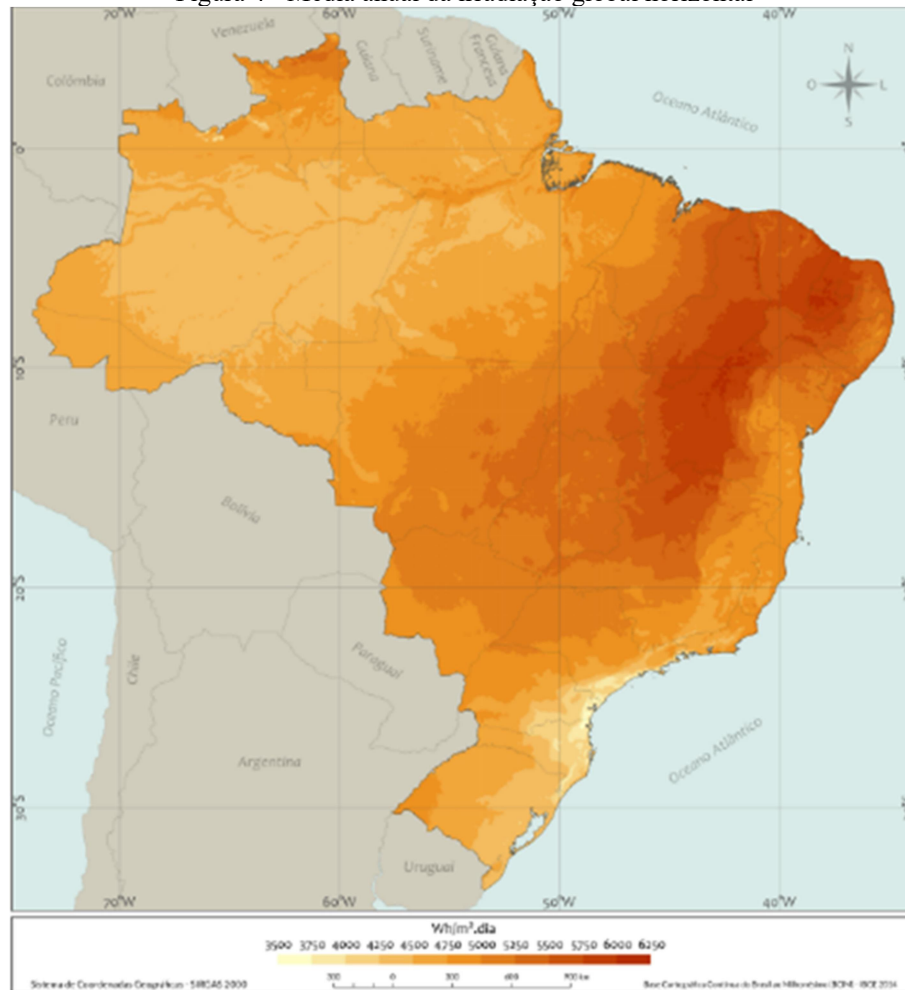
A energia fotovoltaica é obtida através da conversão direta da luz em eletricidade, sendo a célula fotovoltaica, um dispositivo fabricado com material semicondutor, a unidade fundamental desse processo de conversão (PINHOS E GALDINO, 2014). A energia proveniente do Sol não é renovável, mas uma fonte inesgotável levando em consideração a escala de tempo de vida no planeta Terra. A geração fotovoltaica de energia elétrica possui um grande potencial no Brasil. Por exemplo, no local menos ensolarado do Brasil, é possível gerar mais eletricidade solar do que no local mais ensolarado da Alemanha (PEREIRA *et al.*, 2017).

### 2.3.1 Radiação Solar

A energia proveniente do Sol chega até a superfície terrestre propagando-se como radiação. É a principal força motriz para processos térmicos, dinâmicos e químicos. A maneira mais simples de saber a disponibilidade de energia radiante do sol que incide na superfície da Terra é a sua medida através de radiômetros colocados na superfície (MARTINS; PEREIRA; ECHER, 2004).

As medidas de irradiação são expressas em  $\text{Wh/m}^2$  e são muito importantes para estudos de climatologia da radiação solar, para a avaliação técnica e econômica de projetos de aproveitamento do recurso energético solar (PEREIRA *et al.*, 2017). A Figura 4 é um mapa que demonstra a média anual da irradiação global horizontal incidente em todo o território brasileiro.

Figura 4 - Média anual da irradiação global horizontal



Fonte: Pereira et al. (2017)

### 2.3.2 Tipos de Radiação

A classificação da radiação é baseada na forma com que ela atinge o solo após a interferência do ambiente. Se a radiação não sofrer nenhum tipo de desvio através de espalhamento, absorção ou reflexão é conhecida como direta. Os raios que incidem em nuvens e são absorvidos ou espalhados por partículas em suspensão são denominados difusos.

Por fim, a porção que é absorvida após a reflexão em superfícies inclinadas chama-se albedo. As três componentes ilustradas na Figura 5 compõem a radiação total que incide no solo (URBANETZ, 2014).

Figura 5 - Tipos de Radiação



Fonte: Urbanetz (2014)

### 2.3.3 Instrumentos de Medição

A medição da radiação solar, tanto da global como das componentes direta e difusa, na superfície terrestre é de grande importância para o desenvolvimento de projetos de energia. Com os valores históricos dessas medidas, conseguimos determinar o local mais viável para instalação do sistema Fotovoltaico (FV), de forma que consiga o máximo do aproveitamento do recurso no decorrer do ano (PINHO E GALDINO, 2014).

Existem dois instrumentos que são normalmente utilizados para a mensuração da irradiação solar, o piranômetro para medidas de irradiação global e o pireliômetro para medidas de irradiação direta (PINHO E GALDINO, 2014).

O piranômetro pode ser termoeletrico ou fotovoltaico. O piranômetro termoeletrico (Figura 6) é utilizado para medir a irradiância solar global (direta + difusa) e tem como sensor uma termopilha colada no interior de duas semiesferas de vidro concêntricas (PINHO E GALDINO, 2014).

Figura 6 - Piranômetro Termoelétrico



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

Já o piranômetro fotovoltaico (Figura 7) é composto por uma célula fotovoltaica de pequenas dimensões e apresenta como vantagem o custo mais baixo e como desvantagem o fornecimento de medidas com menor precisão (PINHO E GALDINO, 2014).

Figura 7 - Piranômetro Fotovoltaico



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

O pireliômetro (Figura 8) é um instrumento que mede a irradiância direta normal à superfície. O valor da irradiância difusa pode ser medida com um piranômetro ao qual é acoplado um disco que faz sombra e bloqueia a componente direta. Combinando-se os dois valores, pode-se obter a componente global, ou cada um individualmente (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 8 - Pireliômetro



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

### 2.3.4 Efeito Fotovoltaico

O efeito fotovoltaico se dá pela conversão direta da energia da luz em energia elétrica, quando ocorre o surgimento de uma tensão elétrica através do salto de elétron da banda de valência para a banda de condução. O efeito fotovoltaico é um fenômeno físico que foi descoberto por Alexandre-Edmond Becquerel em 1839.

### 2.3.5 Célula Fotovoltaica

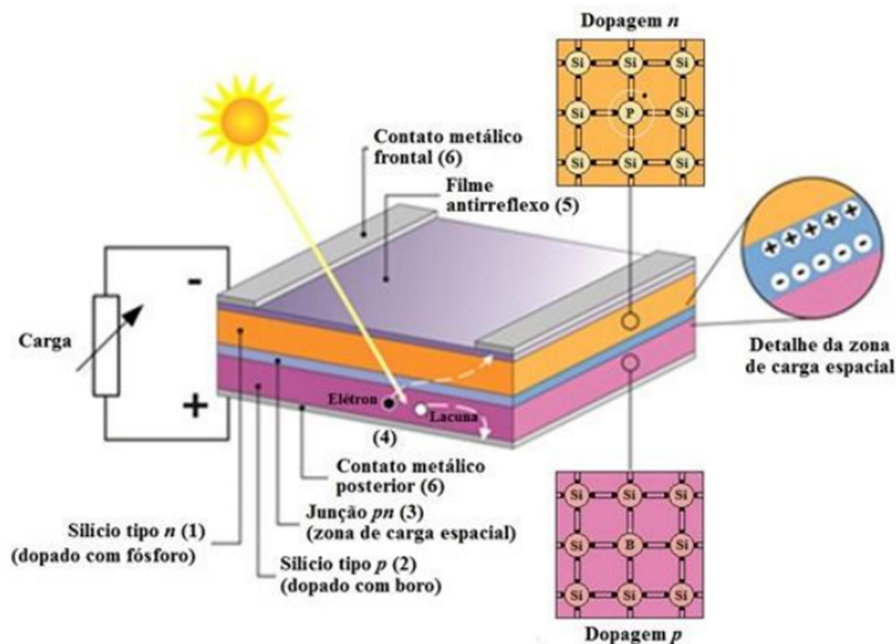
Segundo ABNT NBR 10899:2013 a célula fotovoltaica é o dispositivo fotovoltaico elementar especificamente desenvolvido para realizar a conversão direta de energia solar em energia elétrica.

As células fotovoltaicas são fabricadas com material semicondutor, ou seja, material com características intermediárias entre um condutor e um isolante. Para isso, é obtido o silício em forma pura através de métodos adequados, porém o cristal de silício puro não possui elétrons livres, sendo considerado um condutor elétrico ruim. Para alterar isso, adicionam-se outras substâncias, denominadas substâncias dopantes. Assim, é realizada a dopagem do silício com o fósforo e obtém-se um material com elétrons livres ou materiais com portadores de carga negativa (silício tipo N). O processo é realizado novamente, acrescentando boro ao invés de fósforo, obtendo um material com características inversas, ou seja, falta de elétrons ou material com cargas positivas livres (silício tipo P) (PINHO E GALDINO, 2014).



Cada célula solar é composta de uma camada fina de material tipo N e outra com maior espessura de material tipo P, conforme a Figura 9 ilustra. Ambas as capas separadas são neutras, mas ao se unirem, na região P-N, um campo elétrico é formado devido aos elétrons livres do silício tipo N que ocupam os vazios da estrutura do silício tipo. Desta forma, a célula fotovoltaica é uma junção PN otimizada e dimensionada para converter a radiação solar em eletricidade. (PINHO E GALDINO, 2014).

Figura 9 - Estrutura de uma célula fotovoltaica



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

Por possuir a melhor eficiência energética comercialmente disponível, as principais tecnologias utilizadas na fabricação de células e módulos fotovoltaicos são o silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si), representando mais de 85% do mercado (PINHO E GALDINO, 2014).

A célula fotovoltaica monocristalina é aquela formada a partir de barras cilíndricas de silício monocristalino produzidas em fornos especiais. As células são obtidas por corte das barras em forma de pastilhas finas (0,4–0,5 mm<sup>2</sup> de espessura). A sua eficiência na conversão da luz solar em eletricidade é superior a 12%.

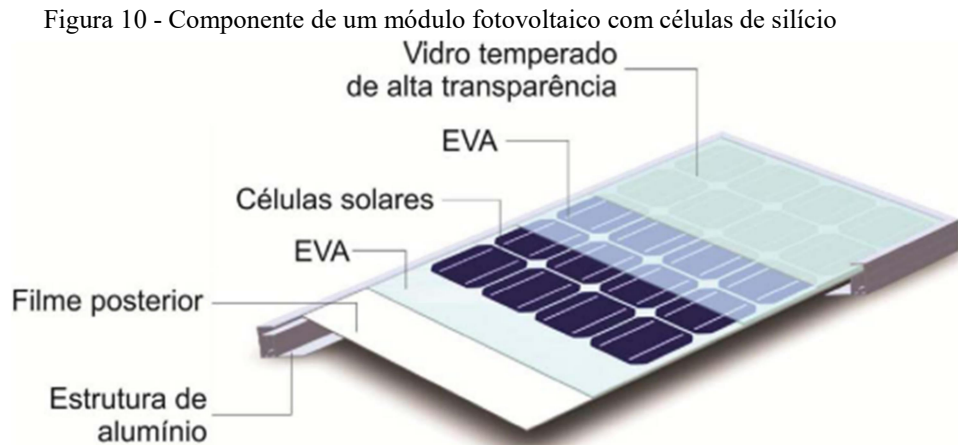
Já as células fotovoltaicas policristalinas são produzidas a partir de blocos de silício obtidos por fusão de silício puro em moldes especiais. Uma vez nos moldes, o silício esfria lentamente e solidifica-se. Neste processo, os átomos não se organizam num único cristal, pois forma-se uma estrutura policristalina com superfícies de separação entre os cristais. Sua

eficiência na conversão de luz solar em eletricidade é ligeiramente menor do que nas de silício monocristalino (PINHO E GALDINO, 2014).

### 2.3.6 Módulo Fotovoltaico

O módulo solar fotovoltaico é a célula básica do sistema gerador. A quantidade dos módulos conectados em série irá determinar a tensão em operação do sistema em corrente contínua (RÜTHER, 2004).

Ele é formado a partir da associação elétrica e o encapsulamento das células solares. As células são soldadas em tiras e depois são encapsuladas, com o objetivo de protegê-las das intempéries e proporcionar resistência mecânica ao módulo fotovoltaico. O encapsulamento é constituído por um sanduiche de vidro temperado de alta transparência, acetato de etil vinila (EVA) estabilizado para radiação ultravioleta, células fotovoltaicas, e um filme posterior isolante, sendo este uma combinação de polímeros. Posteriormente é colocada a moldura de alumínio anodizado e a caixa de conexões elétricas, assim o módulo está finalizado (PINHO E GALDINO, 2014).



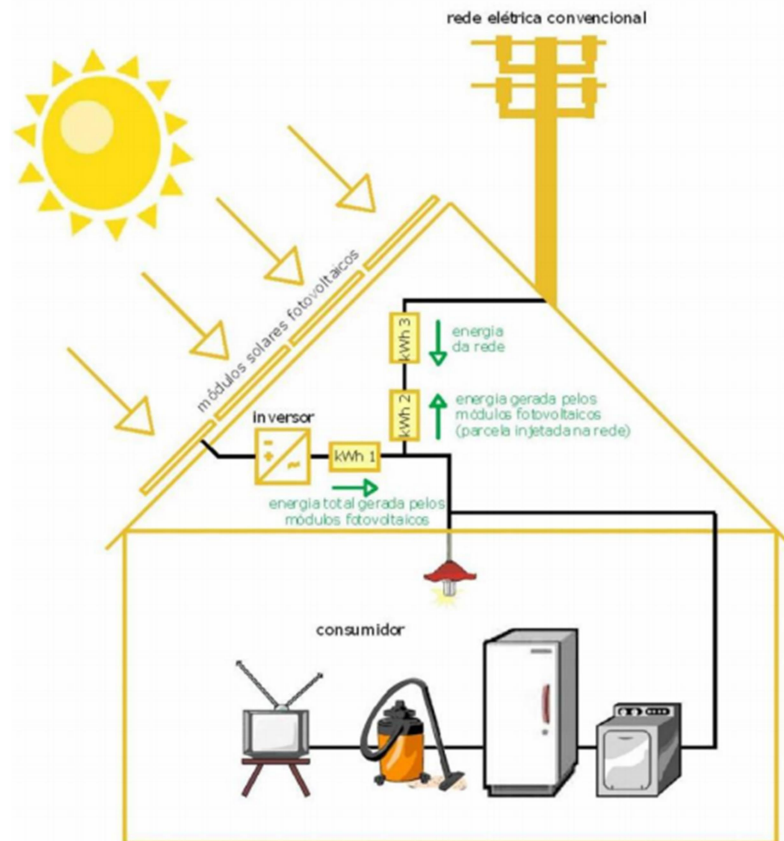
Fonte: Pinho e Galdino (2014)

## 2.4 SISTEMA FOTOVOLTAICO INTERLIGADO A REDE

Um sistema fotovoltaico integrado a uma edificação e conectado a rede elétrica é composto por diversos itens, incluindo os painéis solares sistema de fixação ao envoltório da

construção, sistema conversor CC-CA (inversor), diodos de bypass e diodos de bloqueio, fusíveis e disjuntores, cabos elétricos, terminais, proteções contra sobretensões e descargas atmosféricas e caixas de conexão (RÜTHER, 2004). Esse tipo de sistema dispensa os bancos de baterias que são necessários em sistemas autônomos e que possuem elevados custos de manutenção.

Figura 11 - Sistema fotovoltaico integrado à edificação e interligado à rede elétrica convencional.



Fonte: Zomer (2010)

Nesse tipo de sistema quando existe uma geração que é maior que o consumo, o excesso é injetado na rede elétrica pública e a instalação consumidora acumula um crédito energético. Por outro lado, quando o sistema fotovoltaico consome mais energia do que é gerado o déficit é suprido pela rede elétrica. Com isso se diminui as perdas por transmissão e distribuição que são comuns em sistemas centralizados. (ZOMER, 2010).

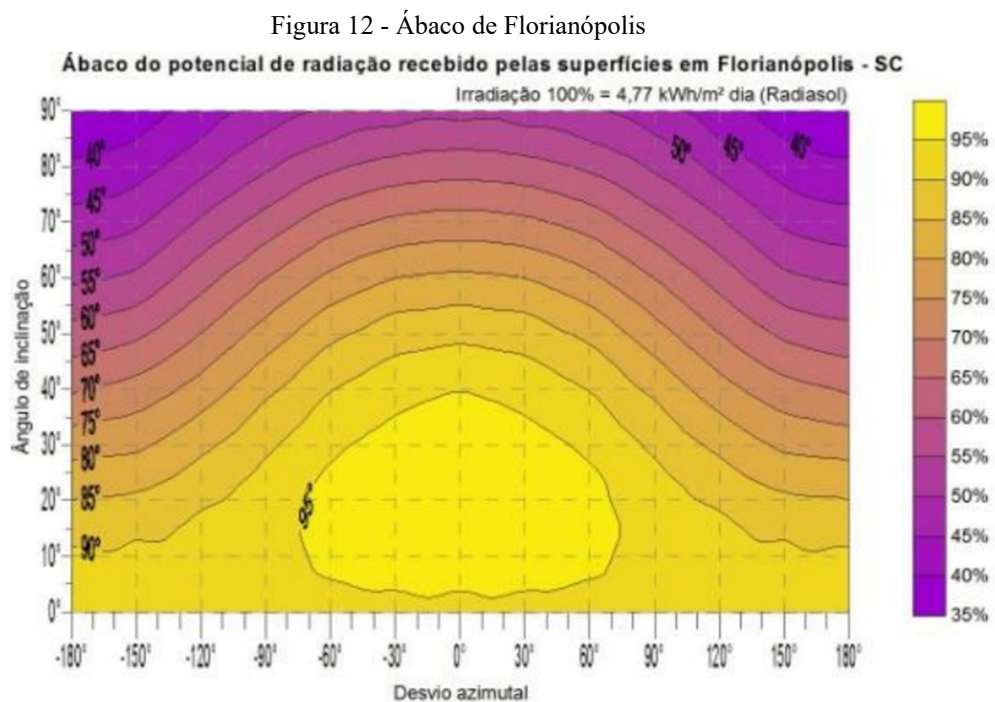
## 2.5 FATORES QUE INFLUENCIAM NO DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Diversos parâmetros podem afetar o rendimento de sistemas fotovoltaicos. Esses fatores podem estar ligados tanto à tecnologia do módulo quanto a fatores externos.

### 2.5.1 Irradiação, localização, orientação e inclinação

A irradiação é o principal fator externo que interfere no desempenho do sistema fotovoltaico, dependendo da localização geográfica, da inclinação e orientação da instalação (RÜTHER,2004).

No estudo realizado por Santos (2013) é possível visualizar através de ábacos a variação que ocorre no aproveitamento da energia solar em função do ângulo de inclinação e a orientação do módulo.



Fonte: Santos (2013)

Segundo Santos (2013), para Florianópolis os maiores ganhos de irradiação ocorrem em superfícies orientadas entre azimutes +60° e -60° e com inclinações entre 5° e 30°. Neste local 100% da radiação é igual a 4,8 kWh/m<sup>2</sup>/dia; 1,741 kWh/m<sup>2</sup>/ano.

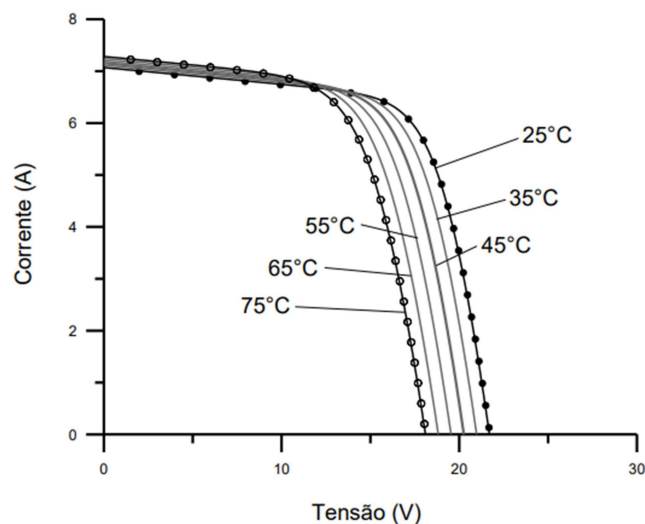
### 2.5.2 Sombreamento

O sombreamento também é um fator que interfere no desempenho do sistema gerador, um módulo apresenta uma boa performance quando esta iluminado de forma homogênea. Como a maioria dos módulos é construído de forma que as células solares ficam em serie, uma pequena sombra sobre uma das células pode reduzir o rendimento de todo um sistema. Esse fenômeno ocorre devido a fato que a célula que receber a menor quantidade de radiação vai ser a que irá determinar a corrente, e com isso a potência da operação do todo o conjunto que está conectado em serie (RÜTHER,2004).

### 2.5.3 Temperatura

O aumento da temperatura tem impacto negativo no desempenho de dispositivos fotovoltaicos, reduzindo a eficiência de conversão da luz em eletricidade. De acordo com a Figura 13 pode-se observar que com o aumento da temperatura ambiente, a tensão diminui e com isso haverá a diminuição da geração de energia elétrica.

Figura 13 - Influência da temperatura ambiente na tensão do módulo

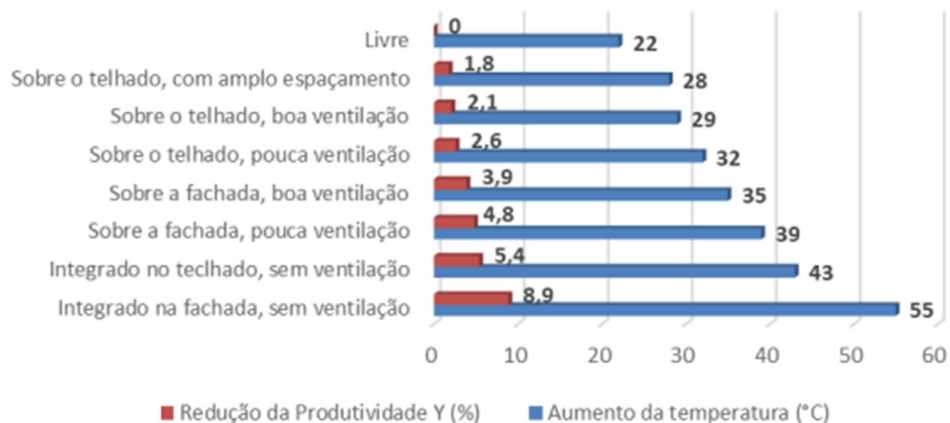


Fonte: Pinho e Galdino (2014)

Em sistemas integrados a edificações o controle da temperatura é um fator importante que deve ser analisado, sendo sua temperatura de operação diretamente

influenciada pelo modo de instalação do sistema FV. Em sistemas que não possuem ventilação da face posterior, como em telhados, podemos verificar de acordo com a figura 14 que ocorre um aumento da temperatura e redução do seu índice yield (produtividade).

Figura 14 - Aumento da temperatura e redução da produtividade de acordo com o modo de instalação do painel fotovoltaico



Fonte: DGS (2013)

#### 2.5.4 Acúmulo de sujeira

A sujeira é um fator que também influencia no desempenho dos sistemas FV. A sujeira é um residual de compostos inorgânicos presentes em poeira, pólen de plantas, carbono amorfo resultante de queima de combustíveis fósseis e incêndios florestais, resíduos oleosos oriundos de processos produtivos e tráfego de veículos (LEMOS, 2016).

A inclinação da placa é um aspecto que interfere no acúmulo de sujeira, quanto mais horizontal é a superfície, maior pode ser a quantidade acumulada.

O acúmulo de sujeira pode ser minimizado pela limpeza proporcionada pela incidência de chuvas, para que isso ocorra, uma angulação de pelo menos  $10^\circ$  é necessária, sendo que quanto maior a inclinação do módulo, mais fácil esta autolimpeza acontece (ARAÚJO, 2016).

#### 2.5.5 Perdas na fiação elétrica, conectores e condutores

As perdas devidas ao cabeamento CC do sistema FV são as perdas ôhmicas. Segundo Rüther (2004), as perdas ôhmicas em sistemas CC de baixa tensão são minimizadas pelo menor comprimento possível de cabos elétricos que conectam os painéis fotovoltaicos ao

sistema inversor e por contatos elétricos de qualidade. Assim também deve ser levado em consideração um processo de dimensionamento de qualidade das secções dos cabos, para reduzir ao máximo as perdas ôhmicas. É importante que a instalação seja feita de forma que todos os circuitos permaneçam abertos até que todas as conexões sejam completadas, evitando assim o fluxo de corrente e a possível abertura de um arco elétrico ao interromper o circuito CC.

### **2.5.6 Descasamento de Módulos (*Mismatch*)**

A perda por descasamento dos módulos ou de parâmetros ocorre quando células de menor fotocorrente limita a eficiência global do módulo fotovoltaico, afetando o desempenho do sistema FV como um todo. Essa perda ocorre devido a incompatibilidade das diferentes características que cada gerador fotovoltaico possui, mesmo que sejam provenientes da mesma linha de produção (PINHO E GALDINO, 2014).

## **2.6 PR (PERFORMANCE RATIO)**

O *Performance Ratio* de um sistema fotovoltaico é a razão entre o desempenho real do sistema e o desempenho máximo teórico possível. O PR inclui a soma de todas as perdas do sistema fotovoltaico, como as perdas por temperatura, degradação inicial, sujeira, *mismatching*, sombreamento, inversor e perdas ôhmicas.

## **2.7 INVERSORES**

Os módulos fotovoltaicos geram a energia em corrente contínua, sendo assim, precisamos fazer o uso do inversor para que a energia seja convertida de CC para CA, para que se obtenha tensão em corrente alternada com as características necessárias para satisfazerem as condições impostas pela rede pública, possibilitando assim a interconexão à rede (RÜTHER, 2004).

Em hipótese alguma o inversor pode injetar energia na rede elétrica quando a mesma estiver desligada. Este fenômeno é denominado *islanding*, ou ilhamento, como é popularmente conhecido, e pode resultar na rede elétrica estar energizada mesmo quando

desconectada do sistema de geração central e oferece riscos aos operadores da rede (RÜTHER, 2004).

## 2.8 RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL N°482

A Resolução Normativa N°482, publicada em 17 de abril de 2012, estabelece as condições gerais para a microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2012). Algumas alterações foram feitas na mesma em 24 de novembro de 2015, conforme Resolução Normativa N° 687 (ANEEL, 2015).

A microgeração distribuída possui uma potência instalada menor ou igual a 75 kW e a minigeração distribuída possui uma potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW para fontes de energia elétrica renováveis, conectadas nas redes de distribuição (ANEEL, 2015).

O sistema de compensação define que a energia ativa injetada por unidade consumidora de microgeração ou minigeração é cedida à distribuidora local por meio de empréstimo gratuito. A mesma deverá ser consumida em um prazo de 60 (sessenta) meses (ANEEL, 2015). O decreto N° 233, publicado em 30 de agosto de 2019, isenta a cobrança de ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora, correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição, com os créditos de energia ativa (“DECRETO N° 233, DE 30 DE AGOSTO DE 2019”, [s.d.]).

A ação regulatória vem estimulando a micro e mini geração distribuída de energia no Brasil. De fato, em 2020 a micro e mini geração atingiu 5.269 GWh com uma potência instalada de 4.764 MW de energia solar fotovoltaica (BEN, 2021).

## 2.9 PVSYST

O PVsyst é um software de dimensionamento fotovoltaico. Ele permite ao usuário trabalhar em diferentes níveis de complexidade, desde um estágio inicial de representação até um detalhado sistema de simulação. O programa conta com uma grande base de dados, tanto de dados climáticos, quanto de especificações técnicas de módulos e inversores. (PINHOS E GALDINO, 2014).



## 2.10 ANÁLISE FINANCEIRA

### 2.10.1 Inflação

A inflação é definida como a perda do valor aquisitivo da moeda no tempo. É expressa em porcentagem é definida pelos índices inflacionários atribuídos a cada período (AVILA, 2015). A inflação pode ser medida por vários índices, entre eles o Índice Geral de Preços (IGP) e o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Os mesmos servem como balizadores para formação de preços, correção da folha salarial e se o valor de uma aplicação financeira é rentável para cobrir a evolução dos preços dos produtos (ALVES; MATTOS; AZEVEDO, 2017).

### 2.10.2 Juros

A taxa de juros é definida por vários fatores, entre eles estão os riscos de perdas cedidos ao tomador de crédito, custos de operação e ambiente inflacionário (ALVES; MATTOS; AZEVEDO, 2017). Ela é definida como a remuneração efetuada tanto a um dinheiro tomado emprestado como ao capital empregado em atividade produtiva ou aplicação financeira. A taxa de juros efetivamente paga é aquela que incide sobre o capital recebido para o próprio manuseio (AVILA, 2015).

### 2.10.3 Taxa Mínima de Atratividade

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) corresponde a menor rentabilidade desejada para remuneração de um projeto. A mesma pode ser definida sob ótica da própria empresa ou os custos dos capitais a serem mobilizados pela mesma para que o projeto seja executado (AVILA, 2015).

### 2.10.4 Fluxo de Caixa

Fluxo de caixa é uma série de pagamentos e recebimentos de dinheiro, distribuídos no tempo (AVILA, 2015). Ele permite realizar projeções futuras da entrada e saída de dinheiro,

demonstrando assim o saldo durante o período de tempo determinado (ALVES; MATTOS; AZEVEDO, 2017).

### 2.10.5 Período de Retorno

Payback ou Período de Retorno é a maneira de avaliar o tempo que um dado investimento levará para devolver o capital investido. Ele representa o tempo necessário para que o fluxo de caixa se iguale a zero. Para isso, temos o Payback simples e o Payback descontado (ALVES; MATTOS; AZEVEDO, 2017).

- **Payback Simples:** Não considera o valor do dinheiro no tempo, sendo apenas o somatório dos fluxos de caixa até que o mesmo se iguale a zero (ALVES; MATTOS; AZEVEDO, 2017).

- **Payback Descontado:** Considera o custo do capital aplicado. É o somatório dos fluxos de caixa, em valores presentes, até que o mesmo se iguale a zero (ALVES; MATTOS; AZEVEDO, 2017).

### 2.10.6 Valor Presente Líquido

O Valor Presente Líquido (VPL) é a metodologia proposta para medir o acréscimo de capital proporcionado pela implantação de um projeto. Ele considera todas as entradas e saídas de caixa associadas ao projeto e permite medir o incremento de riqueza, expresso em valor monetário, na data atual (AVILA, 2015). O VPL considera a TMA da operação financeira. Se o VPL for maior que zero, significa que o investimento irá trazer retorno. Seu cálculo é realizado pela equação 1 (ALVES; MATTOS; AZEVEDO, 2017):

$$VPL = FC0 + \frac{FC1}{(1+TMA)^1} + \frac{FC}{(1+TMA)^2} + \frac{FC3}{(1+TMA)^3} \dots \frac{FCn}{(1+TMA)^n} \quad (1)$$

Onde:

VPL é o Valor Presente Líquido em R\$;

FC é o Fluxo de Caixa em R\$;

TMA é a Taxa Mínima de Atratividade em % ao ano.

### 2.10.7 Taxa Interna de Retorno

A Taxa Interna de Retorno (TIR) corresponde ao percentual de remuneração que o investimento oferece. Pode ser definido como a taxa que faz com que o VPL seja igual a zero (AVILA, 2015).

$$VPL = FC0 + \frac{FC1}{(1+TMA)^1} + \frac{FC2}{(1+TMA)^2} + \frac{FC3}{(1+TMA)^3} \dots \frac{FCn}{(1+TMA)^n} = 0 \quad (2)$$

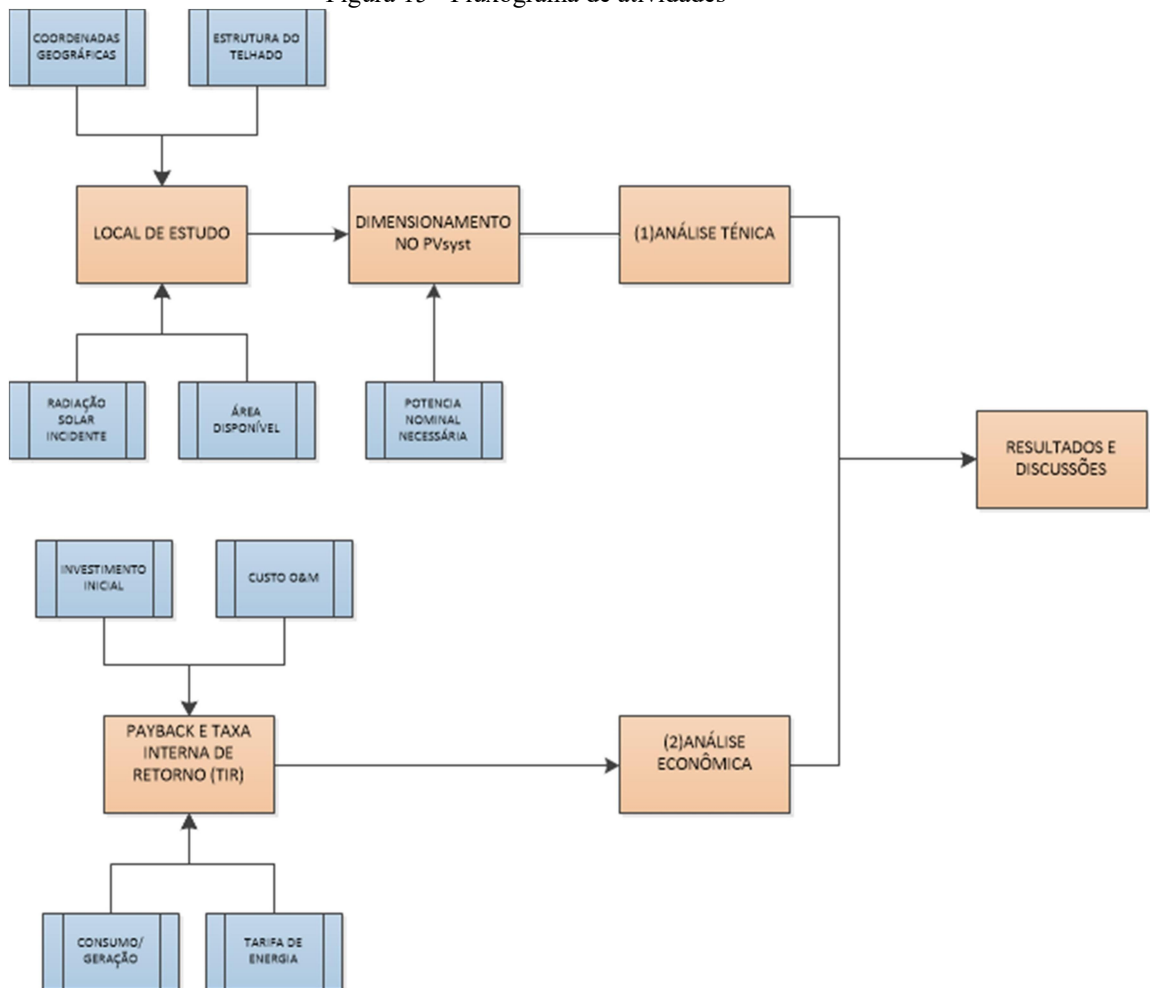
Para saber se o investimento deve ou não ser realizado, compara-se o percentual obtido pela TIR com o TMA aplicado para o investimento (AVILA, 2015).

- Se a  $TIR > TMA$ , o investimento é viável.
- Se a  $TIR < TMA$ , o investimento não é viável.

### 3 MÉTODO

A elaboração deste trabalho foi desenvolvida através de: (1) um estudo técnico, que tem como objetivo determinar o dimensionamento do sistema fotovoltaico de acordo com as fontes bibliográficas referenciadas no decorrer do presente trabalho e a resolução da Aneel vigente; e (2) um estudo econômico que visa analisar a viabilidade financeira da implantação do sistema fotovoltaico proposto.

Figura 15 - Fluxograma de atividades

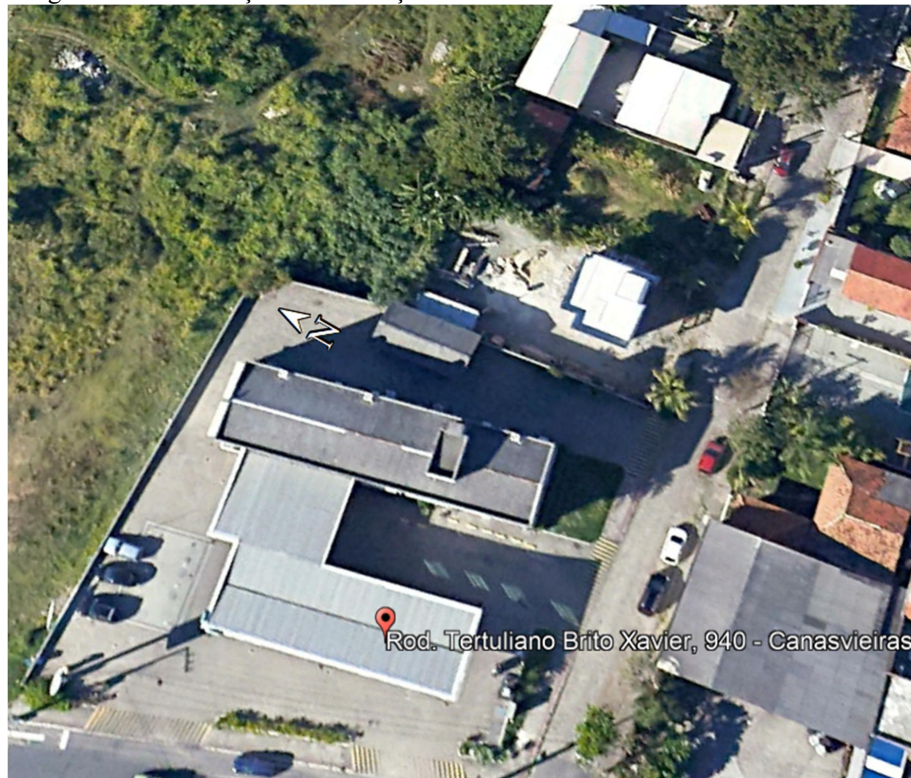


### 3.1 LOCAL DE ESTUDO

#### 3.1.1 Características Geográficas

Para a realização deste estudo, utilizou-se como local um posto de combustível localizado no município de Florianópolis, estado de Santa Catarina. As coordenadas geográficas do local são 27°26'06.12'' S 48°27'59.77'' O.

Figura 16 - Localização da Edificação escolhida: Posto de Combustível



Fonte: Adaptado do Google Earth Pro (2021)

#### 3.1.2 Área disponível

Para a determinação das possíveis áreas de implantação dos módulos fotovoltaicos, foram extraídas as áreas presentes no projeto arquitetônico do Posto de Combustível. As áreas estão demonstradas na Tabela 1, e a vista aérea do posto na Figura 17, onde pode-se ver em vermelho o polígono que representa a cobertura da edificação do posto, enquanto o polígono em azul é referente ao local onde está sendo construída uma ampliação do prédio, com uma estrutura projetada para suportar o sistema fotovoltaico.

Tabela 1- Áreas disponíveis

Área	Local	Área
A1	Cobertura do Prédio – Ampliação	84,52
A2	Cobertura do Prédio	281,87
A3	Pista - Estacionamento	288

Figura 17 Vista aérea do local de estudo



Fonte: Adaptado do Google Earth Pro (2021)

### 3.1.3 Estrutura do telhado

A estrutura do telhado deve suportar uma carga de  $20 \text{ KN/m}^2$  referente ao sistema fotovoltaico. Nesse contexto, na área 1 será construído uma estrutura metálica projetada para resistir a essa carga. Já na cobertura da edificação, área 2, existe uma estrutura de madeira que reforça a cobertura em PVC do prédio, possibilitando a instalação de módulos fotovoltaicos. A estrutura metálica da cobertura da pista está em balanço e sua cobertura é em forro de PVC sem reforço, que não apresenta condições necessárias para o suporte do sistema fotovoltaico. Na área 3, referente ao estacionamento, foi descartada a instalação de um pórtico com o sistema FV, em função de estar localizado os tanques de combustível e por ser um local de estacionamento de caminhões. Além disso, a instalação de sistemas FV no solo apresenta um acréscimo no valor de 7% em média comparado com a instalação em telhado (GREENER, 2021).

### 3.1.4 Sombreamento

O Posto de combustível não apresenta zonas de sombreamento causado por edificações no entorno do estabelecimento, visto que a instalação dos módulos ocorrerá na cobertura da edificação e por não existir construções mais altas ao seu redor. Assim, não existe sombreamento que interfira no desempenho dos módulos fotovoltaicos.

### 3.1.5 Inclinação e Desvio Azimutal

As inclinações das águas do telhado foram obtidas no projeto de cobertura e conferidas *in loco* obtidas através de dispositivo celular simples. A água Leste e Oeste possuem inclinação de 10°, sendo esta a inclinação mínima determinada pelos fabricantes de módulos solares para que ocorra o escoamento da água e evite o acúmulo de sujeiras no módulo FV.

Já o desvio azimutal foi determinado no software *Google Earth* com a função régua, sendo traçado uma reta na direção das águas do telhado e com isso o software determina o ângulo entre a reta e o norte geográfico. A Tabela 2 apresenta os resultados da inclinação e do desvio azimutal para as Águas Leste e Oeste.

Tabela 2 - Orientação do telhado

	Inclinação (°)	Desvio Azimutal (°)
Água Leste	10	75
Água Oeste	10	-105

## 3.2 DIMENSIONAMENTO

### 3.2.1 Potência nominal necessária

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico no PVsyst precisamos entrar com a potência nominal do sistema.

Para o cálculo da potência nominal FV a ser instalada na edificação devemos utilizar a equação (3).

$$P_{FV} = \frac{E/H_{SP}}{PR} \quad (3)$$

Sendo que,

$$H_{SP} = \frac{G_{POA}}{Irr_{CPT}}$$

Onde,

*H<sub>sp</sub>* = irradiação diária recebida no plano dos módulos, ou simplesmente horas equivalente de sol nas CPT (Condições Padrão de Teste) [h/dia];

*G<sub>POA</sub>* = irradiação solar no plano dos módulos [kWh/(m<sup>2</sup>.dia)];

*Irr<sub>CPT</sub>* = irradiância solar de referência, de acordo com as CPT, de 1 kW/m<sup>2</sup> [kW/m<sup>2</sup>];

*E* = energia a ser gerada, ou o consumo médio diário, nesse caso retirado de uma média anual [kWh/dia];

*PR* = performance ratio, ou o desempenho do sistema fotovoltaico, adotado 85%;

*PFV* = potência nominal necessária [kWp].

### 3.2.1.1 Consumo energético

Para o estudo do caso foi considerado o consumo anual do posto de combustível, sendo compreendido o período de Janeiro de 2019 a Junho de 2021, conforme demonstrado na Tabela 3 e na Figura 18. Todos os dados de consumo energético computados pela CELESC foram fornecidos pelo Posto de Combustível.

Pode-se notar que os meses com maior consumo foram Janeiro, Fevereiro e Março, meses referentes à temporada de verão, época do ano que o Posto estende seu período de funcionamento, aumenta o uso de ar-condicionados e recebe maior número de clientes. Apesar da pandemia de Covid-19 que reduziu em 10,41% o consumo de energia do setor de comércio, o Posto de Combustível estudado não teve redução do consumo pela pandemia, em razão de ser um serviço essencial que operou sem restrições de horário.

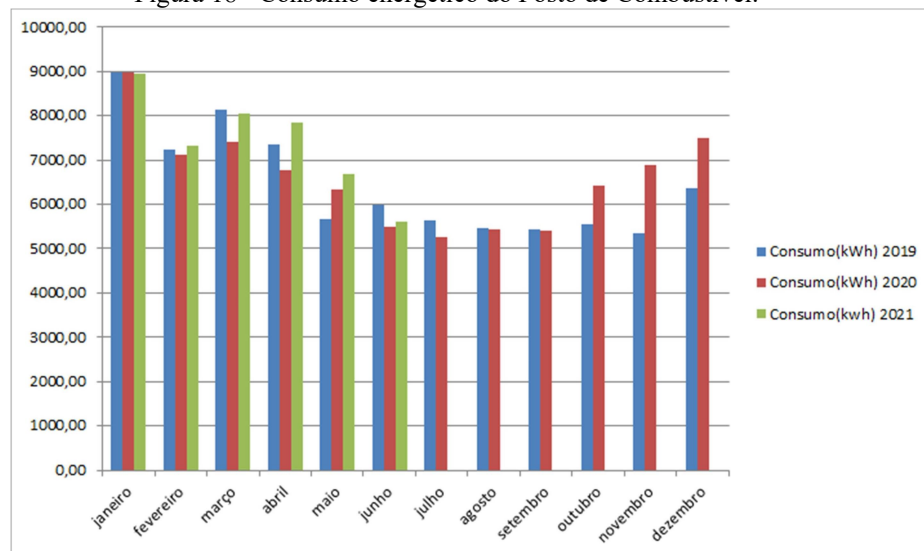
Para determinação do consumo diário somou-se o consumo energético (em kWh) de Janeiro a Dezembro e dividiu-se pelo total de dias do ano (365 dias) Esse procedimento foi utilizado para obter o consumo diário para 2019 e 2020, enquanto para o ano de 2021 somou-se o consumo energético (em kWh) de Janeiro a Junho e dividiu-se por 181 dias. Então o consumo médio diário (E) foi determinado através da média entre os consumos diários calculados, assim, fornecendo o valor E= 224,43 kWh/dia.



Tabela 3 - Consumo energético do Posto de Combustível.

MÊS	Consumo 2019 (kWh)	Consumo 2020 (kWh)	Consumo 2021 (kWh)
Janeiro	8.968,00	8.978,00	8.945,00
Fevereiro	7.225,00	7.123,00	7.311,00
Março	8.123,00	7.411,00	8.047,00
Abril	7.352,00	6.772,46	7.841,00
Maior	5.665,00	6.340,00	6.667,00
Junho	5.996,00	5.505,00	5.594,00
Julho	5.632,00	5.265,00	-
Agosto	5.474,00	5.432,00	-
Setembro	5.434,00	5.409,00	-
Outubro	5.549,00	6.436,00	-
Novembro	5.341,00	6.892,00	-
Dezembro	6.361,00	7.505,00	-
Total Anual	77.120,00	79.068,46	-
Média Mensal (kWh/mês)	6.426,67	6.589,04	7.402,50
Média Diária (kWh/dia)	211,29	216,63	245,38

Figura 18 - Consumo energético do Posto de Combustível.



### 3.2.1.2 Radiação solar incidente

A radiação solar incidente no plano horizontal e inclinado foram obtidas através do software PVsyst. Para isso, foi necessário inserir as coordenadas do local e a altitude, com isso o software obtém os parâmetros da localização onde será executado o sistema FV, conforme Figura 19.

Figura 19 - Parâmetros de localização

The screenshot displays the 'Geographical site parameters, new site' window. The 'Location' section includes a text field for 'Site name' (Posto de Combustível Canas Jurê), a dropdown for 'Country' (Brazil), and a dropdown for 'Region' (South America). The 'Geographical Coordinates' section features a 'Sun paths' button, input fields for 'Latitude' (Decimal: -27.4349, Deg. Min. Sec.: -27 26 5), 'Longitude' (Decimal: -48.4665, Deg. Min. Sec.: -48 27 59), 'Altitude' (3 M above sea level), and 'Time zone' (-3.0). A 'Meteo data Import' section on the right lists options like 'Meteonorm 8.0', 'NASA-SSE', 'PVGIS TMY', 'NREL / NSRDB TMY', and 'Solcast TMY'. The bottom toolbar contains buttons for 'Import', 'Export line', 'Export table', 'New Site', 'Print', 'Cancel', and 'OK'.

A partir dos parâmetros de localização inseridos no software e com a inclinação e orientação dos módulos foi possível obter os dados de radiação global no plano inclinado.

Por ser um projeto de composição mista, foi necessário inserir o projeto em duas abas. Foi escolhido utilizar a estrutura já existente, com a inclinação e azimute do telhado construído, sendo assim, não foi possível aplicar o norte verdadeiro. As figuras 20 e 21 representam a orientação e inclinação do sistema no software PVsyst.

Figura 20 - Orientação e inclinação módulos

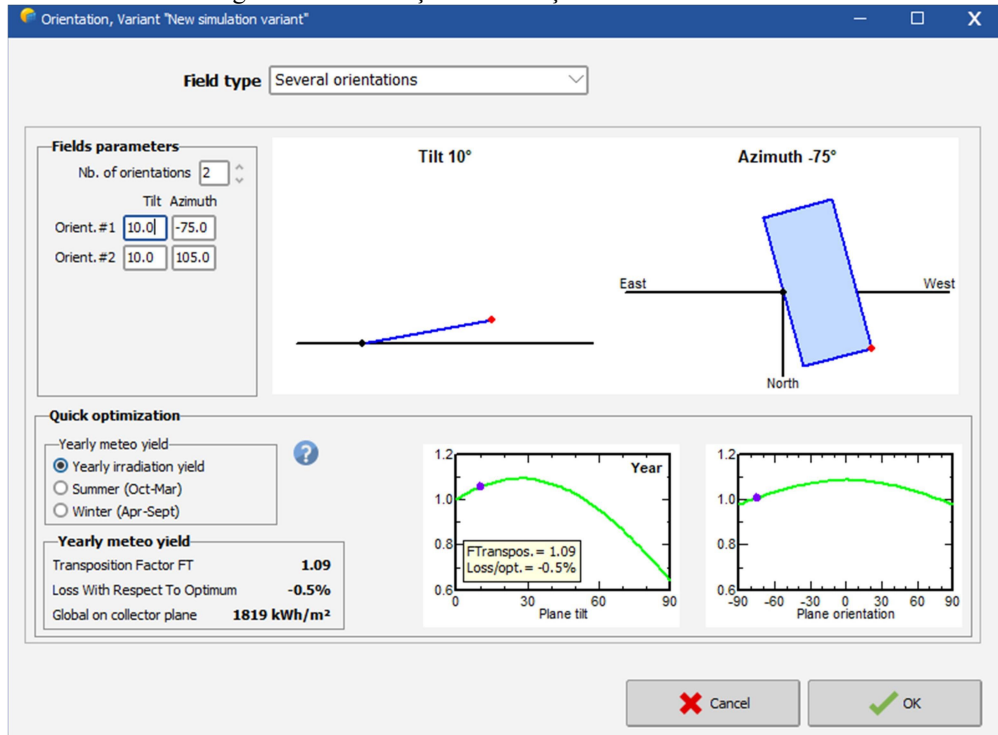
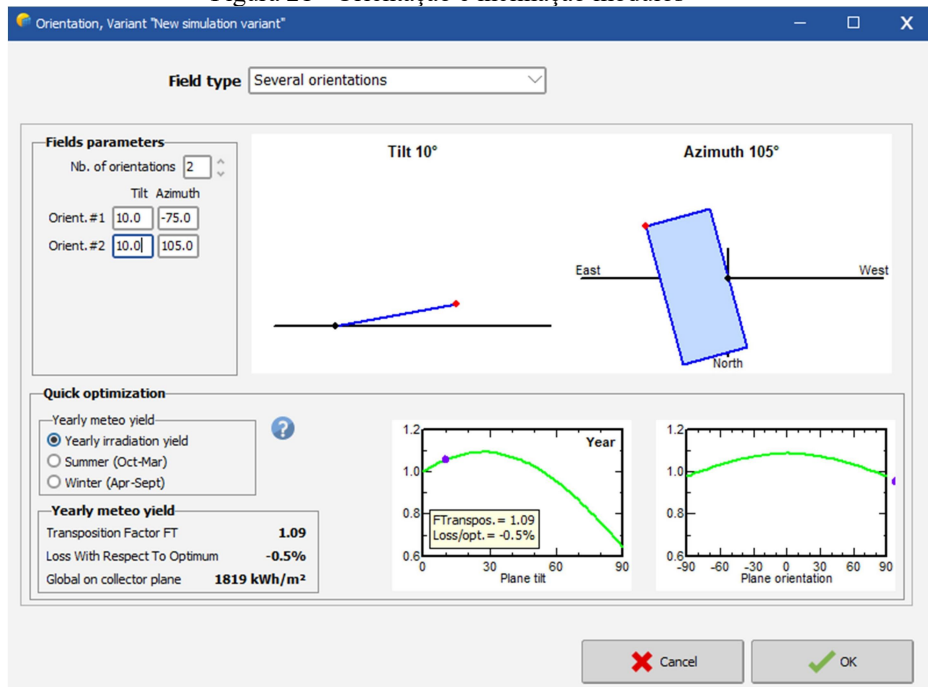


Figura 21 - Orientação e inclinação módulos



Os dados da irradiação solar mensal para as águas Leste e Oeste com a inclinação e orientação do sistema FV estão apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 - Irradiação solar mensal e  $G_{POA}$  para cada situação analisada

Mês	Água Leste	Água Oeste
Janeiro	205,1	202,8
Fevereiro	147,7	114,6
Março	156	151,1
Abril	134,4	127,4
Mai	108,6	101,5
Junho	89,6	84,8
Julho	95,6	88,9
Agosto	118,2	111,3
Setembro	108,2	104
Outubro	165	164,6
Novembro	165,4	163,7
Dezembro	195,8	194,1
Total Anual	1689,7	1638,8
$G_{POA}$ (kWh/m <sup>2</sup> .dia)	4,63	4,49

Com os dados da irradiação solar anual nos planos dos módulos foi possível determinar o  $G_{POA}$  como a médias entre os  $G_{POA}$ 's de cada água, fornecendo o resultado  $G_{POA}$ = 4,56 kWh/m<sup>2</sup>.dia. Com o  $G_{POA}$  calculado foi possível determinar automaticamente  $H_{SP}$ , que no caso possui o mesmo valor.

### 3.2.1.3 Cálculo da Potência Nominal FV

Substituindo os valores na fórmula apresentada no início do item 3.2.1, foi calculado  $P_{FV}$  conforme apresentado abaixo:

$$P_{FV} = \frac{E/H_{SP}}{PR} = \frac{224,43}{0,85} = 57,90 \text{ MWp}$$

Assim, o valor da potência nominal do sistema FV é 57,90 kWp.

### 3.2.2 Dimensionamento no PVsyst

#### 3.2.2.1 Dados Iniciais

Para realizar o dimensionamento no software PVsyst alguns parâmetros obrigatórios foram necessários para o programa rodar a simulação. Primeiramente foi necessário escolher a aba “Concepção do projeto”, e posteriormente o item “Acoplado a rede”, por ser um sistema interligado a rede da CELESC. Após isso, foi preciso entrar com a localização do projeto e a orientação e inclinação dos módulos, conforme foram definidos no item 3.2.1.2.

#### 3.2.2.2 Definição do sistema

Para a definição da quantidade de módulos fotovoltaicos necessários no sistema, o software PVsyst apresenta duas opções de dados de entrada, sendo possível entrar com a potência nominal do sistema FV (calculada no item 3.2.1.3) ou com a área disponível pra implantação dos módulos.

No presente caso, foi escolhido entrar com a  $P_{FV}$ , sendo ela dividida em função da área disponível para instalação de cada sub arranjo, conforme tabela 5.

Tabela 5 -  $P_{FV}$  de cada sub arranjo

	Área disponível (m <sup>2</sup> )	$P_{FV}$ (kWp)
Água Leste	225,45	35,90
Água Oeste	140,93	22

#### 3.2.2.3 Modulo fotovoltaico e Inversor solar

O modulo solar fotovoltaico escolhido para o estudo foi o modelo CS7N-640MB-AG fabricado pela empresa Canadian, que possui fábrica no Brasil e está entre as maiores fabricantes mundial. No Quadro 1 consta algumas informações técnicas do modulo FV e no Anexo A o seu catálogo.

Quadro 1 - Especificações técnicas do módulo fotovoltaico

<b>Fabricante</b>	Canadian Solar
<b>Modelo</b>	CS3W-450MS
<b>Potência máxima nominal (Pmax)</b>	450 W
<b>Coefficiente de Temperatura (Pmax)</b>	-0,35%/ °C
<b>Dimensões</b>	2108 x 1048 x 40 mm
<b>Peso</b>	24,9 kg
<b>Rendimento (<math>\eta</math>)</b>	20,4%
<b>Tipo de célula</b>	Mono-Cristalina

Fonte: Canadian Solar (2021)

A Figura 22 ilustra o módulo selecionado.

Figura 22 - Módulo CS3W-450MS



Fonte: Canadian Solar (2021)

Foram escolhidos dois inversores ABB de 50 kW, suficientes para o sistema de 35,9 kWp (Água Leste) e 22 kWp (Água Oeste). A utilização de dois inversores subdimensionados tem como objetivo o aumento da vida útil do equipamento, visto que ele irá trabalhar com menos carga do que ele suporta, fazendo com se tenha menos perdas e também propiciando uma expansão futura do sistema fotovoltaico sem a necessidade da aquisição de outros inversores.

No Quadro 2 consta algumas informações técnicas do inversor e no Anexo B o seu catálogo.

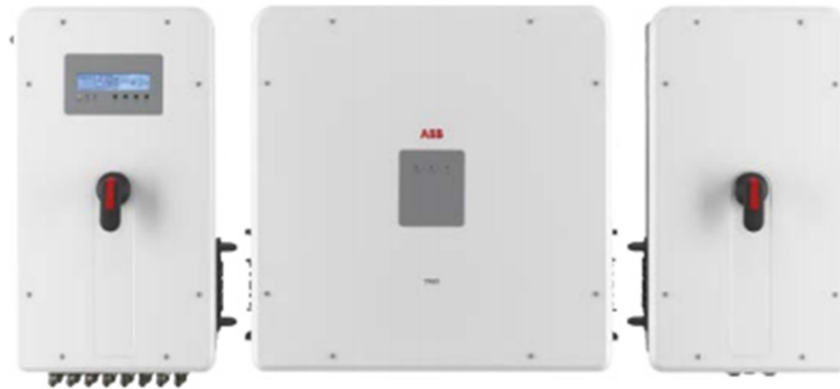
Quadro 2 - Especificações técnicas do inversor

<b>Fabricante</b>	ABB Group
<b>Modelo</b>	ABB TRIO-TM-50.0-400
<b>Potência nominal</b>	50 W
<b>Tensão máxima</b>	1000 V
<b>Eficiência (<math>\eta_{max}</math>)</b>	98,3%
<b>Número de MPPTs</b>	3

Fonte: ABB (2021)

A Figura 23 ilustra o inversor selecionado.

Figura 23 - Inversor TRIO-TM-50.0-400



Fonte: ABB (2021)

### 3.2.3 Perdas do sistema

Conforme o item 2.5, na geração fotovoltaica existe diversos fatores de perdas e o software PVsyst fornece essas perdas padrões e também disponibiliza a possibilidade de editá-las de acordo com a necessidade do projeto.

Para o detalhamento dessas perdas, foi acessada a aba de perdas no software, conforme a Figura 24. Para este trabalho foi detalhada a perda por temperatura, enquanto que a perda por sujeira foi desprezada, considerando que os módulos serão limpos regularmente para manter o desempenho sem os efeitos do acúmulo de sujeira. Para as outras perdas foram adotados os valores padrões fornecidos pelo software, conforme Tabela 6.

Figura 24 - Abas para o detalhamento das perdas

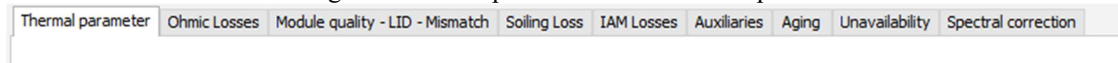


Tabela 6 - Perdas no Sistema FV

Perda ôhmica	1,5%
Mismatch	2%
Degradação induzida pela luz	2%
Sujeira	0%
Degradação dos módulos	0,4% /ano
Indisponibilidade	2%

### 3.2.3.1 Perda por temperatura

Para a perda por temperatura foi necessário escolher o modo que o sistema fotovoltaico está inserido no local. No presente caso, os módulos estão dispostos sobre o telhado. Desta forma, foi escolhida a opção *Integration with fully insulated back*, que corresponde à integração existente no telhado da edificação de estudo. Com essa escolha, o programa adota o valor de perda por temperatura de 15 W/m<sup>2</sup>.k para a simulação.

Figura 25 - Detalhamento da perda por temperatura no PVsyst

You can define either the Field thermal Loss factor or the standard NOCT coefficient:  
the program gives the equivalence!

**Field Thermal Loss Factor**

Thermal Loss factor  $U = U_c + U_v * \text{Wind vel}$

Constant loss factor  $U_c$   W/m<sup>2</sup>K

Wind loss factor  $U_v$   W/m<sup>2</sup>K m/s

**Default value acc. to mounting**

"Free" mounted modules with air circulation

Semi-integrated with air duct behind

Integration with fully insulated back

**NOCT equivalent factor**

NOCT (Nominal Operating Cell temperature) is often specified by manufacturers for the module itself. This is an alternative information to the U-value definition which doesn't make sense when applied to the operating array.

**Don't use the NOCT approach. This is quite confusing when applied to an array !**



### 3.3 PARÂMETROS PARA ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

#### 3.3.1 Período de Análise

Para o período de análise foi adotado o período de 25 anos, que é considerado a vida útil média dos módulos fotovoltaicos.

#### 3.3.2 Investimento Inicial

Para o investimento inicial foi adotado o valor de R\$ 3,79/Wp para a faixa de 75 kWp com instalação notelhado (GREENER, 2021). Este valor considera a instalação do kit fotovoltaico (módulos fotovoltaicos, inversores) e dos serviços de integração.

Para a potência instalada de 57,9 kWp e para um custo de R\$ 3,79/Wp, tem-se que o investimento inicial seria de R\$ 219.441,00.

Figura 26 - Preço médio de sistemas FV por potência nominal instalada



Fonte: Greener (2021)

#### 3.3.3 Consumo Mensal de Energia Elétrica da Edificação

Foi adotado um consumo constante de 78.486,32 kWh/ano, sendo a soma das médias mensais de consumo no período de estudo de Janeiro de 2019 a Junho de 2021.

### 3.3.4 Tarifa de Energia Elétrica

O valor da tarifa de energia elétrica adotada para o período 1 foi de R\$ 0,7013/ kWh, sendo ela resultante da média aritmética do período de Janeiro de 2019 até Junho de 2021. Para o presente trabalho foram desconsiderados os valores de bandeiras tarifárias diferenciadas e a Contribuição para o Custeio dos Serviços de Iluminação Pública (COSIP), a fim de realizar uma análise mais conservadora, visto que esses valores aumentam o custo da tarifa de energia, diminuindo o período de retorno do investimento no sistema FV. Para o cálculo do reajuste anual foi feita a média dos valores dos reajustes anuais de 2013 a 2021 considerando os reajustes tarifários extraordinários anteriores, conforme Tabela 7.

Tabela 7 - Evolução do efeito tarifário CELESC Grupo B.

RTE 2013	-18,46 %
2013	13,47 %
2014	22,76 %
RTE 2015*	19,28 %
2015	3,63 %
2016	-2,62 %
2017	7,90 %
2018	13,15 %
2019	-9,16 %
2020	8,42 %
2021	5,83 %
<b>MÉDIA TOTAL</b>	<b>5,84%</b>

\*RTE : Revisão Tarifária Extraordinária  
Fonte: CELESC (2021)

### 3.3.5 TMA

Para a análise financeira foram adotados diferentes TMA's para compor três cenários de análise com diferentes riscos. O primeiro cenário foi adotado como TMA o valor médio de rendimento da poupança, referente ao período de estudo. Já para um cenário menos conservador foi adotado como TMA o valor médio da Taxa Selic, conforme dados disponíveis no site do Banco Central do Brasil e ilustrados na tabela 9. No terceiro cenário foi adotada como TMA a taxa referente ao rendimento do IBOVESPA, bolsa brasileira de

Valores. Esse último índice é o indicador de desempenho das ações das empresas que estão listadas em bolsa, sendo este um cenário de investimento de maior risco.

O período de análise para o cálculo da média das TMA's foi de 2017 até Junho de 2021, compreendendo um período maior de estudo em relação ao que foi usado para o consumo de energia e cálculo da tarifa, em razão da pandemia do COVID-19 que fez a bolsa de valores registrar uma das suas maiores quedas da sua história. Outro motivo para a utilização de um maior período de estudo foi o fato da Selic ter atingido seu menor nível na história, fazendo com que a poupança também atingisse um baixo rendimento.

Nesse contexto, foi escolhido um maior tempo de estudo com o objetivo de achar uma TMA que seja mais representativa no período de 25 anos de estudo do retorno do investimento da instalação do sistema FV.

Tabela 8 - Média Poupança

2017	5,18%
2018	4,55 %
2019	4,05 %
2020	1,93%
Janeiro – Março 2021	1,33%
Março – Maio 2021	1,86%
Maio – Junho 2021	2,38%
<b>MÉDIA</b>	<b>3,04 %</b>

Fonte: Adaptado Banco do Brasil (2021)

Tabela 9 - Média Selic

2017	7,40 %
2018	6,5 %
2019	5,79 %
2020	2,75 %
Janeiro – Março 2021	1,90 %
Março – Maio 2021	2,65 %
Maio – Junho 2021	3,40 %
<b>MÉDIA</b>	<b>4,34%</b>

Fonte: Adaptado Banco do Brasil (2021)

Tabela 10 - Média IBOVESPA

2017	26,85 %
2018	15,03 %
2019	31,58%
2020	2,91 %
Janeiro – Junho 2021	6,68 %
<b>MÉDIA</b>	<b>16,61 %</b>

Fonte: Adaptado Banco do Brasil (2021)

### 3.3.6 Custos com Reposição dos Inversores e O&M

Para os inversores, foi considerada uma vida útil de 15 anos. Como a análise considerou a vida útil de 25 anos para os módulos FV, será necessário realizar uma troca dos inversores no ano 15. Na reposição dos inversores foi adotado 17% do investimento inicial (ANTONIOLLI *et al.*, 2016), totalizando R\$ 74.609,94 para a troca dos dois inversores.

Para custo de operação e manutenção no sistema, adotou-se 1% do valor total do investimento inicial por ano (ANTONIOLLI *et al.*, 2016) ou seja, R\$ 2.194.41.

### 3.3.7 Redução da Produtividade

Foi considerada uma perda de produtividade de 0,5% ao ano (ANTONIOLLI *et al.*, 2016).

### 3.3.8 Determinação do Payback descontado e da TIR

Após organização de todos os dados pertinentes para as análises econômicas em planilhas no Excel, foram obtidos os valores de TIR e do payback descontado para cada situação. Os resultados são apresentados no próximo capítulo.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 4.1 ANÁLISE TÉCNICA

#### 4.1.1 Resultado simulação PVsyst

Após os dados de entradas e informações sobre o sistema preenchido, o software executa a simulação e gera um relatório com o resultado do dimensionamento, apresentando o número de módulos fotovoltaicos, inversores, a estimativa de geração de energia anual e as perdas do sistema.

Tabela 11 - Resultados do sistema obtido pelo software PVsyst

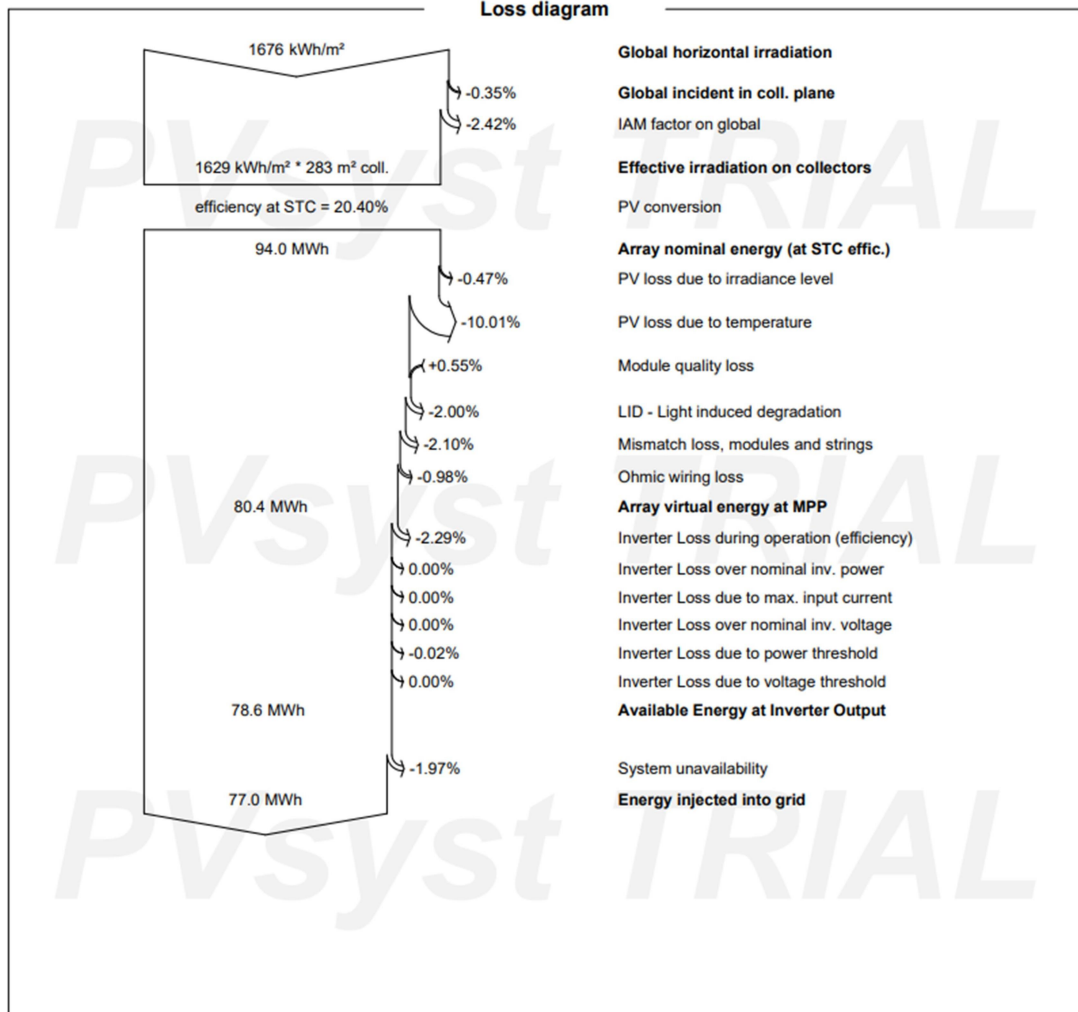
	Água Leste	Água Oeste	Sistema Total
Número de Inversores	1	1	2 Unidades
Número de Módulos	80	48	128 Unidades
Potência Nominal dos Módulos (kWp)	36,0	21,60	57,60 kWp

O sistema dimensionado é composto por 128 módulos monocristalinos (CS3W-450MS) da marca Canadian Solar, com 57,60 kWp de potência nominal de módulos e com uma área de 283 m<sup>2</sup>. Foram utilizados dois inversores com potência nominal de 50 kW, da marca ABB (TRIO-TM-50.0-400). O relatório completo da simulação encontra-se no Apêndice A.

#### 4.1.2 Diagramas de perdas

No relatório gerado no software podemos observar o diagrama de perdas, o qual explica de forma detalhada as perdas existentes e o quanto interferem na energia gerada no sistema. A Figura 27 apresenta previamente todo o processo de geração, indicando inicialmente a incidência da irradiação solar nos módulos, e posteriormente evidenciando todas as perdas encontradas durante a geração e no final demonstrando a quantidade total de energia gerada no sistema no período de um ano.

Figura 27 - Diagrama de perdas  
Loss diagram

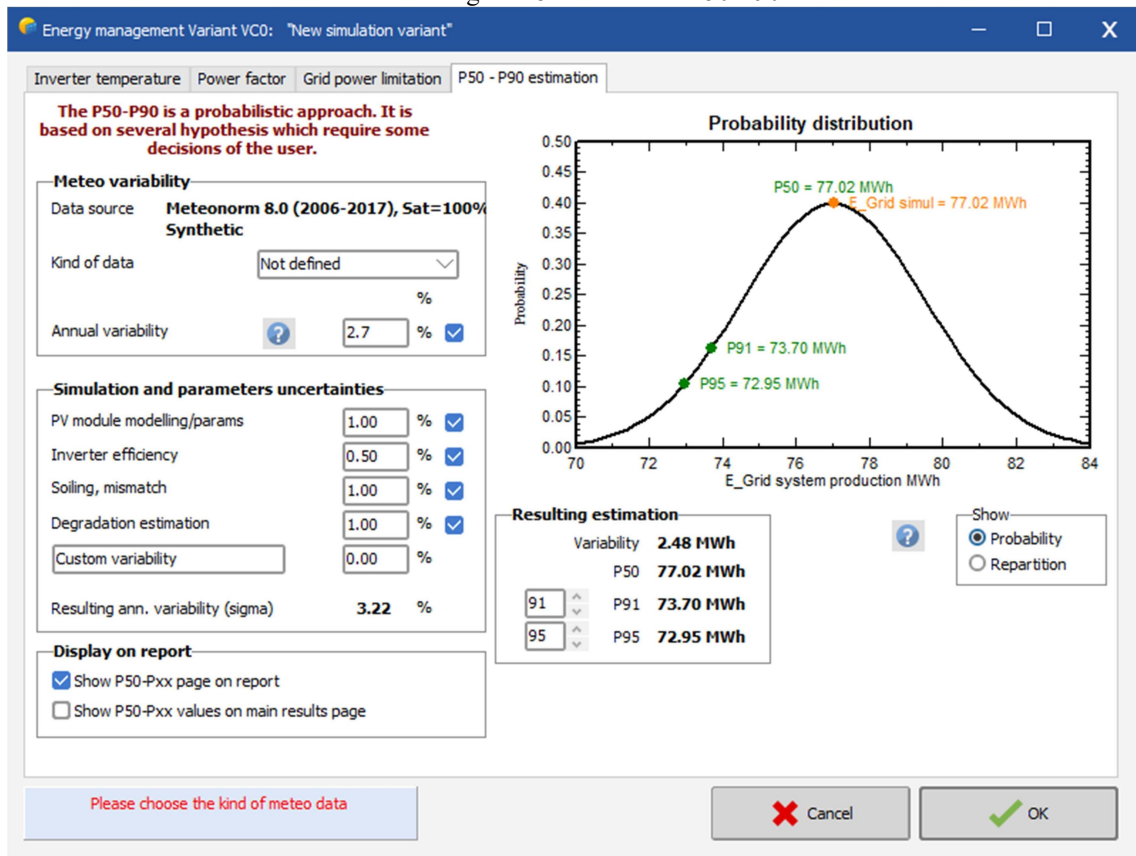


No diagrama de perdas, um dos fatores que mais gerou perda no sistema foi devido à temperatura, conforme demonstrado no item 3.2.4.1. Esta perda é ocasionada em função do sistema FV estar implantado diretamente no telhado, dificultando a passagem de ar na parte traseira dos módulos e diminuindo sua geração de energia. Em relação à perda devido aos inversores, pode-se notar que ela é nula em função dos inversores estarem trabalhando com potências abaixo da sua capacidade.

### 4.1.3 Probabilidade de produção

A estimativa (P50-P90) busca projetar as estimativas de geração do sistema fotovoltaico. A estimativa P50 significa que existe uma probabilidade 50% maior que a produção real de energia esteja acima deste valor, já a estimativa P90 e P95 indicam que existe 90% e 95% de probabilidade de a produção de energia ser maior que essa estimativa. Para o sistema FV dimensionado a estimativa P50 é de 77,02 MWh, a P90 de 73.70 MWh e a P95 de 72.95 MWh, sendo que o *performance ratio* (PR) do sistema é 0,80. A Figura 28 ilustra os resultados obtidos de forma gráfica.

Figura 28 - Estimativa P50-P90



#### 4.1.4 Consumo x geração

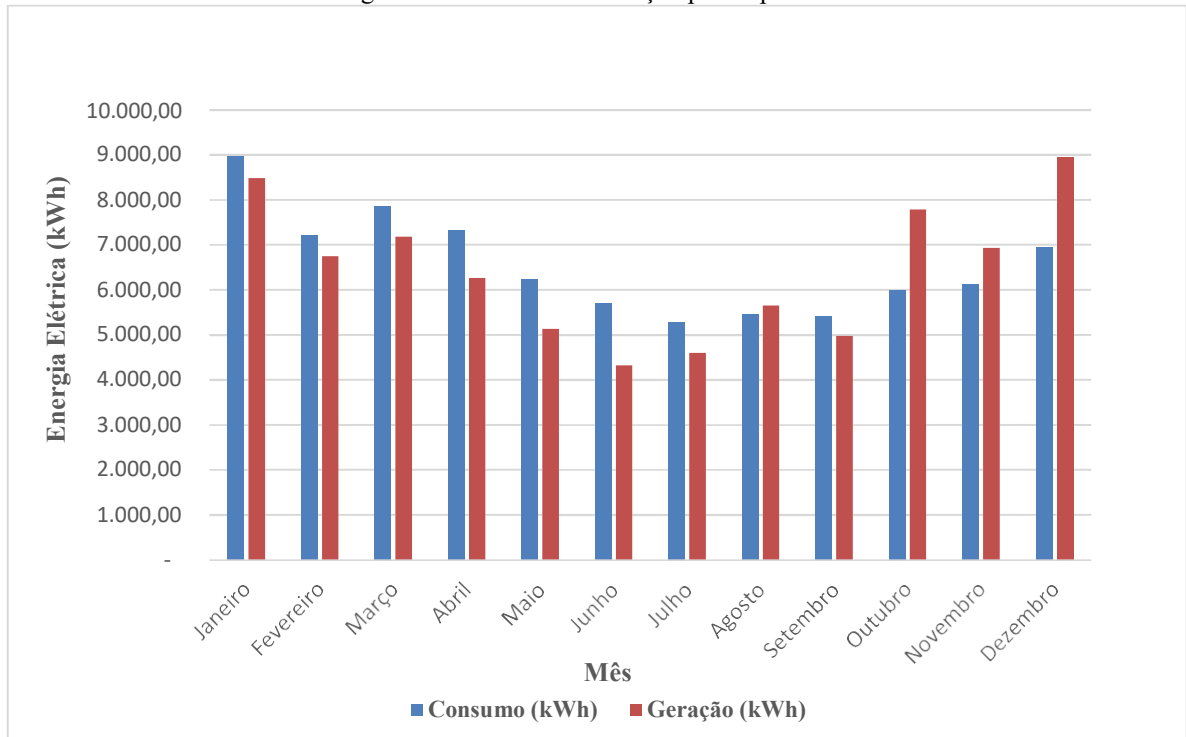
Para o dimensionamento feito, foi obtida a Figura 29 – Consumo x Geração (kWh), em termos mensais para o período 1, com os valores descritos na Tabela 12.

Tabela 12 - Consumo x Geração (kWh) para o período 1

<b>Mês</b>	<b>Consumo (kWh)</b>	<b>Geração (kWh)</b>
Janeiro	8.963,67	8.484,00
Fevereiro	7.219,67	6.749,00
Março	7.860,33	7.179,00
Abril	7.321,82	6.262,00
Mai	6.227,33	5.131,00
Junho	5.698,33	4.320,00
Julho	5.278,67	4.597,00
Agosto	5.453,00	5.655,00
Setembro	5.421,50	4.976,00
Outubro	5.992,50	7.785,00
Novembro	6.116,50	6.934,00
Dezembro	6.933,00	8.951,00
<b>Total Anual</b>	<b>78.486,32</b>	<b>77.023,00</b>

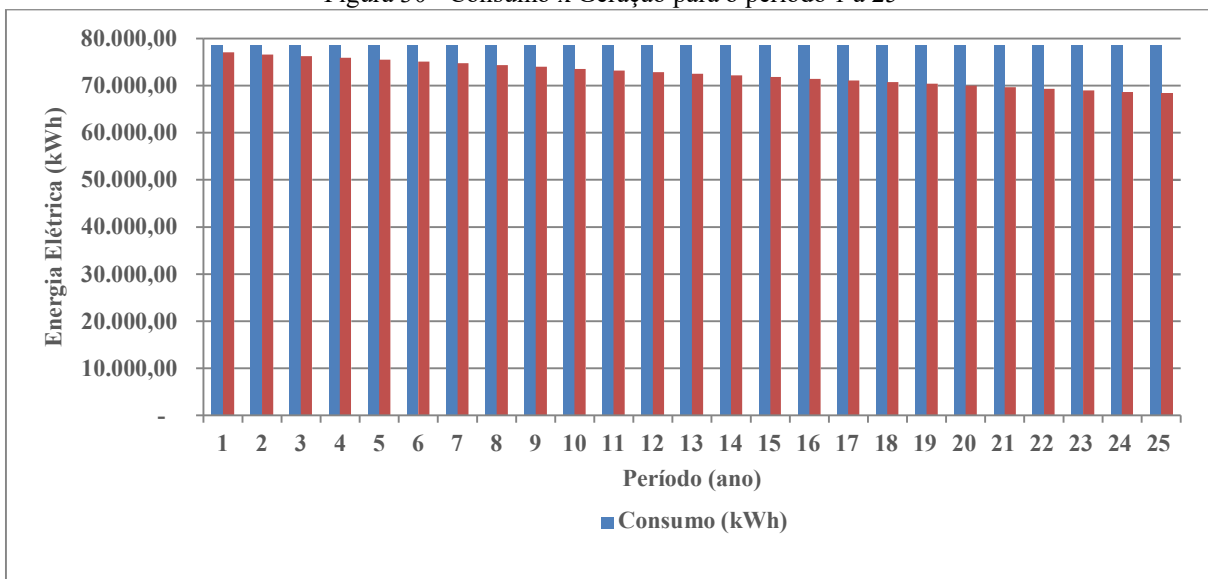


Figura 29 - Consumo x Geração para o período 1



Ao analisar o consumo e geração de energia do sistema FV implantado para o período 1, nota-se que a geração atingiu seu maior valor no mês de Dezembro, época do ano com grande irradiação solar, enquanto que o consumo atinge o seu maior patamar no mês de Janeiro, mês com maior fluxo no posto devido à temporada de verão.

Figura 30 - Consumo x Geração para o período 1 a 25

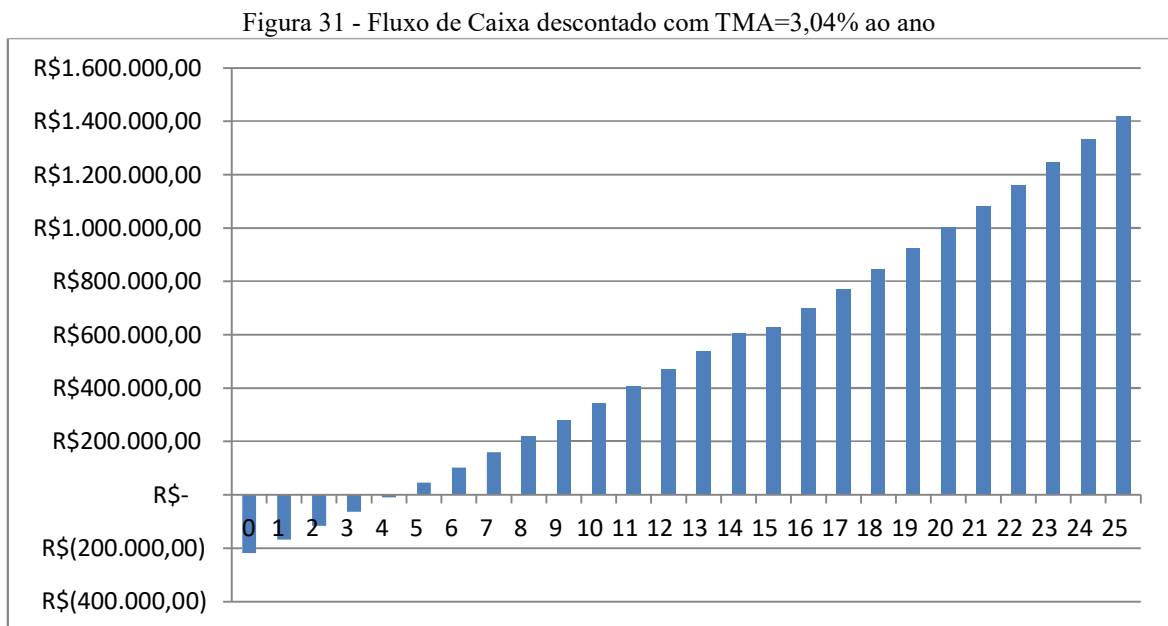


Para o período 1, há um déficit de geração de energia de 1.463.32 kWh para o sistema FV instalado. Esse déficit irá aumentar ao longo dos 25 anos de análise, visto que o consumo foi considerado constante e a produção decrescente em função da perda de produtividade anual do módulo fotovoltaico. No final do período de estudo o déficit total será de 147.807,95 kWh.

## 4.2 ANÁLISE ECONÔMICA

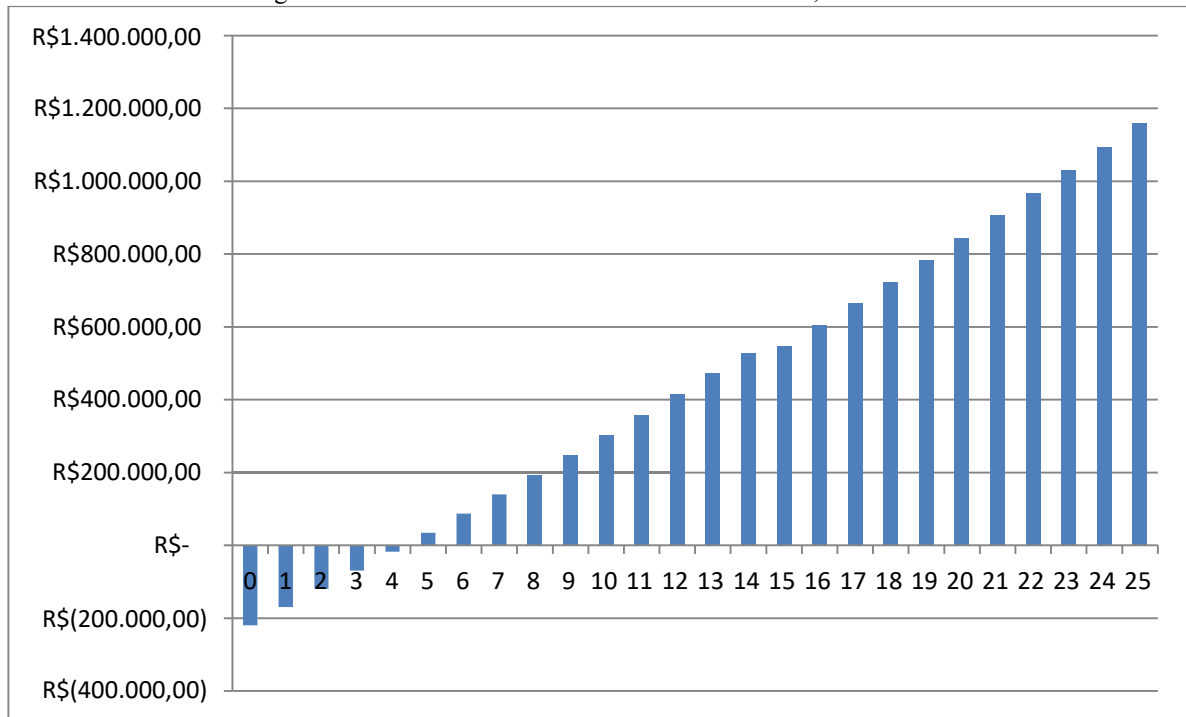
### 4.2.1 Payback Descontado e VPL

As Figuras 31 a 33 representam o fluxo de caixa acumulado no período de 25 anos para a implantação do sistema fotovoltaico considerando as TMA's de 3,04%, 4,34% e 16,61% ao ano, respectivamente. A partir do Fluxo de caixa conseguimos determinar o *Payback* descontado e o Valor Presente Líquido do investimento. Os fluxos de caixa completos para cada situação estão no Apêndice B.



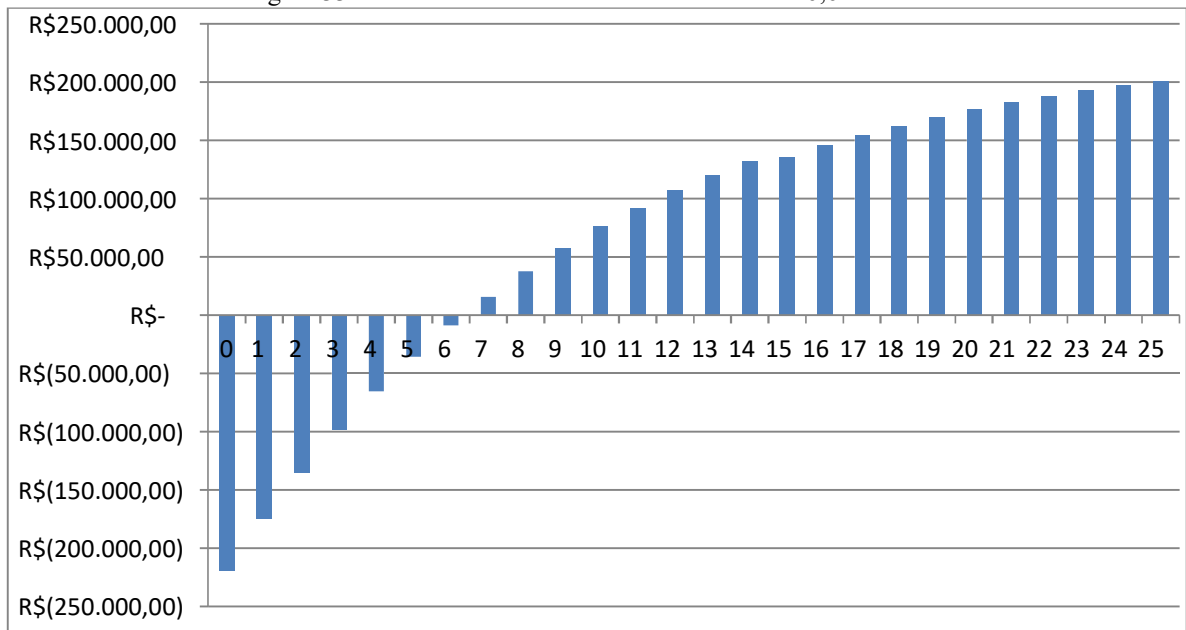
Para o fluxo de caixa com TMA de 3,04% ao ano observamos um *Payback* no ano 4, com um VPL de R\$ 1.418.422,89

Figura 32 - Fluxo de Caixa descontado com TMA=4,34% ao ano



Para o fluxo de caixa com TMA de 4,34% ao ano observamos um *Payback* no ano 4, com um VPL de R\$ 1.417.622,57.

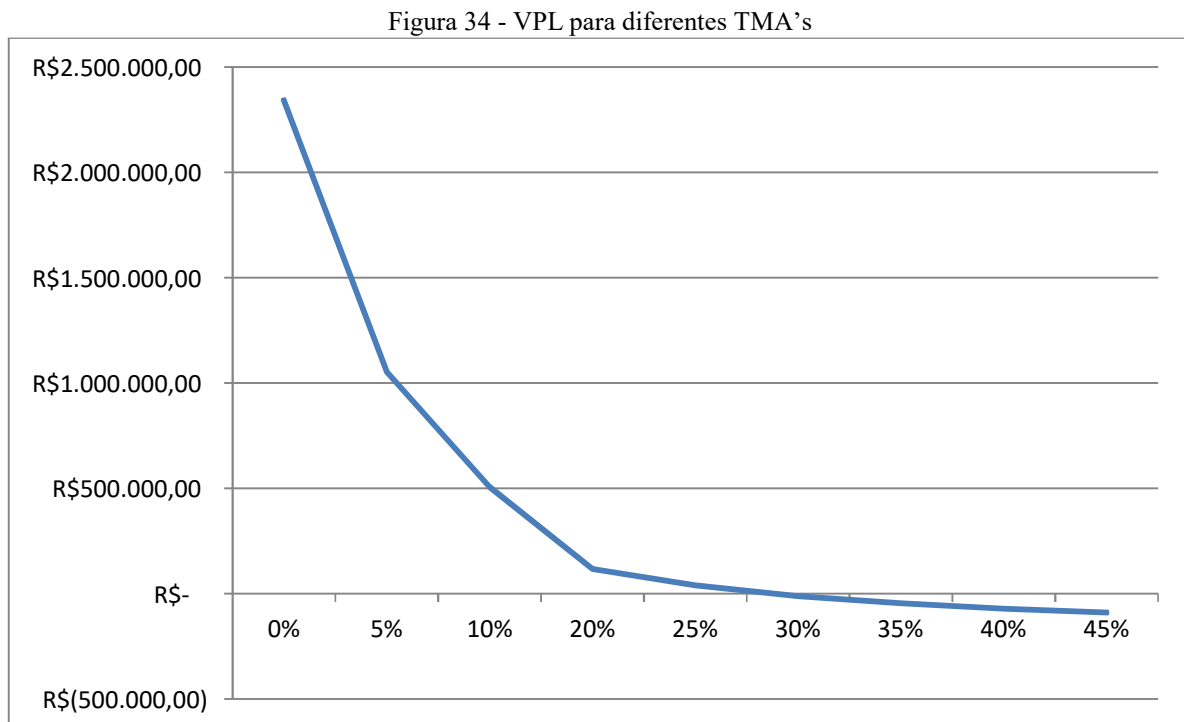
Figura 33 - Fluxo de Caixa descontado com TMA=16,61% ao ano



Para o fluxo de caixa com TMA de 16,61% ao ano observamos um *Payback* no ano 6, com um VPL de R\$ 200.838,67.

#### 4.2.2 TIR

A Figura 34 representa a variação do Valor Presente Líquido (VPL) com diferentes taxas médias de atratividade com o objetivo de encontrar a TIR, taxa para qual o VPL será igual à zero.



Para o estudo de viabilidade financeira feito, a TIR é igual 28,77%.

#### 4.2.3 Tabela Resumo

A Tabela 13 apresenta o resumo da análise financeira para a implantação do sistema fotovoltaico dimensionado com os valores dos indicadores financeiros VPL, TIR e *payback* descontado a partir das diferentes TMA's propostas.

Tabela 13 - Tabela resumo Viabilidade Econômica

Investimento Inicial R\$ 219.441,00			
TMA	3,04%	4,34%	16,61%
VPL	R\$ 1.418,422,89	R\$ 1.157,622,57	R\$ 200.838,67
TIR	28,8%	28,8%	28,8%
<i>Payback</i> Descontado	Ano 4	Ano 4	Ano 6
Viabilidade Econômica	VPL>0 e TIR>TMA Economicamente Viável	VPL>0 e TIR>TMA Economicamente Viável	VPL>0 e TIR>TMA Economicamente Viável

Os indicadores financeiros calculados demonstram que o investimento no sistema FV é economicamente viável para todos os cenários avaliados, sendo que o período de retorno variou pouco com o aumento da TMA, já o VPL assume valores menores quando aumentamos a TMA, chegando à zero no valor da TIR. Desta forma, é preciso realizar um investimento com taxa de juros de 28,77% ao ano para conseguirmos a mesma rentabilidade do investimento feito no sistema FV proposto no presente trabalho.

## 5 CONCLUSÃO

O trabalho analisou viabilidade técnico-econômica de um sistema fotovoltaico para um edifício comercial de um Posto de Combustível já construído e em operação.

A análise técnica mostrou que, a instalação do sistema fotovoltaico em um posto de combustível é viável do ponto de vista técnico e que a estrutura do telhado da cobertura da edificação consegue suportar as cargas dos módulos fotovoltaicos e possui área, inclinação e orientação que possibilitam a geração de energia. O resultado do dimensionamento apresentou a quantidade de módulos fotovoltaicos, inversores e as perdas no sistema.

Já a análise de viabilidade econômica considerou diferentes taxas médias de atratividade e partir dos indicadores de viabilidade econômica - VPL, TIR e *Payback* Descontado - conseguiu evidenciar que a implantação do sistema fotovoltaico é viável financeiramente, mesmo existindo um déficit anual da geração de energia em relação ao consumo. O custo com energia a ser comprada da rede é irrelevante comparado com o gasto anual sem o sistema fotovoltaico.

É importante mencionar também o constante aumento da tarifa de energia com a introdução de novas bandeiras tarifárias e do custo com a COSIP que foram desconsideradas no estudo, tornando a análise mais conservadora e com um maior tempo de retorno. Além disso, a taxa interna de retorno encontrada é alta se comparada com os investimentos disponíveis atualmente no mercado financeiro, sendo necessário assumir um alto risco para atingir o mesmo retorno do investimento no sistema fotovoltaico.

Por fim, a implantação de sistemas fotovoltaicos em edificações comerciais de postos de combustíveis configura-se como uma alternativa sustentável e viável economicamente quando são atendidas as exigências técnicas que propiciam a geração de energia elétrica suficiente para alcançar um retorno financeiro desejável ao longo da vida útil do sistema.

Como sugestão para trabalhos futuros, propõe-se o dimensionamento de um sistema fotovoltaico capaz de suprir o consumo de energia de um ponto de abastecimento de carros elétrico instalado em um posto de combustível.

## REFERÊNCIAS

ABNT. NBR 10899:2013 - **Energia Solar Fotovoltaica - Terminologia**. 2013.

ALVES, Aline; MATTOS, João Guterres de; AZEVEDO, Iraneide S.S. **ENGENHARIA ECONÔMICA**. Porto Alegre: SAGAH EDUCAÇÃO S.A., 2017. ISBN 978-85-9502-057-3.

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2015.

ANTONIOLLI, A. F. et al. Avaliação Técnica e Econômica Entre Sistemas Fotovoltaicos Aplicados a Edificações (BAPV) e Sistemas Idealmente Instalados para Máxima Geração Anual. **VI Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 2016.

ANTONIOLLI, A. et al. ANÁLISE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COMPARTILHADO APLICADO A UMA EDIFICAÇÃO DE UNIDADES CONSUMIDORAS COMERCIAIS E RESIDENCIAIS. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, n. April, 2018.

Araújo, A. J. N., RankA, N. I., Bueno, T. B. A., Análise dos Fatores de Perdas nos Sistemas Fotovoltaicos conectados à Rede Elétrica em Curitiba. Trabalho de Conclusão de Curso, UTFP, Curitiba.

AVILA, Antonio Victorino. **Matemática financeira e engenharia econômica**. Florianópolis: Ufsc, 2012.

BEN 2021, 2020, Brasília. **PDF**. Brasília: Empresa de Pesquisa Energética – Epe, 2020. 77 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>. Acesso em: 30 Agosto 2021.

DGS - German Solar Energy Society. **Planning and Installing Photovoltaic Systems**. 2013.

GREENER, Greener. **MERCADO FOTOVOLTAICO DE GERACAO DISTRIBUÍDA: 2M2020**. Brasil: Greener, 2021.

Lemos, L. O., Ferreira, Â. M., Jota, P. R. S., Silva, A. G. V., 2016. Efeitos da sujidade no desempenho de módulos fotovoltaicos, Belo Horizonte – Minas Gerais, VI CBENS - VI **Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Minas Gerais.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; ECHER, M. P. DE S. Levantamento dos recursos de energia solar no Brasil com o emprego de satélite geostacionário: o Projeto Swera. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, v. 26, n. 2, p. 145–159, 2004.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: INPE, 2017. 88 p. ISBN 978-85-17-00090-4.IBI: <8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>.

Disponível em: <<http://urlib.net/rep/8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>>.

PINHOS, J. T.; GALDINO, M. A. MANUAL DE ENGENHARIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS. **The British Journal of Psychiatry**, p. 530, 2014.

RÜTHER, Ricardo. **EDIFICIOS SOLARES FOTOVOLTAICOS: O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligada à Rede Elétrica Pública no Brasil**. Florianópolis: Ufsc / Labsolar, 2004.

SANTOS, Ísis Portolan dos. **Desenvolvimento de ferramenta de apoio à decisão em projetos de integração solar fotovoltaica à arquitetura**. 2013. 278 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

**Tarifas de Energia**. Disponível em: <<https://www.celesc.com.br/tarifas-de-energia#evolucao-da-tarifa-nos-ultimos-anos>>. Acesso em: 01 set. 2021



**Taxa Selic.** Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>>. Acesso em:  
Acesso em: 01 set. 2021.

URBANETZ JUNIOR, Jair. Energia Fotovoltaica – **Módulo introdução**. 2014.

ZOMER, Clarissa Debiazi et al. **EDIFÍCIO DE ENERGIA ZERO COM GERADOR FOTOVOLTAICO INTEGRADO À ARQUITETURA EM CLIMA SUBTROPICAL**, 2012.

## APÊNDICE A – RELATÓRIO PVSYSY



### PVsyst V7.2.4

VCO, Simulation date:  
07/09/21 19:58  
with v7.2.4

Project: TCC

Variant: New simulation variant

### Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Posto de Combustível Canas Jurê Brazil	Latitude -27.43 °S Longitude -48.47 °W Altitude 3 m Time zone UTC-3	Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Posto de Combustível Canas Jurê Meteonorm 8.0 (2006-2017), Sat=100% - Synthetic		

### System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	User's needs
<b>PV Field Orientation</b> Fixed planes 2 orientations Tilts/azimuths 10 / -75 ° 10 / 105 °	<b>Near Shadings</b> No Shadings	Unlimited load (grid)
<b>System information</b> <b>PV Array</b> Nb. of modules 128 units Pnom total 57.6 kWp	<b>Inverters</b> Nb. of units 1.7 units Pnom total 83.3 kWac Pnom ratio 0.691	

### Results summary

Produced Energy	77.02 MWh/year	Specific production	1337 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	80.08 %
-----------------	----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Special graphs	7
Cost of the system	8
CO <sub>2</sub> Emission Balance	9


**PVsyst V7.2.4**

VC0, Simulation date:  
07/09/21 19:58  
with v7.2.4

**Project: TCC**

Variant: New simulation variant

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>	<b>Models used</b>
<b>Orientation</b>		No 3D scene defined	Transposition Perez
Fixed planes	2 orientations		Diffuse Perez, Meteonom
Tilts/azimuths	10 / -75 ° 10 / 105 °		Circumsolar separate
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
Free Horizon		No Shadings	Unlimited load (grid)

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	CS3W-450MS	Model	TRIO-TM-50_0-400
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	450 Wp	Unit Nom. Power	50.0 kWac
Number of PV modules	128 units	Number of inverters	1.7 units
Nominal (STC)	57.6 kWp	Total power	83.3 kWac
<b>Array #1 - Água Leste</b>			
Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	10/-75 °		
Number of PV modules	80 units	Number of inverters	3 * MPPT 33% 1 units
Nominal (STC)	36.0 kWp	Total power	50.0 kWac
Modules	5 Strings x 16 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	32.9 kWp	Operating voltage	300-950 V
U mpp	592 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.72
I mpp	56 A		
<b>Array #2 - Água Oeste</b>			
Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	10/105 °		
Number of PV modules	48 units	Number of inverters	2 * MPPT 33% 0.7 units
Nominal (STC)	21.60 kWp	Total power	33.3 kWac
Modules	3 Strings x 16 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	19.73 kWp	Operating voltage	300-950 V
U mpp	592 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.65
I mpp	33 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	58 kWp	Total power	83 kWac
Total	128 modules	Nb. of inverters	2 units
Module area	283 m <sup>2</sup>		0.3 unused
		Pnom ratio	0.69



**PVsyst V7.2.4**  
 VCO, Simulation date:  
 07/09/21 19:58  
 with v7.2.4

Project: TCC  
 Variant: New simulation variant

**Array losses**

<b>Thermal Loss factor</b>		<b>LID - Light Induced Degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>				
Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-0.6 %			
Uc (const)	15.0 W/m²K							
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s							
<b>Module mismatch losses</b>		<b>Strings Mismatch loss</b>						
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %					
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

**DC wiring losses**

Global wiring resistance	10 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		
<b>Array #1 - Água Leste</b>		<b>Array #2 - Água Oeste</b>	
Global array res.	176 mΩ	Global array res.	294 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC

**System losses**

<b>Unavailability of the system</b>	
Time fraction	2.0 %
	7.3 days,
	3 periods



Project: TCC  
Variant: New simulation variant

**PVsyst V7.2.4**

VC0, Simulation date:  
07/09/21 19:58  
with V7.2.4

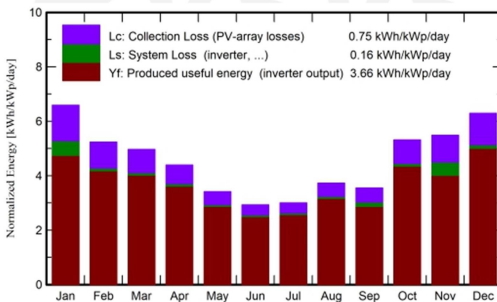
**Main results**

**System Production**

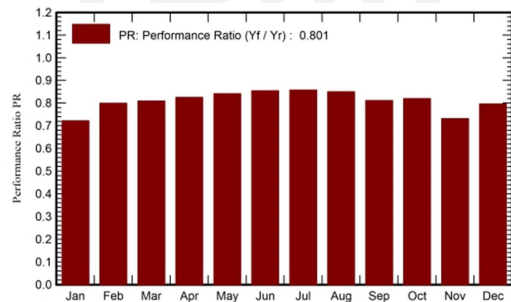
Produced Energy 77.02 MWh/year

Specific production 1337 kWh/kWp/year  
Performance Ratio PR 80.08 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
<b>January</b>	205.3	82.11	25.66	204.2	200.2	9.438	8.484	0.721
<b>February</b>	147.2	77.92	25.36	146.5	143.3	6.914	6.749	0.800
<b>March</b>	154.6	73.53	24.01	154.0	150.5	7.348	7.179	0.809
<b>April</b>	131.8	55.86	21.52	131.7	128.3	6.404	6.262	0.825
<b>May</b>	105.6	45.83	18.72	105.9	102.4	5.249	5.131	0.841
<b>June</b>	87.8	41.82	16.40	87.8	84.6	4.424	4.320	0.855
<b>July</b>	92.9	46.71	15.44	93.0	89.8	4.707	4.597	0.858
<b>August</b>	115.3	57.41	16.77	115.6	112.3	5.786	5.655	0.850
<b>September</b>	106.9	58.52	18.45	106.6	104.0	5.250	4.976	0.811
<b>October</b>	165.9	83.59	21.21	164.8	161.4	7.958	7.785	0.820
<b>November</b>	165.9	77.71	22.48	164.6	161.2	7.790	6.934	0.731
<b>December</b>	196.2	96.06	24.64	195.1	191.2	9.163	8.951	0.797
<b>Year</b>	1675.5	797.08	20.86	1669.7	1629.3	80.430	77.023	0.801

**Legends**

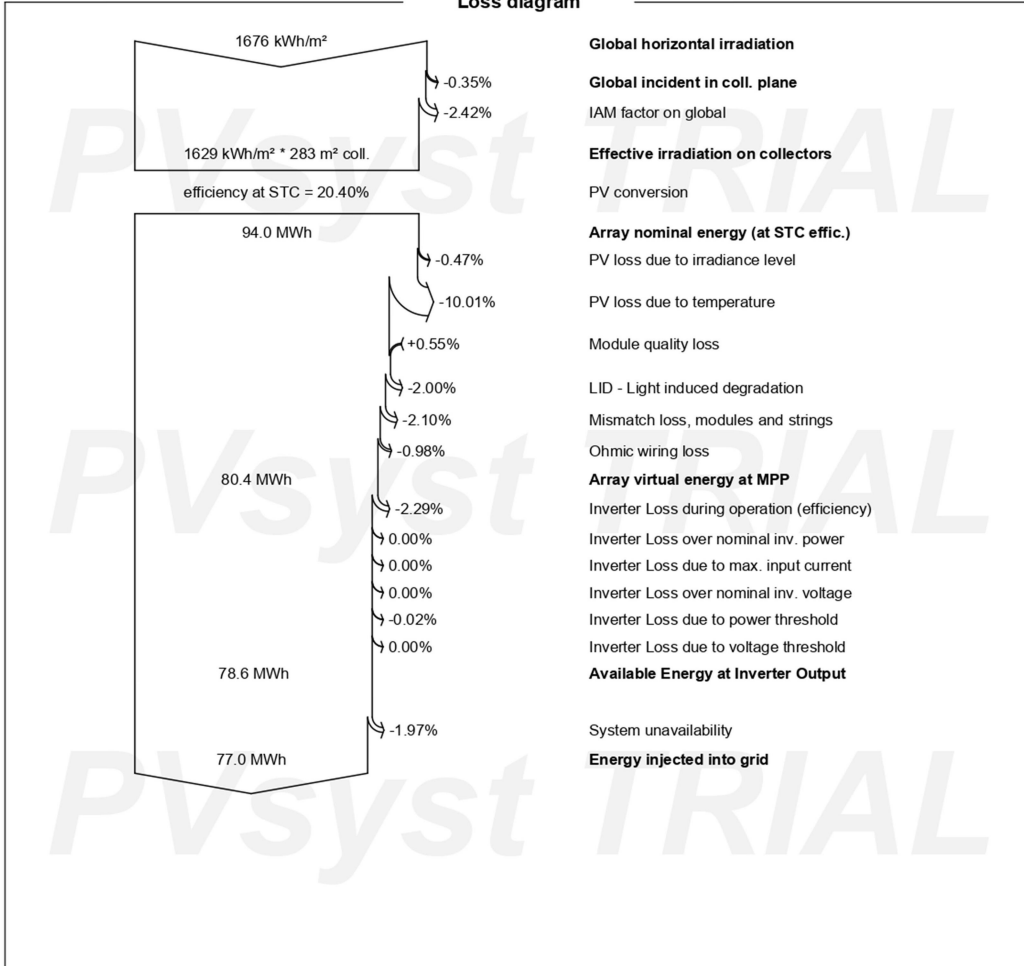
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T\_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E\_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



**PVsyst V7.2.4**  
 VCO, Simulation date:  
 07/09/21 19:58  
 with v7.2.4

Project: TCC  
 Variant: New simulation variant

**Loss diagram**





**PVsyst V7.2.4**

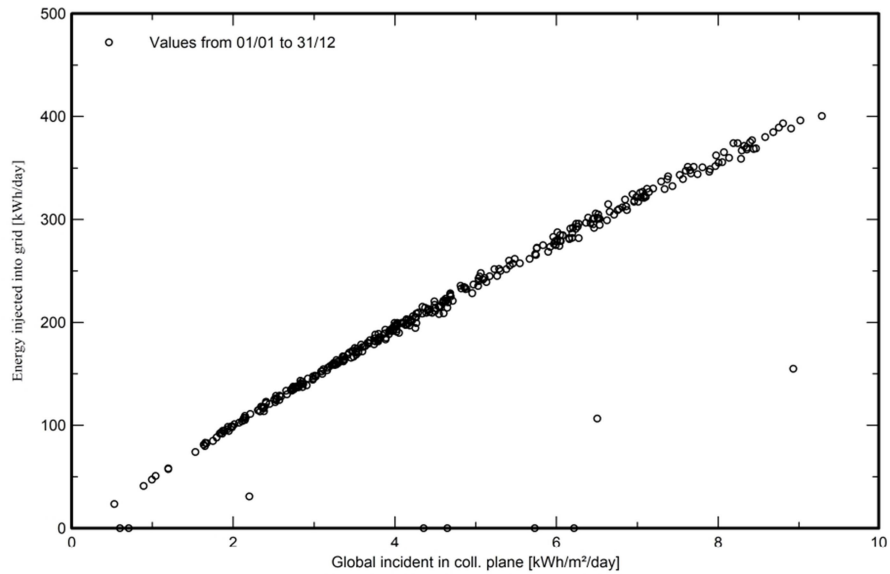
VC0, Simulation date:  
07/09/21 19:58  
with V7.2.4

Project: TCC

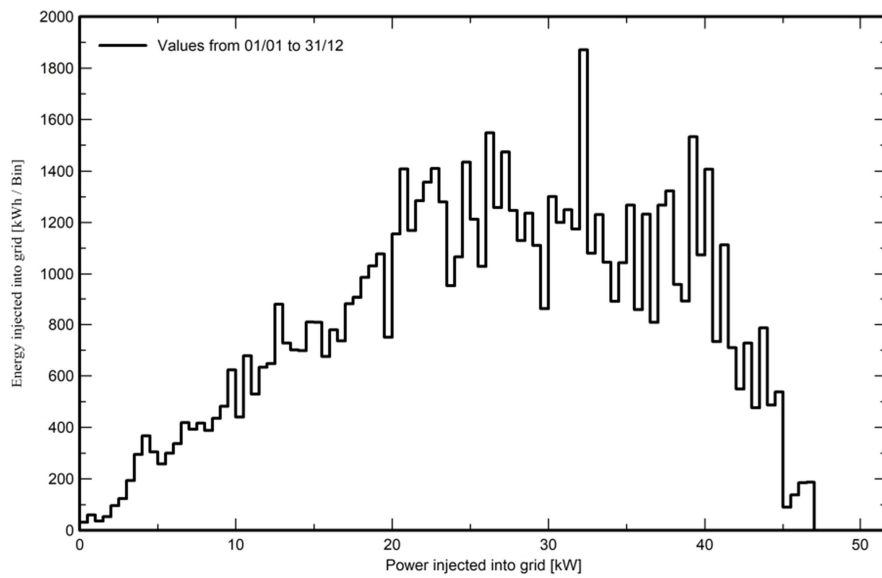
Variante: New simulation variant

**Special graphs**

**Daily Input/Output diagram**



**System Output Power Distribution**




**PVsyst V7.2.4**

VC0, Simulation date:  
07/09/21 19:58  
with v7.2.4

Project: TCC  
Variant: New simulation variant

**Cost of the system**

<b>Installation costs</b>			
Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
Total			0.00
Depreciable asset			0.00
<b>Operating costs</b>			
Item			Total EUR/year
Total (OPEX)			0.00
<b>System summary</b>			
Total installation cost			0.00 EUR
Operating costs			0.00 EUR/year
Produced Energy			77.0 MWh/year
Cost of produced energy (LCOE)			0.000 EUR/kWh





**PVsyst V7.2.4**

VC0, Simulation date:  
07/09/21 19:58  
with v7.2.4

Project: TCC

Variant: New simulation variant

**CO<sub>2</sub> Emission Balance**

Total: 103.4 tCO<sub>2</sub>

**Generated emissions**

Total: 59.04 tCO<sub>2</sub>

Source: Detailed calculation from table below:

**Replaced Emissions**

Total: 187.2 tCO<sub>2</sub>

System production: 77.02 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 81 gCO<sub>2</sub>/kWh

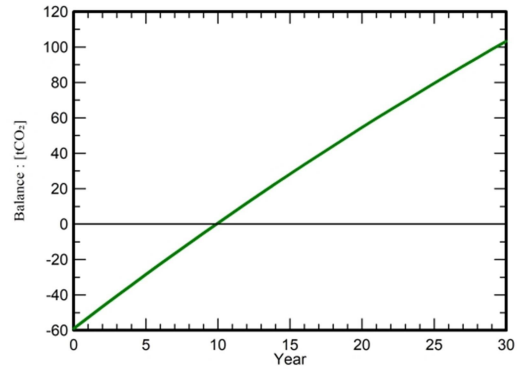
Source: IEA List

Country: Brazil

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

**Saved CO<sub>2</sub> Emission vs. Time**



**System Lifecycle Emissions Details**

Item	LCE	Quantity	Subtotal [kgCO <sub>2</sub> ]
Modules	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	34.2 kWp	58575
Supports	0.54 kgCO <sub>2</sub> /kg	760 kg	411
Inverters	53.5 kgCO <sub>2</sub> /	1.00	53.5

## APÊNDICE B – FLUXOS DE CAIXA

### TMA 3,04% a.a.

Período (Ano)	Geração de Energia (MWh/ano)	Consumo de Energia (MWh/ano)	Energia a ser comprada (MWh/ano)	Tarifa (R\$/MWh)	Gastos com Energia Comprada com Sistema FV	Gastos com Energia Comprada sem Sistema FV	Economia Devido a Geração FV	Investimento Inicial	O&M	Reposição dos Investidores	Gastos TOTAL com Sistema FV	Gastos TOTAL sem Sistema FV	VP dos Gastos COM SISTEMA FV	VP dos gastos SEM SISTEMA FV	Total com Sistema FV	VP com SISTEMA FV	VP
0								R\$ 219.441,00	-	-	-	-	-	-	R\$ 219.441,00	-R\$ 219.441,00	R\$ 219.441,00
1	77.023,00	78.486,32	1.463,32	0,7013	R\$ 1.026,23	R\$ 55.042,46	R\$ 54.015,23	-	R\$ 2.194,41	-	R\$ 3.202,64	R\$ 55.042,46	R\$ 3.125,62	R\$ 53.418,53	R\$ 51.821,82	R\$ 50.292,92	-R\$ 169.348,08
2	76.637,89	78.486,32	1.848,44	0,7423592	R\$ 1.372,01	R\$ 58.256,94	R\$ 56.884,92	-	R\$ 2.194,41	-	R\$ 3.566,42	R\$ 58.256,94	R\$ 3.359,09	R\$ 54.870,12	R\$ 54.690,51	R\$ 51.511,04	-R\$ 117.637,05
3	76.254,70	78.486,32	2.231,62	0,7856367	R\$ 1.753,17	R\$ 61.659,14	R\$ 59.905,97	-	R\$ 2.194,41	-	R\$ 3.947,38	R\$ 61.659,14	R\$ 3.608,39	R\$ 56.361,16	R\$ 57.711,56	R\$ 52.752,77	-R\$ 64.884,28
4	75.873,42	78.486,32	2.612,90	0,83148292	R\$ 2.172,58	R\$ 65.280,03	R\$ 63.087,45	-	R\$ 2.194,41	-	R\$ 4.366,99	R\$ 65.280,03	R\$ 3.873,99	R\$ 57.892,71	R\$ 60.893,04	R\$ 54.018,72	-R\$ 10.665,56
5	75.494,05	78.486,32	2.992,27	0,88004152	R\$ 2.633,32	R\$ 69.071,22	R\$ 66.437,90	-	R\$ 2.194,41	-	R\$ 4.827,73	R\$ 69.071,22	R\$ 4.156,36	R\$ 59.465,88	R\$ 64.243,49	R\$ 55.309,52	R\$ 44.443,96
6	75.116,58	78.486,32	3.369,74	0,93143595	R\$ 3.138,69	R\$ 73.104,98	R\$ 69.966,29	-	R\$ 2.194,41	-	R\$ 5.333,10	R\$ 73.104,98	R\$ 4.456,00	R\$ 61.081,80	R\$ 67.771,88	R\$ 56.825,81	R\$ 101.089,77
7	74.741,00	78.486,32	3.745,32	0,98333181	R\$ 3.692,25	R\$ 77.374,31	R\$ 73.682,06	-	R\$ 2.194,41	-	R\$ 5.866,66	R\$ 77.374,31	R\$ 4.773,41	R\$ 62.741,64	R\$ 71.487,65	R\$ 57.968,23	R\$ 159.038,00
8	74.367,30	78.486,32	4.119,02	1,0434438	R\$ 4.297,81	R\$ 81.892,97	R\$ 77.595,16	-	R\$ 2.194,41	-	R\$ 6.492,22	R\$ 81.892,97	R\$ 5.109,12	R\$ 64.446,57	R\$ 75.400,75	R\$ 59.337,45	R\$ 218.375,45
9	73.995,46	78.486,32	4.490,86	1,1043392	R\$ 4.959,43	R\$ 86.675,52	R\$ 81.716,09	-	R\$ 2.194,41	-	R\$ 7.133,84	R\$ 86.675,52	R\$ 5.463,70	R\$ 66.197,84	R\$ 79.521,68	R\$ 60.724,14	R\$ 279.109,59
10	73.625,48	78.486,32	4.860,84	1,16883261	R\$ 5.681,50	R\$ 91.737,37	R\$ 86.055,87	-	R\$ 2.194,41	-	R\$ 7.875,91	R\$ 91.737,37	R\$ 5.837,71	R\$ 67.996,69	R\$ 83.861,46	R\$ 62.158,98	R\$ 341.268,57
11	73.257,36	78.486,32	5.229,96	1,23709243	R\$ 6.468,71	R\$ 97.094,83	R\$ 90.625,12	-	R\$ 2.194,41	-	R\$ 8.663,12	R\$ 97.094,83	R\$ 6.231,75	R\$ 69.844,43	R\$ 88.431,71	R\$ 63.612,88	R\$ 404.881,25
12	72.891,07	78.486,32	5.595,25	1,30933863	R\$ 7.326,08	R\$ 102.765,17	R\$ 95.493,09	-	R\$ 2.194,41	-	R\$ 9.520,49	R\$ 102.765,17	R\$ 6.666,44	R\$ 71.742,37	R\$ 93.244,68	R\$ 65.095,94	R\$ 469.977,19
13	72.526,61	78.486,32	5.959,71	1,38580401	R\$ 8.258,99	R\$ 108.766,66	R\$ 100.507,67	-	R\$ 2.194,41	-	R\$ 10.453,40	R\$ 108.766,66	R\$ 7.082,41	R\$ 73.694,39	R\$ 98.313,26	R\$ 66.609,48	R\$ 536.586,67
14	72.163,98	78.486,32	6.322,34	1,4672496	R\$ 9.273,20	R\$ 115.118,63	R\$ 105.845,43	-	R\$ 2.194,41	-	R\$ 11.467,61	R\$ 115.118,63	R\$ 7.540,34	R\$ 75.694,39	R\$ 108.651,02	R\$ 68.154,05	R\$ 604.740,72
15	71.803,16	78.486,32	6.683,16	1,55239228	R\$ 10.374,89	R\$ 121.841,56	R\$ 111.466,67	-	R\$ 2.194,41	-	R\$ 12.505,07	R\$ 121.841,56	R\$ 8.024,81	R\$ 77.751,31	R\$ 118.192,03	R\$ 71.339,30	R\$ 626.859,55
16	71.444,14	78.486,32	7.042,18	1,64305199	R\$ 11.570,66	R\$ 128.957,10	R\$ 117.386,44	-	R\$ 2.194,41	-	R\$ 13.652,01	R\$ 128.957,10	R\$ 8.524,81	R\$ 82.034,33	R\$ 121.426,19	R\$ 72.981,52	R\$ 698.199,25
17	71.086,92	78.486,32	7.399,40	1,73906623	R\$ 12.867,80	R\$ 136.488,20	R\$ 123.620,60	-	R\$ 2.194,41	-	R\$ 14.921,88	R\$ 136.488,20	R\$ 9.052,81	R\$ 87.694,39	R\$ 127.991,44	R\$ 74.657,87	R\$ 845.838,65
18	70.731,49	78.486,32	7.754,83	1,84058419	R\$ 14.273,26	R\$ 144.459,11	R\$ 130.185,85	-	R\$ 2.194,41	-	R\$ 16.467,67	R\$ 144.459,11	R\$ 9.605,65	R\$ 84.263,53	R\$ 127.991,44	R\$ 76.369,16	R\$ 922.207,81
19	70.378,83	78.486,32	8.108,49	1,94805314	R\$ 15.795,77	R\$ 152.895,52	R\$ 137.099,76	-	R\$ 2.194,41	-	R\$ 17.990,18	R\$ 152.895,52	R\$ 10.184,14	R\$ 86.553,30	R\$ 134.905,35	R\$ 78.116,21	R\$ 1.000.234,02
20	70.025,94	78.486,32	8.460,38	2,06181945	R\$ 17.443,77	R\$ 161.824,62	R\$ 144.380,85	-	R\$ 2.194,41	-	R\$ 19.638,18	R\$ 161.824,62	R\$ 10.789,08	R\$ 88.905,29	R\$ 142.186,44	R\$ 79.899,88	R\$ 1.080.233,90
21	69.675,81	78.486,32	8.810,51	2,1822297	R\$ 19.226,55	R\$ 171.275,18	R\$ 152.004,63	-	R\$ 2.194,41	-	R\$ 21.420,96	R\$ 171.275,18	R\$ 11.421,31	R\$ 91.321,19	R\$ 149.834,22	R\$ 79.899,88	R\$ 1.161.944,92
22	69.327,43	78.486,32	9.158,89	2,30967192	R\$ 21.154,02	R\$ 181.277,65	R\$ 161.123,63	-	R\$ 2.194,41	-	R\$ 23.248,43	R\$ 181.277,65	R\$ 12.081,73	R\$ 93.802,75	R\$ 157.929,22	R\$ 81.721,02	R\$ 1.245.525,44
23	68.980,80	78.486,32	9.505,52	2,44455676	R\$ 23.226,79	R\$ 191.884,26	R\$ 168.627,47	-	R\$ 2.194,41	-	R\$ 25.431,20	R\$ 191.884,26	R\$ 12.771,22	R\$ 96.351,74	R\$ 166.433,06	R\$ 83.580,52	R\$ 1.331.034,70
24	68.635,89	78.486,32	9.850,43	2,58731887	R\$ 25.486,20	R\$ 203.059,14	R\$ 177.380,94	-	R\$ 2.194,41	-	R\$ 27.880,61	R\$ 203.059,14	R\$ 13.490,72	R\$ 98.969,99	R\$ 175.388,53	R\$ 85.479,27	R\$ 1.418.422,89
25	68.292,71	78.486,32	10.193,61	2,73841829	R\$ 27.914,56	R\$ 214.928,37	R\$ 187.010,02	-	R\$ 2.194,41	-	R\$ 30.408,77	R\$ 214.928,37	R\$ 14.241,21	R\$ 104.749,84	R\$ 184.839,61	R\$ 87.418,19	R\$ 1.507.850,78

## TMA 4,34% a.a.

Período (Ano)	Geração de Energia (kWh/ano)	Consumo de Energia (kWh/ano)	Energia a ser comprada (kWh/ano)	Tarifa (R\$/kWh)	Gastos com Energia Comprada com Sistema FV	Gastos com Energia Comprada sem Sistema FV	Economia Devido a Geração FV	Investimento Inicial	OM	Reposição dos Investidores	Gastos TOTAL com Sistema FV	Gastos TOTAL sem Sistema FV	VP dos Gastos COM SISTEMA FV	VP dos gastos SEM SISTEMA FV	Total com Sistema FV	VP com SISTEMA FV	VPL
0								R\$ 219.441,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 219.441,00	R\$ -	R\$ 219.441,00
1	77.023,00	78.486,32	1.463,32	0,7013	R\$ 1.026,23	R\$ 55.042,46	R\$ 54.016,23	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 3.220,04	R\$ 55.042,46	R\$ 3.066,67	R\$ 52.752,98	R\$ 51.821,82	R\$ 49.663,30	R\$ 169.774,70
2	76.637,89	78.486,32	1.848,44	0,7425592	R\$ 1.372,01	R\$ 58.256,94	R\$ 56.894,92	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 3.566,42	R\$ 58.256,94	R\$ 3.275,90	R\$ 53.511,36	R\$ 54.690,51	R\$ 50.235,45	R\$ 119.539,24
3	76.254,70	78.486,32	2.231,62	0,7856067	R\$ 1.753,17	R\$ 61.659,14	R\$ 59.905,97	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 3.947,58	R\$ 61.659,14	R\$ 3.475,19	R\$ 54.280,64	R\$ 57.711,56	R\$ 50.805,45	R\$ 68.733,79
4	75.873,42	78.486,32	2.612,90	0,83148292	R\$ 2.172,58	R\$ 65.260,03	R\$ 63.087,45	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 4.368,99	R\$ 65.260,03	R\$ 3.684,50	R\$ 55.080,98	R\$ 60.893,04	R\$ 51.376,48	R\$ 17.357,31
5	75.494,05	78.486,32	2.992,27	0,8804152	R\$ 2.633,32	R\$ 69.071,22	R\$ 66.437,90	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 4.827,73	R\$ 69.071,22	R\$ 3.903,81	R\$ 55.852,55	R\$ 64.243,49	R\$ 51.946,74	R\$ 34.591,43
6	75.116,58	78.486,32	3.369,74	0,93143595	R\$ 3.138,09	R\$ 73.049,98	R\$ 69.966,29	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 5.333,10	R\$ 73.049,98	R\$ 4.133,09	R\$ 56.655,49	R\$ 67.771,88	R\$ 52.527,39	R\$ 87.113,82
7	74.741,00	78.486,32	3.745,32	0,98383181	R\$ 3.692,25	R\$ 77.374,31	R\$ 73.882,06	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 5.886,66	R\$ 77.374,31	R\$ 4.372,33	R\$ 57.469,97	R\$ 71.487,65	R\$ 53.097,63	R\$ 140.211,45
8	74.367,30	78.486,32	4.119,02	1,04340438	R\$ 4.297,81	R\$ 81.892,97	R\$ 77.595,16	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 6.492,22	R\$ 81.892,97	R\$ 4.621,54	R\$ 58.296,16	R\$ 75.400,75	R\$ 53.674,63	R\$ 193.886,08
9	73.995,46	78.486,32	4.490,86	1,1043392	R\$ 4.959,43	R\$ 86.675,52	R\$ 81.716,09	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 7.153,84	R\$ 86.675,52	R\$ 4.880,70	R\$ 59.134,23	R\$ 79.521,68	R\$ 54.253,54	R\$ 248.139,62
10	73.625,48	78.486,32	4.860,84	1,16883261	R\$ 5.681,50	R\$ 91.737,37	R\$ 86.055,87	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 7.875,91	R\$ 91.737,37	R\$ 5.149,83	R\$ 59.984,35	R\$ 83.861,46	R\$ 54.834,52	R\$ 302.574,14
11	73.257,36	78.486,32	5.228,96	1,23709349	R\$ 6.468,71	R\$ 97.094,83	R\$ 90.266,12	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 8.661,12	R\$ 97.094,83	R\$ 5.428,94	R\$ 60.946,09	R\$ 88.431,71	R\$ 55.417,75	R\$ 358.391,89
12	72.891,07	78.486,32	5.595,25	1,30933681	R\$ 7.326,08	R\$ 102.765,17	R\$ 95.439,09	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 9.520,49	R\$ 102.765,17	R\$ 5.718,07	R\$ 61.721,43	R\$ 93.244,68	R\$ 56.005,36	R\$ 414.395,25
13	72.526,61	78.486,32	5.959,71	1,38880401	R\$ 8.286,99	R\$ 108.766,66	R\$ 100.507,67	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 10.453,40	R\$ 108.766,66	R\$ 6.017,23	R\$ 62.608,74	R\$ 98.313,26	R\$ 56.591,51	R\$ 470.386,76
14	72.163,38	78.486,32	6.322,94	1,4673496	R\$ 9.273,20	R\$ 115.118,63	R\$ 105.845,43	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 11.467,61	R\$ 115.118,63	R\$ 6.326,47	R\$ 63.508,81	R\$ 103.651,02	R\$ 57.182,34	R\$ 528.691,10
15	71.803,16	78.486,32	6.683,16	1,55239228	R\$ 10.374,89	R\$ 121.841,56	R\$ 111.466,67	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ 74.609,94	R\$ 87.179,24	R\$ 121.841,56	R\$ 46.094,66	R\$ 64.421,82	R\$ 34.662,32	R\$ 18.327,16	R\$ 546.496,26
16	71.444,14	78.486,32	7.042,18	1,64505199	R\$ 11.570,66	R\$ 128.571,10	R\$ 117.386,44	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 13.765,07	R\$ 128.571,10	R\$ 6.975,34	R\$ 65.347,95	R\$ 115.192,03	R\$ 38.377,61	R\$ 604.668,87
17	71.086,92	78.486,32	7.399,40	1,73900623	R\$ 12.867,80	R\$ 136.488,20	R\$ 123.620,60	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 15.062,01	R\$ 136.488,20	R\$ 7.315,07	R\$ 66.287,40	R\$ 121.426,19	R\$ 38.973,32	R\$ 663.841,19
18	70.731,49	78.486,32	7.754,83	1,84056419	R\$ 14.273,26	R\$ 144.659,11	R\$ 130.185,85	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 16.467,67	R\$ 144.659,11	R\$ 7.665,09	R\$ 67.240,35	R\$ 127.991,44	R\$ 39.575,26	R\$ 723.416,45
19	70.377,83	78.486,32	8.108,49	1,94805314	R\$ 15.795,77	R\$ 152.855,52	R\$ 137.099,76	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 17.990,18	R\$ 152.855,52	R\$ 8.025,45	R\$ 68.207,00	R\$ 134.905,35	R\$ 60.181,55	R\$ 783.598,00
20	70.025,94	78.486,32	8.460,38	2,06181946	R\$ 17.443,77	R\$ 161.824,62	R\$ 144.380,85	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 19.683,18	R\$ 161.824,62	R\$ 8.396,24	R\$ 69.187,55	R\$ 142.186,44	R\$ 60.791,31	R\$ 844.389,31
21	69.675,81	78.486,32	8.810,51	2,1822297	R\$ 19.226,55	R\$ 171.275,18	R\$ 152.048,63	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 21.420,96	R\$ 171.275,18	R\$ 8.777,51	R\$ 70.182,20	R\$ 149.854,22	R\$ 61.404,68	R\$ 905.294,00
22	69.327,43	78.486,32	9.158,89	2,30871292	R\$ 21.154,02	R\$ 181.277,65	R\$ 160.123,63	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 23.346,43	R\$ 181.277,65	R\$ 9.169,37	R\$ 71.191,14	R\$ 157.929,22	R\$ 62.021,77	R\$ 967.815,77
23	68.980,80	78.486,32	9.505,52	2,44455676	R\$ 23.236,79	R\$ 191.864,26	R\$ 168.827,47	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 25.431,20	R\$ 191.864,26	R\$ 9.571,89	R\$ 72.214,59	R\$ 166.483,06	R\$ 62.642,70	R\$ 1.030.658,47
24	68.635,93	78.486,32	9.850,39	2,58731887	R\$ 25.486,20	R\$ 203.069,14	R\$ 177.582,94	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 27.680,61	R\$ 203.069,14	R\$ 9.985,17	R\$ 73.252,75	R\$ 175.388,53	R\$ 63.267,58	R\$ 1.093.226,04
25	68.292,71	78.486,32	10.193,61	2,73841829	R\$ 27.914,36	R\$ 214.928,37	R\$ 187.014,02	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 30.108,77	R\$ 214.928,37	R\$ 10.409,32	R\$ 74.305,84	R\$ 184.819,61	R\$ 63.896,52	R\$ 1.157.822,57

## TMA 16,61% a.a.

Período (Ano)	Geração de Energia (KWh/ano)	Consumo de Energia (KWh/ano)	Energia a ser comprada (kwh/ano)	Tarifa (R\$/KWh)	Gastos com Energia Comprada com Sistema FV	Gastos com Energia Comprada sem Sistema FV	Economia Devido a Geração FV	Investimento Inicial	O&M	Reposição dos Investores	Gastos TOTAL com Sistema FV	Gastos TOTAL sem Sistema FV	VP dos Gastos COM SISTEMA FV	VP dos gastos SEM SISTEMA FV	Total com Sistema FV	VP com SISTEMA FV	VP1
0								R\$ 219.441,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -			R\$ 219.441,00		R\$ 219.441,00
1	77.023,00	78.486,32	1.463,32	0,7013	R\$ 1.026,23	R\$ 55.042,46	R\$ 54.016,23	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 3.220,64	R\$ 55.042,46	R\$ 2.761,89	R\$ 47.202,17	R\$ 51.821,82	R\$ 44.440,29	R\$ 175.000,71
2	76.637,89	78.486,32	1.848,44	0,7425592	R\$ 1.372,01	R\$ 58.256,94	R\$ 56.884,92	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 3.566,42	R\$ 58.256,94	R\$ 2.622,78	R\$ 42.842,62	R\$ 54.690,51	R\$ 40.219,85	R\$ 134.280,87
3	76.254,70	78.486,32	2.231,62	0,78560367	R\$ 1.731,17	R\$ 61.659,14	R\$ 59.959,97	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 3.947,58	R\$ 61.659,14	R\$ 2.489,57	R\$ 38.885,71	R\$ 57.711,56	R\$ 36.396,15	R\$ 98.384,72
4	75.873,42	78.486,32	2.612,90	0,83148292	R\$ 2.112,58	R\$ 65.260,03	R\$ 63.087,45	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 4.366,99	R\$ 65.260,03	R\$ 2.361,78	R\$ 35.294,26	R\$ 60.893,04	R\$ 32.922,49	R\$ 65.452,23
5	75.494,05	78.486,32	2.992,27	0,88004152	R\$ 2.633,32	R\$ 69.071,22	R\$ 66.437,90	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 4.827,73	R\$ 69.071,22	R\$ 2.239,05	R\$ 32.034,52	R\$ 64.243,49	R\$ 29.795,47	R\$ 35.656,77
6	75.116,58	78.486,32	3.369,74	0,93143395	R\$ 3.138,69	R\$ 73.104,98	R\$ 69.966,29	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 5.333,10	R\$ 73.104,98	R\$ 2.121,12	R\$ 29.075,83	R\$ 67.771,88	R\$ 26.594,71	R\$ 8.702,05
7	74.741,00	78.486,32	3.745,32	0,98583181	R\$ 3.692,25	R\$ 77.374,31	R\$ 73.882,06	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 5.886,66	R\$ 77.374,31	R\$ 2.007,79	R\$ 26.390,42	R\$ 71.487,65	R\$ 24.382,62	R\$ 15.680,57
8	74.367,30	78.486,32	4.119,02	1,04340438	R\$ 4.297,81	R\$ 81.892,97	R\$ 77.595,16	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 6.492,22	R\$ 81.892,97	R\$ 1.898,92	R\$ 23.953,02	R\$ 75.400,75	R\$ 22.054,10	R\$ 37.234,67
9	73.995,46	78.486,32	4.490,86	1,1043392	R\$ 4.939,43	R\$ 86.675,52	R\$ 81.716,09	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 7.153,84	R\$ 86.675,52	R\$ 1.794,39	R\$ 21.740,74	R\$ 79.521,68	R\$ 19.946,35	R\$ 57.681,02
10	73.625,48	78.486,32	4.860,84	1,16883261	R\$ 5.681,50	R\$ 91.737,37	R\$ 86.055,87	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 7.875,91	R\$ 91.737,37	R\$ 1.694,12	R\$ 19.732,78	R\$ 83.861,46	R\$ 18.038,67	R\$ 75.719,68
11	73.257,36	78.486,32	5.228,96	1,23702943	R\$ 6.468,71	R\$ 97.094,83	R\$ 90.626,12	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 8.669,12	R\$ 97.094,83	R\$ 1.598,01	R\$ 17.910,28	R\$ 88.431,71	R\$ 16.312,27	R\$ 92.031,95
12	72.891,07	78.486,32	5.595,25	1,30933863	R\$ 7.326,08	R\$ 102.765,17	R\$ 95.439,09	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 9.520,49	R\$ 102.765,17	R\$ 1.506,02	R\$ 16.256,10	R\$ 93.244,68	R\$ 14.750,09	R\$ 106.282,04
13	72.526,61	78.486,32	5.959,71	1,38580401	R\$ 8.258,99	R\$ 108.766,66	R\$ 100.507,67	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 10.453,40	R\$ 108.766,66	R\$ 1.418,05	R\$ 14.754,70	R\$ 98.313,26	R\$ 13.336,65	R\$ 120.118,69
14	72.163,98	78.486,32	6.322,34	1,4673496	R\$ 9.273,20	R\$ 115.118,63	R\$ 105.945,43	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 11.467,61	R\$ 115.118,63	R\$ 1.334,05	R\$ 13.391,97	R\$ 103.651,02	R\$ 12.057,92	R\$ 132.176,61
15	71.803,16	78.486,32	6.683,16	1,55239228	R\$ 10.374,89	R\$ 121.841,56	R\$ 111.466,67	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ 74.609,94	R\$ 87.179,24	R\$ 121.841,56	R\$ 8.687,13	R\$ 12.155,10	R\$ 34.662,32	R\$ 3.457,97	R\$ 135.634,57
16	71.444,14	78.486,32	7.042,18	1,64305199	R\$ 11.570,66	R\$ 128.957,10	R\$ 117.386,44	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 13.765,07	R\$ 128.957,10	R\$ 1.177,62	R\$ 11.032,46	R\$ 115.192,03	R\$ 9.854,84	R\$ 145.489,42
17	71.086,92	78.486,32	7.399,40	1,73900623	R\$ 12.867,60	R\$ 136.488,20	R\$ 123.620,60	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 15.062,01	R\$ 136.488,20	R\$ 1.105,03	R\$ 10.013,52	R\$ 121.426,19	R\$ 8.908,49	R\$ 154.397,90
18	70.731,49	78.486,32	7.754,83	1,84056419	R\$ 14.273,26	R\$ 144.459,11	R\$ 130.185,85	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 16.467,67	R\$ 144.459,11	R\$ 1.036,07	R\$ 9.088,68	R\$ 127.991,44	R\$ 8.052,61	R\$ 162.450,51
19	70.377,83	78.486,32	8.108,49	1,94805314	R\$ 15.795,77	R\$ 152.895,52	R\$ 137.099,76	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 17.990,18	R\$ 152.895,52	R\$ 970,63	R\$ 8.249,25	R\$ 134.905,35	R\$ 7.278,62	R\$ 169.729,13
20	70.025,94	78.486,32	8.460,38	2,06181945	R\$ 17.443,77	R\$ 161.824,62	R\$ 144.380,85	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 19.638,18	R\$ 161.824,62	R\$ 908,63	R\$ 7.487,36	R\$ 142.186,44	R\$ 6.578,73	R\$ 176.307,86
21	69.675,81	78.486,32	8.810,51	2,1822297	R\$ 19.226,55	R\$ 171.275,18	R\$ 152.048,63	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 21.420,96	R\$ 171.275,18	R\$ 849,94	R\$ 6.795,83	R\$ 149.854,22	R\$ 5.945,90	R\$ 182.253,76
22	69.327,43	78.486,32	9.158,89	2,30967192	R\$ 21.154,02	R\$ 181.277,65	R\$ 160.123,63	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 23.348,43	R\$ 181.277,65	R\$ 794,46	R\$ 6.168,18	R\$ 157.929,22	R\$ 5.373,72	R\$ 187.627,48
23	68.980,80	78.486,32	9.505,52	2,44455676	R\$ 23.236,79	R\$ 191.864,26	R\$ 168.627,47	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 25.431,20	R\$ 191.864,26	R\$ 742,07	R\$ 5.598,49	R\$ 166.433,06	R\$ 4.856,42	R\$ 192.483,90
24	68.635,89	78.486,32	9.850,43	2,58731887	R\$ 25.486,20	R\$ 203.069,14	R\$ 177.589,94	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 27.680,61	R\$ 203.069,14	R\$ 692,65	R\$ 5.081,42	R\$ 175.388,53	R\$ 4.388,76	R\$ 196.872,66
25	68.292,71	78.486,32	10.193,61	2,73841829	R\$ 27.914,36	R\$ 214.928,37	R\$ 187.014,02	R\$ -	R\$ 2.194,41	R\$ -	R\$ 30.108,77	R\$ 214.928,37	R\$ 646,10	R\$ 4.612,10	R\$ 184.819,61	R\$ 3.966,00	R\$ 200.338,67

## ANEXO A – CATÁLOGO DO MÓDULO FOTOVOLTAICO







### HiKu




**SUPER HIGH POWER MONO PERC MODULE**  
**430 W ~ 455 W**  
**CS3W-430 | 435 | 440 | 445 | 450 | 455MS**



**MORE POWER**

-  26 % more power than conventional modules
-  Up to 4.5 % lower LCOE  
Up to 2.7 % lower system cost
-  42°C Low NMOT: 42 ± 3 °C  
Low temperature coefficient (Pmax): -0.35 % / °C
-  Better shading tolerance

**MORE RELIABLE**

-  Lower internal current, lower hot spot temperature
-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 3600 Pa\*

**25** years linear power output warranty\*

**12** years enhanced product warranty on materials and workmanship\*

\*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

**MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\***

ISO 9001:2015 / Quality management system  
 ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system  
 OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

**PRODUCT CERTIFICATES\***

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / INMETRO  
 UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS  
 UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way

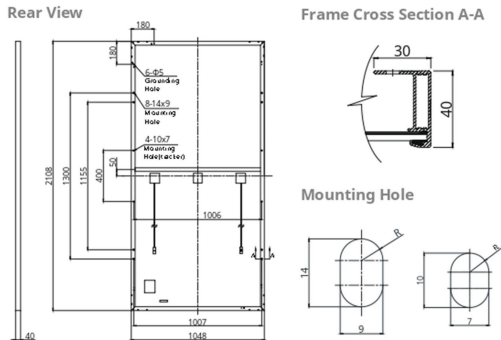


\* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

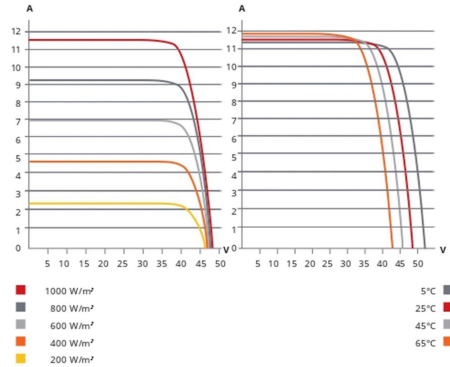
**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 40 GW deployed around the world since 2001.

\* For detail information, please refer to Installation Manual.

**ENGINEERING DRAWING (mm)**



**CS3W-435MS / I-V CURVES**



**ELECTRICAL DATA | STC\***

CS3W	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS	455MS
Nominal Max. Power (Pmax)	430 W	435 W	440 W	445 W	450 W	455 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.3 V	40.5 V	40.7 V	40.9 V	41.1 V	41.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.68 A	10.75 A	10.82 A	10.89 A	10.96 A	11.02 A
Open Circuit Voltage (Voc)	48.3 V	48.5 V	48.7 V	48.9 V	49.1 V	49.3 V
Short Circuit Current (Isc)	11.37 A	11.42 A	11.48 A	11.54 A	11.60 A	11.66 A
Module Efficiency	19.5%	19.7%	19.9%	20.1%	20.4%	20.6%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	20 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

**ELECTRICAL DATA | NMOT\***

CS3W	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS	455MS
Nominal Max. Power (Pmax)	321 W	325 W	328 W	332 W	336 W	339 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.6 V	37.8 V	37.9 V	38.1 V	38.3 V	38.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.54 A	8.59 A	8.65 A	8.71 A	8.76 A	8.82 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.4 V	45.6 V	45.8 V	46.0 V	46.2 V	46.4 V
Short Circuit Current (Isc)	9.17 A	9.21 A	9.26 A	9.31 A	9.36 A	9.41 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

**MECHANICAL DATA**

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

\* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.35 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.27 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

**PARTNER SECTION**



\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

**CANADIAN SOLAR INC.**  
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

## ANEXO B – CATÁLOGO DO INVERSOR



SOLAR INVERTERS

### ABB string inverters

TRIO-TM-50.0-400 / TRIO-TM-60.0-480

50 to 60 kW



01

01 TRIO-TM-50.0/60.0 outdoor string inverter

This new addition to the TRIO family, with 3 independent MPPT and power ratings of up to 60 kW (480 V version), has been designed with the objective to maximize the ROI in large systems with all the advantages of a decentralized configuration for both rooftop and ground-mounted installations.

#### Modular design

The TRIO-TM-50.0/60.0 has a modular design to guarantee maximum flexibility, thanks to the different versions available.

The separate and configurable AC and DC compartments increase the ease of installation and maintenance with their ability to remain separately wired from the inverter module inside the system.

The TRIO comes with the most complete wiring box configurations available including up to 15 DC inputs with fast connectors, string protection fuses, AC and DC switches and type II AC and DC surge arresters.

#### Design flexibility

The double stage conversion topology offers the advantage of a wide input voltage range for maximum flexibility of system design.

The TRIO-TM comes with a forced air cooling system, used also in the previous TRIO products, designed for a simple and fast maintenance, allowing a maximum flexibility of plant design. The inverter comes with mounting supports for both horizontal and vertical installations, which allow for the best use of space available beneath the solar panels.

Embedded multi communication interfaces (WLAN,

Ethernet, RS485) combined with a Sunspec compliant Modbus protocol (RTU/TCP) allow the inverter to be easily integrated with any third party monitoring and control systems.

Ethernet, RS485) combined with a Sunspec compliant Modbus protocol (RTU/TCP) allow the inverter to be easily integrated with any third party monitoring and control systems.

#### Improved commissioning and maintenance

Thanks to the build-in Web User Interface (WUI) the installer can commission the inverter wirelessly and change advanced parameters by using any standard WLAN enabled device (smartphone, tablet or PC).

Integrated logging capability allows remote monitoring of the plant without the need of any additional external loggers.

Remote firmware update of the inverter system and components via Aurora Vision®.

#### Highlights

- 3 Independent MPPT
- Transformerless inverter
- Double stage topology for a wide input range
- Large set of specific grid codes available which can be selected directly in the field
- Separate AC and DC compartments are available in different configurations
- Both vertical and horizontal installation
- 2 available sizes, 50 and 60 kW with 400 and 480 Vac of output voltage, respectively
- Wireless access to embedded user interfaces
- Ethernet daisy chain enabled
- Modbus TPC/RTU Sunspec compliant
- Remote monitoring and firmware update via Aurora Vision® (logger free)

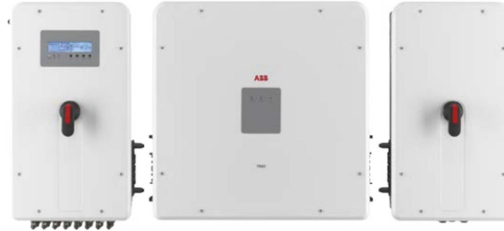
PRODUCT FLYER FOR TRIO-TM-50.0-400 / TRIO-TM-60.0-480 ABB SOLAR INVERTERS

## ABB string inverters

TRIO-TM-50.0-400

TRIO-TM-60.0-480

50 to 60 kW



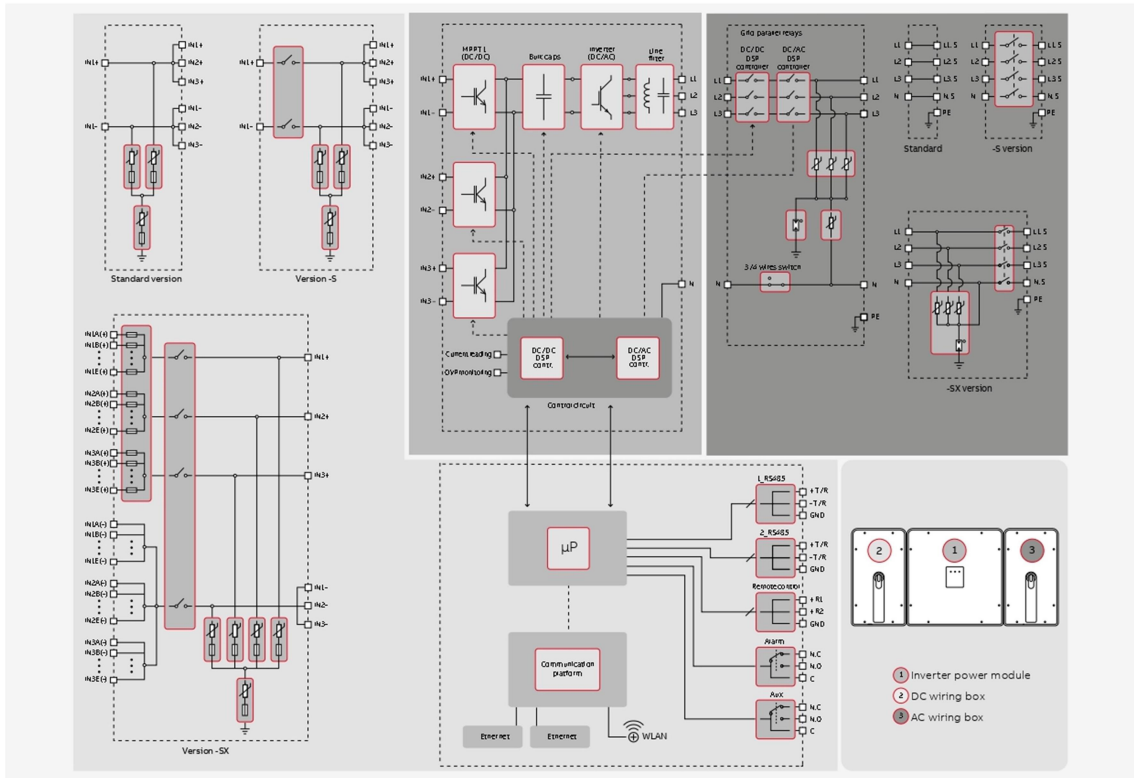
### Technical data and types

Type code	TRIO-TM-50.0-400	TRIO-TM-60.0-480
<b>Input side</b>		
Absolute maximum DC input voltage ( $V_{max,abs}$ )	1000 V	
Start-up DC input voltage ( $V_{start}$ )	420...700 V (Default 420 V)	420...700 V (Default 500 V)
Operating DC input voltage range ( $V_{dcmin}...V_{dcmax}$ )	0,7x $V_{start}$ ...950 V (min 300 V)	0,7x $V_{start}$ ...950 V (min 360 V)
Rated DC input voltage ( $V_{dc}$ )	610 Vdc	720 Vdc
Rated DC input power ( $P_{dc}$ )	52000 W	61800 W
Number of independent MPPT	3 (SX and SX2 version) / 1 (standard and SX version)	
Maximum DC input power for each MPPT ( $P_{mppt,max}$ )	17500 W	21000 W
MPPT input DC voltage range ( $V_{dcMPPTmin}...V_{dcMPPTmax}$ ) at $P_{dc}$	480-800 Vdc	570-800 Vdc
Maximum DC input current ( $I_{dc,max}$ ) for each MPPT	36 A	
Maximum input short circuit current for each MPPT	55 A (165 A in case of parallel MPPT)	
Number of DC input pairs for each MPPT	5	
DC connection type	Screw terminal block (Standard and -S version) or PV quick fit connector <sup>2)</sup> (-SX and SX2 version)	
<b>Input protection</b>		
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	Yes, 1 for each MPPT	
Input over voltage protection for each MPPT - plug in modular surge arrester	Type 2 (option) with monitoring	
Photovoltaic array isolation control	According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	60 A / 1000 V for each MPPT (180 A in case of parallel MPPT)	
Fuse rating (version with fuses)	15 A / 1000 V	
<b>Output side</b>		
AC grid connection type	Three-phase (3W+PE or 4W+PE)	
Rated AC power ( $P_{ac}$ @ $\cos\phi=1$ )	50000 W	60000 W
Maximum AC output power ( $P_{ac,max}$ @ $\cos\phi=1$ )	50000 W	60000 W
Maximum apparent power ( $S_{max}$ )	50000 VA	60000 VA
Rated AC grid voltage ( $V_{ac}$ )	400 V	480 V
AC voltage range	320...480 V <sup>3)</sup>	384...571 V <sup>3)</sup>
Maximum AC output current ( $I_{ac,max}$ )	77 A	
Contributory fault current	92 A	
Rated output frequency (f)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ( $f_{min}...f_{max}$ )	47...53 Hz / 57...63 Hz <sup>2)</sup>	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995; 0...1 inductive/capacitive with maximum $S_{max}$	
Total current harmonic distortion	<3%	
Maximum AC cable	95 mm <sup>2</sup> copper only (150 mm <sup>2</sup> copper/aluminum with TRIO-AC-WIRING-KIT)	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland	
<b>Output protection</b>		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	100 A	
Output overvoltage protection - varistor	Yes	
Output overvoltage protection - plug in modular surge arrester	Type 2 (option) with monitoring	
<b>Operating performance</b>		
Maximum efficiency ( $\eta_{max}$ )	98.3%	98.5%
Weighted efficiency (EURO)	98.0% / -	98.0% / -
<b>Communication</b>		
Embedded communication interfaces	2x RS485, 2x Ethernet (RJ45), WLAN (IEEE802.11 b/g/n @ 2,4 GHz)	
Communication protocols	Modbus RTU / TCP (SunSpec compliant); Aurora Protocol	
Remote monitoring services	Standard level access to Aurora Vision monitoring portal	
Advanced features	Integrated Web User Interface; Display (option); Embedded logging and direct transferring of data to Cloud	
<b>Environmental</b>		
Ambient temperature range	-25...+60°C (-13...140 °F) with derating above 45 °C (113 °F)	-25...+60°C (-13...140 °F) with derating above 45 °C (113 °F)
Relative humidity	4%... 100% condensing	
Sound pressure level, typical	75 dB(A) @1 m	
Maximum operating altitude	2000m / 6561ft	
<b>Physical</b>		
Environmental protection rating	IP65 (IP54 for cooling section)	
Cooling	Forced air	
Dimension (H x W x D)	725 mm x 1491 mm x 315 mm / 28.5" x 58.7" x 12.4"	
Weight	95 kg / 209 lbs overall, 66 kg / 145 lbs electronic compartment, 15 kg / 33 lbs AC wiring box (full optional), 14kg / 31 lbs DC wiring box (full optional)	
Mounting system	Wall bracket, horizontal support	



PRODUCT FLYER FOR TRIO-TM-50.0-400 / TRIO-TM-60.0-480 ABB SOLAR INVERTERS

ABB TRIO-TM-50.0-400 / TRIO-TM-60.0-480 string inverter block diagram



Technical data and types

Type code	TRIO-TM-50.0-400	TRIO-TM-60.0-480
<b>Safety</b>		
Isolation level	Transformerless	
Marking	CE	
Safety and EMC standard	IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12	
Grid standard (check your sales channel for availability)	CEI 0-21, CEI 0-16, DIN VVDE V 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G59/3, EN 50438 (not for all national appendices), RD 1699, RD 413, RD 661, P.O. 12.3, AS 4777, BDEW, NRS-097-2-1, MEA, PEA, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683, VFR-2014, IEC 62116	
<b>Available product variants</b>		
<b>Inverter power module</b>	TRIO-TM-50.0-400-POWER MODULE	TRIO-TM-60.0-480-POWER MODULE
<b>DC wiring box options<sup>4)</sup></b>		
Input connections with terminal blocks	DCWB-TRIO-TM-50.0-400	DCWB-TRIO-TM-60.0-480
Input connections with terminal blocks + DC switch	DCWB-S-TRIO-TM-50.0-400	DCWB-S-TRIO-TM-60.0-480
15 quick input connections + fuses (single pole) + DC switch <sup>5)</sup>	DCWB-SX-TRIO-TM-50.0-400	DCWB-SX-TRIO-TM-60.0-480
15 quick input connections + fuses (both poles) + DC switch <sup>5)</sup>	DCWB-SX2-TRIO-TM-50.0-400	DCWB-SX2-TRIO-TM-60.0-480
<b>AC wiring box options</b>		
AC output connections with terminal blocks	ACWB-TRIO-TM-50.0	ACWB-TRIO-TM-60.0
AC output connections with terminal blocks + AC switch <sup>5)</sup>	ACWB-SX-TRIO-TM-50.0	ACWB-SX-TRIO-TM-60.0
<b>Optional available</b>		
TRIO-GROUNDING-KIT	Available	Available
TRIO-AC-WIRING-KIT	Available	Available

<sup>4)</sup> The AC voltage range may vary depending on specific country grid standards  
<sup>5)</sup> The Frequency range may vary depending on specific country grid standards  
<sup>6)</sup> Please refer to the document "String Inverters – Product manual appendix" available at [www.abb.com/solarinverters](http://www.abb.com/solarinverters) for information on the quick-fit connector brand and model used in the inverter

<sup>4)</sup> DCWB with display is available as optional, with dedicated wiring box version  
<sup>5)</sup> Type 2 surge arresters available as optional, with dedicated wiring box version  
 Remark: Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product