

JOÃO MARCOS NOVAES CHAGAS  
MAURÍCIO DE ARAÚJO BOAVENTURA

**DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE MICROGERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA PARA COMPLEMENTO DE  
DEMANDA ENERGÉTICA DE UM CONDOMÍNIO EM FOZ DO  
IGUAÇU/PR**

TOLEDO  
2021

JOÃO MARCOS NOVAES CHAGAS  
MAURÍCIO DE ARAÚJO BOAVENTURA

**DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE MICROGERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA PARA COMPLEMENTO DE  
DEMANDA ENERGÉTICA DE UM CONDOMÍNIO EM FOZ DO  
IGUAÇU/PR**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao  
Curso de Engenharia Eletrônica da Universidade  
Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR Campus  
Toledo, como requisito parcial para a obtenção do  
título de Bacharel em Engenharia Eletrônica.

Orientador: Prof. Dr. Marcos Roberto Bombacini

TOLEDO  
2021



4.0 Internacional

Esta licença permite que outros remixem, adaptem e criem a partir do trabalho licenciado para fins não comerciais, com crédito atribuído ao autor. Os usuários não têm que licenciar os trabalhos derivados sob os mesmos termos estabelecidos pelo autor do trabalho original.



Ministério da Educação  
**Universidade Tecnológica Federal do Paraná**  
Campus Toledo  
Coordenação do Curso de Engenharia Eletrônica



---

TERMO DE APROVAÇÃO

**Desenvolvimento de um sistema de microgeração distribuída fotovoltaica para complemento de demanda energética de um condomínio em Foz do Iguaçu/PR**

por

João Marcos Novaes Chagas  
Maurício de Araújo Boaventura

Esse Trabalho de Conclusão de Curso foi apresentado às **10h20 do dia 13 de Maio de 2021** como **requisito parcial** para a obtenção do título de **Bacharel em Engenharia Eletrônica**. Após deliberação da Banca Examinadora, composta pelos professores abaixo assinados, o trabalho foi considerado **APROVADO**.

---

Dr. Eduardo Cimino Cervi  
Golder Associates Brasil

---

Dr. Ednei Luiz Miotto  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Prof. Dr. Marcos Roberto Bombacini  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Dr. Felipe Walter Dafico Pfrimer  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

O termo de aprovação assinado encontra-se na coordenação do curso

Toledo, 13 de Maio de 2021

Dedicado a todos que nos ajudaram de alguma forma, em especial nossos pais, que nunca desistiram de nós e fizeram do impossível, possível, para nos propiciar com a oportunidade de realizar este trabalho.

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais, Eloir Guetten da Boaventura e Josimar de Araújo Boaventura, pela paciência, amor e carinho. Sem seus sacrifícios, nada disto seria possível. Este feito também é de vocês.

À minha namorada, Mayla, pelo companheirismo, amor e contínuo incentivo para que me torne uma pessoa melhor.

Agradeço a todos meus amigos que se fizeram presentes em minha vida, nos bons e maus momentos.

À minha família, pelo amparo e cumplicidade.

À Universidade Tecnológica Federal Paraná, pelo ensino público, gratuito e de qualidade.

Ao professor Dr. Marcos Bombacini, por aceitar fazer parte deste trabalho no ofício de orientador.

À banca examinadora, Dr. Eduardo e Dr. Ednei, pela expertise adicionada ao trabalho.

### **Maurício**

Agradeço primeiramente aos meus pais, Marcos Aurélio Chagas e Ana Cláudia Novaes Chagas, pela incondicional confiança e que desde cedo foram meus guias, me dando apoio, sustento e amor. À eles, que com muito esforço e dedicação, não mediram esforços para que eu pudesse concluir a graduação, essa conquista também é deles.

À minha irmã, Ana Clara, pelo apoio e carinho e por cuidar dos meus pais quando eu estava longe.

À minha família, em especial aqueles que sabem toda importância que tiveram me auxiliando nos momentos de dificuldade.

À minha namorada, Andressa, pelo cuidado, amor e por estar ao meu lado na maior parte dos momentos.

Aos amigos que fizeram parte dessa jornada, pelos momentos de felicidade e também os de dificuldade.

Aos muitos professores, que compartilharam um pouco do vasto conhecimento e experiência ao longo da graduação.

Ao Professor Dr. Marcos Bombacini, que aceitou nos orientar e contribuiu para o êxito deste trabalho.

### **João Marcos**

*"Todos os homens sonham, mas não do mesmo jeito. Aqueles que sonham de noite nos recessos empoeirados de suas mentes acordam no dia seguinte para descobrir que seus sonhos eram vaidades. Mas aqueles que sonham acordados são homens perigosos, pois podem atuar em seus sonhos com os olhos abertos para torná-los realidade. Isto, eu fiz."*

*(LAWRENCE, T.E, 1926)*

## RESUMO

Com o aumento da demanda por energia sustentável e aproveitando-se do alto potencial solarimétrico no Brasil, a utilização da energia solar fotovoltaica é uma solução que vem sendo cada vez mais empregada em solo nacional. Através de um sistema de geração distribuída, podemos complementar a geração de energia elétrica da matriz energética brasileira, que é majoritariamente composta por geração hidrelétrica, e portanto, susceptível a variações de produção. Este projeto tem como objetivo o desenvolvimento de um projeto de microgeração distribuída fotovoltaica para um condomínio comercial em Foz do Iguaçu - PR, visando complementar a demanda energética das áreas comuns entre os condôminos, de modo que haja uma redução considerável na fatura de energia elétrica. Iniciando pelo *site assessment*, determinou-se o potencial energético da instalação e sua estrutura estilo *sheds*, instalada diretamente na laje do condomínio. Logo em seguida, estimou-se a quantidade de módulos fotovoltaicos a serem utilizados, bem como seus arranjos. Por fim, desenvolveu-se o projeto executivo, composto de memoriais de cálculos, diagramas de conexões, modelos de solicitações de acesso e uma análise financeira. A execução do trabalho foi auxiliada pelo uso da ferramenta computacional *PvSyst*.

**Palavras-chave:** Sustentabilidade. Geração Distribuída. Projeto. Energia Renovável. On-Grid.

## ABSTRACT

With the increasing demand for green energy, and benefitting from Brazil's high solar energy potential, solar photovoltaic energy systems are a great solution that is increasingly being adopted by the populace. Through a Distributed-Generation system, we can complement the energy production of the Brazilian power grid, which is mainly composed by Hydro-Electric Power Plants, and so, susceptible to environmental variations. The aim of this study is to design a on-grid Photovoltaic System (PV) for a retail center in Foz do Iguaçu - PR, aiming at complementing the energy demand from the development's common areas while lowering electrical energy expenditure. Starting with the site assessment, the energy yield potential and the PV System shed-based layout were determined, taking advantage of the free space available at the development's rooftop. Next, the executive project was created, consisting of wiring diagrams, on-grid connection protocols, design choices and financial analysis. This project was created with assistance from the PVSyst solar simulation software.

**Keywords:** On-Grid. Sustainability. Distributed Generation. PV Systems. Renewable Energy. Green Energy.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Matriz elétrica mundial (2018). . . . .	19
Figura 2 – Matriz elétrica brasileira (2020). . . . .	20
Figura 3 – Potencial eólico do estado do Paraná no ano de 2017. . . . .	25
Figura 4 – Coeficiente de Betz para diferentes tecnologias. . . . .	26
Figura 5 – Irradiação solar no mundo. . . . .	26
Figura 6 – Histórico de preço do watt em dólar. . . . .	27
Figura 7 – Tendência de investimento em energias renováveis. . . . .	27
Figura 8 – Massa de ar. . . . .	28
Figura 9 – Densidade espectral de energia. . . . .	29
Figura 10 – Radiações incidentes. . . . .	30
Figura 11 – Mapa de irradiação brasileiro. . . . .	31
Figura 12 – Módulo monocristalino e módulo policristalino. . . . .	31
Figura 13 – Circuito equivalente de uma célula solar. . . . .	32
Figura 14 – Curva I-V de uma célula fotovoltaica. . . . .	33
Figura 15 – Curva I-V de uma associação de células em série. . . . .	34
Figura 16 – Curva I-V de uma associação de células em paralelo. . . . .	34
Figura 17 – Movimento relativo do sol. . . . .	36
Figura 18 – Ângulo de inclinação em um módulo fotovoltaico. . . . .	36
Figura 19 – <i>String</i> fotovoltaica com sombreamento parcial. . . . .	37
Figura 20 – <i>String</i> fotovoltaica com sombreamento parcial e diodo de <i>by-pass</i> . . . . .	37
Figura 21 – Influência da irradiação solar na curva I-V. . . . .	38
Figura 22 – Influência da temperatura na curva I-V. . . . .	38
Figura 23 – Sistema fotovoltaico conectado à rede. . . . .	39
Figura 24 – Sistema fotovoltaico isolado. . . . .	40
Figura 25 – Topologia com inversor central. . . . .	41
Figura 26 – Topologia com inversor string. . . . .	41
Figura 27 – Topologia com microinversores. . . . .	42
Figura 28 – Representação do fluxo de caixa. . . . .	49
Figura 29 – Condomínio Centro Executivo Mercosul. . . . .	55
Figura 30 – Área de construção proposta. . . . .	57
Figura 31 – Exemplo de suporte para laje. . . . .	59
Figura 32 – Trajetória solar em Foz do Iguaçu/PR - Sistema proposto. . . . .	61
Figura 33 – Produção Mensal - Simulação. . . . .	61
Figura 34 – Estimativa média de <i>payback</i> por estado, em anos. . . . .	64
Figura 35 – Irradiação solar ao longo do ano. . . . .	71
Figura 36 – Tela inicial do PVsyst. . . . .	78

Figura 37 – Dados de irradiação - PVsyst. . . . .	79
Figura 38 – Trajetória do sol em Foz do Iguaçu/PR (sem sombreamento). . . . .	79
Figura 39 – Dimensionamento preliminar. . . . .	80
Figura 40 – Perdas no cabeamento CC. . . . .	80
Figura 41 – Layout de cabeamentos CC. . . . .	81
Figura 42 – Perdas no cabeamento CA. . . . .	81
Figura 43 – Perdas por sujidade. . . . .	81
Figura 44 – Modelo 3D - Projeção dos principais pontos de sombreamento. . . . .	82
Figura 45 – Modelo 3D - Perdas para o pior dia. . . . .	83
Figura 46 – Modelo 3D - Perdas para o melhor dia. . . . .	83
Figura 47 – Trajetória solar em Foz do Iguaçu/PR - Sombreamento. . . . .	84
Figura 48 – Resumo do arranjo. . . . .	84
Figura 49 – Resumo dos componentes. . . . .	85
Figura 50 – Resumo da produção. . . . .	85
Figura 51 – Gráfico de produção mensal. . . . .	85
Figura 52 – Balanço de emissões de $C_{O_2}$ . . . . .	86
Figura 53 – Perdas no sistema. . . . .	87

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Sistema de bandeiras tarifárias. . . . .	20
Quadro 2 – Tipos de juros. . . . .	50
Quadro 3 – Ações a partir do valor de VPL com o uso da TIR. . . . .	52

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparativo de eficiência entre diferentes tecnologias fotovoltaicas. . . . .	32
Tabela 2 – Inclinação dos módulos fotovoltaicos. . . . .	36
Tabela 3 – Classificação de geração distribuída. . . . .	43
Tabela 4 – Número de unidades consumidoras com geração distribuída. . . . .	43
Tabela 5 – Grupo A - Subgrupos. . . . .	45
Tabela 6 – Grupo B - Subgrupos. . . . .	45
Tabela 7 – Horário de ponta de diferentes concessionárias. . . . .	46
Tabela 8 – Resumo das tarifas horassazonais. . . . .	46
Tabela 9 – <i>Payback</i> descontado. . . . .	53
Tabela 10 – <i>Carbon footprint</i> de diferentes fontes de energia . . . . .	53
Tabela 11 – Dados do local. . . . .	56
Tabela 12 – Preço médio de sistemas fotovoltaicos . . . . .	58
Tabela 13 – Dados do sistema. . . . .	59
Tabela 14 – Geração calculada vs Geração simulada. . . . .	62
Tabela 15 – Custo médio do sistema. . . . .	62
Tabela 16 – Custo do sistema. . . . .	62
Tabela 17 – Economia na fatura . . . . .	63
Tabela 18 – Fluxo de caixa sem desconto. . . . .	63
Tabela 19 – Avaliação financeira. . . . .	64
Tabela 20 – Coordenadas do empreendimento. . . . .	71
Tabela 21 – Potencial energético. . . . .	71
Tabela 22 – Grandezas com correção de temperatura. . . . .	75
Tabela 23 – Funcionamento em MPPT. . . . .	75

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABGD	Associação Brasileira de Geração Distribuída
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AM	<i>Air Mass</i> (Massa de ar)
AT	Alta Tensão
BEN	Balanco Energético Nacional
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CIGS	Cobre-Índio-Gálio-Selênio
CdTe	Telureto de cádmio
c-Si	<i>Crystalline Silicon</i> (Silício monocristalino)
p-Si	<i>Polycrystalline Silicon</i> (Silício policristalino)
a-Si	<i>Amorphous Silicon</i> (Silício amorfo)
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
DDP	Diferença de Potencial
HSP	Hora de Sol Pleno
IAM	<i>Incidence Angle Modifier</i> (Modificador de ângulo de incidência)
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i> (Comissão Eletrotécnica Internacional)
LED	<i>Light Emitting Diode</i> (Diodo emissor de luz)
LID	<i>Light Induced Degradation</i> (Degradação induzida pela luz)
MP	Máxima Potência
MPPT	<i>Maximum power point tracking</i> (Seguidor de ponto de máxima potência)
NBR	Norma Brasileira

NTC	Norma Técnica Copel
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional
QDG	Quadro de Distribuição Geral
REN	Resolução Normativa
SFV	Sistema Fotovoltaico
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPDA	Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas
STC	<i>Standard Test Condition</i> (Condição padrão de teste)
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UV	Ultravioleta
VAWT	<i>Vertical Axis Wind Turbine</i> (Turbina eólica de eixo vertical)
VPL	Valor Presente Líquido

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\rho$	Densidade específica do ar
$h$	Constante de Planck
$f$	Frequência da onda eletromagnética
$c$	Velocidade de propagação da onda eletromagnética
$\lambda$	Comprimento de onda
$\theta_z$	Ângulo zenital
$\theta_i$	Ângulo de incidência
$\theta_t$	Ângulo da onda transmitida no meio
$\beta$	Ângulo de incidência do raio solar
$\gamma_s$	Ângulo da altura solar
$\alpha$	Ângulo de inclinação do módulo
$\eta$	Eficiência do sistema.
$\alpha_t$	Coefficiente de temperatura

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>19</b>
<b>2</b>	<b>OBJETIVOS</b>	<b>22</b>
2.1	OBJETIVO GERAL	22
2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	22
<b>3</b>	<b>JUSTIFICATIVA</b>	<b>23</b>
<b>4</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO</b>	<b>24</b>
4.1	DETERMINAÇÃO DA FONTE DE ENERGIA	24
4.2	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	27
4.2.1	RADIAÇÃO SOLAR	27
4.2.2	CÉLULA FOTOVOLTAICA	29
4.2.2.1	CIRCUITO EQUIVALENTE	32
4.2.2.2	PARÂMETROS IMPORTANTES	33
4.2.2.3	CURVA I-V	33
4.2.2.4	ASSOCIAÇÃO EM SÉRIE E EM PARALELO	34
4.2.2.5	INCLINAÇÃO E ORIENTAÇÃO DOS MÓDULOS	35
4.2.2.6	PERDAS POR SOMBREAMENTO	35
4.2.2.7	INFLUÊNCIA DA IRRADIAÇÃO SOLAR	37
4.2.2.8	INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA	37
4.3	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	38
4.3.1	<i>ON-GRID</i>	39
4.3.2	<i>OFF-GRID</i>	39
4.3.3	HÍBRIDO	40
4.3.3.1	INVERSORES	40
4.3.3.1.1	INVERSORES CENTRAIS	40
4.3.3.1.2	INVERSORES <i>STRING</i>	41
4.3.3.1.3	MICROINVERSORES	41
4.3.3.2	MEDIDOR BIDIRECIONAL	42
4.4	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	42
4.5	NORMAS APLICÁVEIS	44
4.6	ESTRUTURA TARIFÁRIA	44
4.6.1	GRUPO A	45
4.6.2	GRUPO B	45
4.6.3	TARIFAS HORASSAZONAIS	45



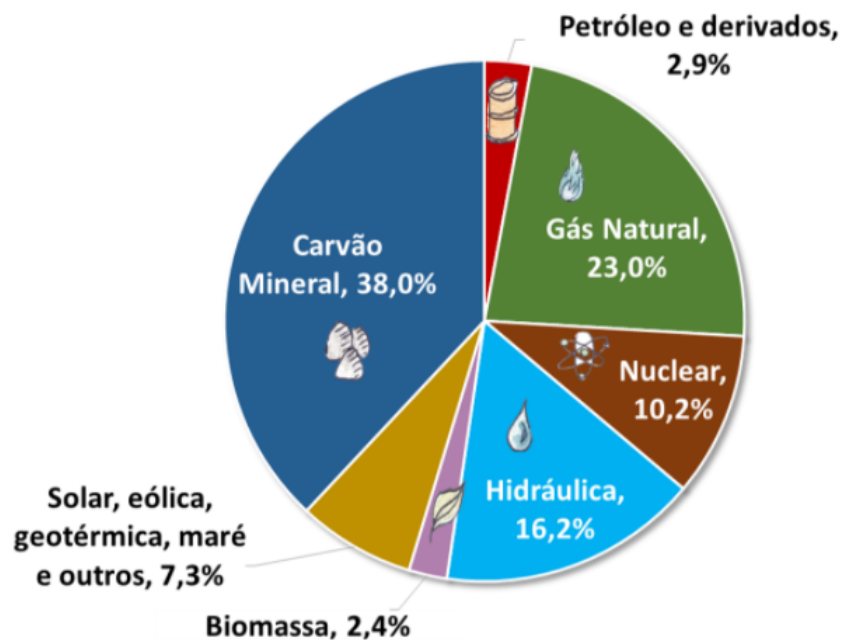
4.6.3.1	TARIFA HORASSAZONAL AZUL . . . . .	46
4.6.3.2	TARIFA HORASSAZONAL VERDE . . . . .	46
4.7	SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA . . . . .	46
4.7.1	FATURAMENTO . . . . .	47
4.8	FERRAMENTAS ECONÔMICAS . . . . .	48
4.8.1	FLUXO DE CAIXA . . . . .	49
4.8.2	TAXA DE JUROS . . . . .	50
4.8.3	VALOR PRESENTE LÍQUIDO . . . . .	51
4.8.4	TAXA INTERNA DE RETORNO . . . . .	51
4.8.5	<i>PAYBACK</i> SIMPLES . . . . .	52
4.8.6	<i>PAYBACK</i> DESCONTADO . . . . .	52
4.9	INDICADORES DE SUSTENTABILIDADE . . . . .	53
4.9.1	<i>CARBON FOOTPRINT</i> . . . . .	53
4.9.2	<i>ENERGY PAYBACK TIME</i> . . . . .	54
4.9.3	NÚMERO DE ÁRVORES PLANTADAS . . . . .	54
<b>5</b>	<b>MATERIAIS E MÉTODOS . . . . .</b>	<b>55</b>
5.1	CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL . . . . .	55
5.2	LEVANTAMENTO DO POTENCIAL ENERGÉTICO . . . . .	56
5.3	ANÁLISE DA FATURA DO CLIENTE . . . . .	56
5.4	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA E ARRANJO . . . . .	56
5.5	ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA . . . . .	58
5.6	CONSIDERAÇÕES AMBIENTAIS . . . . .	58
5.7	<i>SOFTWARE</i> DE APOIO (PV <sub>sys</sub> t) . . . . .	58
<b>6</b>	<b>ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS . . . . .</b>	<b>59</b>
6.1	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA . . . . .	59
6.2	SOMBREAMENTO . . . . .	60
6.3	ANÁLISE DA GERAÇÃO DE ENERGIA . . . . .	60
6.4	CUSTOS DO SISTEMA . . . . .	62
6.5	ANÁLISE ECONÔMICA . . . . .	63
6.6	EMISSÕES DE POLUENTES . . . . .	65
<b>7</b>	<b>CONCLUSÃO . . . . .</b>	<b>66</b>
7.1	TRABALHOS FUTUROS . . . . .	66
	<b>Referências . . . . .</b>	<b>67</b>

<b>Apêndices</b>	<b>70</b>
<b>APÊNDICE A MEMORIAL DE CÁLCULO . . . . .</b>	<b>71</b>
A.1 AVALIAÇÃO DO POTENCIAL ENERGÉTICO DO LOCAL . . . . .	71
A.2 CONSUMO MÉDIO E DIMENSIONAMENTO . . . . .	72
<b>APÊNDICE B SIMULAÇÃO - PV<sub>system</sub> . . . . .</b>	<b>78</b>
<b>APÊNDICE C DIAGRAMA UNIFILAR . . . . .</b>	<b>88</b>
<b>Anexos</b>	<b>89</b>
<b>ANEXO A FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA - CONDOMÍNIO MERCOSUL</b>	<b>90</b>
<b>ANEXO B DATASHEET MÓDULO CANADIAN SOLAR CS6P-250P . . . . .</b>	<b>91</b>
<b>ANEXO C DATASHEET INVERSOR CANADIAN SOLAR CSI-30KTL-GI-L . .</b>	<b>93</b>
<b>ANEXO D FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO &gt;10KW - COPEL .</b>	<b>95</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A matriz elétrica brasileira vem passando por grandes transformações ao longo dos anos. Grande parte disso se deve ao fato da busca pela diversificação das fontes de geração de energia. De acordo com Balanço Energético Nacional de 2020, o Brasil é um dos países que mais empregam o uso de energias renováveis no mundo (BEN, 2020), evidenciado pelas figuras 1 e 2.

Figura 1 – Matriz elétrica mundial (2018).



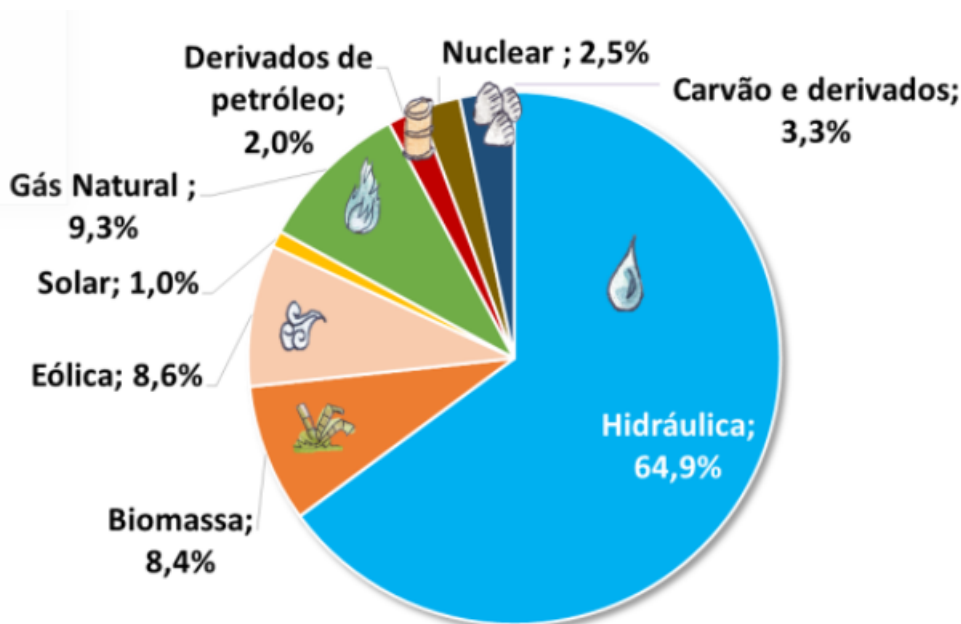
Fonte: Adaptado de IEA (2019).

A matriz hoje é composta majoritariamente por hidrelétricas, porém, mesmo esta sendo uma fonte de energia renovável, ainda é bastante susceptível a variações climáticas devido a necessidade de armazenamento de água em reservatórios. É importante notar que, para as usinas hidrelétricas, a produção média, relacionada com a energia, está em função da quantidade de água disponível, das vazões afluentes e das condições de estocagem nos reservatórios, enquanto a produção máxima está em função da capacidade instalada da usina (REIS, 2017). As principais fontes de instabilidade na geração de energia hidrelétrica são:

- Diminuição da vazão dos rios;
- Diminuição da incidência de chuvas, proporcionando diminuição do nível de água dos reservatórios;
- Aumento da temperatura.

Deste modo, devido à dependência de usinas hidrelétricas, o Sistema Interligado Nacional (SIN) apresenta instabilidade na produção de energia. Esta instabilidade é refletida no consumidor final, através das bandeiras tarifárias, devido a diferentes condições para geração de

Figura 2 – Matriz elétrica brasileira (2020).



Fonte: (BEN, 2020)

energia elétrica. O sistema de bandeiras tarifárias é subdividido entre as seguintes modalidades apresentadas no quadro 1:

Quadro 1 – Sistema de bandeiras tarifárias.

Regime	Processo de funcionamento
Bandeira verde	Condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo.
Bandeira amarela	Condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01343 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos.
Bandeira vermelha - patamar 1	Condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,04169 para cada kWh consumido.
Bandeira vermelha - patamar 2	Condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,06243 para cada kWh consumido.

Fonte: Adaptado de ANEEL (2015)

Uma das soluções para mitigar este problema é a diversificação e modernização da matriz elétrica brasileira. Através de usinas das mais variadas fontes, com o intuito de complementação de geração, pode-se atingir uma maior estabilidade e segurança no fornecimento de energia para o consumidor, o que também reflete no valor das faturas. Assim, quando as usinas hidrelétricas estiverem com a produção comprometida, as usinas solares, eólicas, de biomassa, entre outras, podem entrar em ação e auxiliar no atendimento da demanda gerada pelo país.

Neste âmbito, introduz-se o conceito de geração distribuída. De acordo com Reis

(2017), a expressão “geração distribuída” tem sido utilizada para caracterizar qualquer forma de geração elétrica, em geral de pequeno porte e conectada ao sistema em nível de tensão de distribuição, localizada próximo ao usuário final. Ela pode pertencer a um autoprodutor, um produtor independente de energia elétrica, à própria concessionária ou a parcerias dos mesmos. A geração distribuída vem sendo incentivada pelos benefícios que esta modalidade pode apresentar ao sistema elétrico. O uso da geração distribuída possibilita que o consumidor final fique mais próximo da usina de geração, assim, diminuindo os custos de construção de linhas de transmissão de alta-tensão (AT), e conseqüentemente, subestações abaixadoras. Além disso, apresenta um impacto ambiental menor do que as usinas geradoras centralizadas, como as hidrelétricas, que causam enorme impacto ambiental na fauna e flora de determinada região devido a necessidade de estabelecer um reservatório de armazenamento de água, causando inundações em áreas próximas.

Apesar de apresentarem impactos ambientais muito menores em relação ao sistemas atuais, as energias renováveis não são completamente inócuas. A tecnologia de manufatura, a logística de transporte e até mesmo o descarte dos materiais, apresenta certo dano ao meio ambiente.

Por exemplo, o processo de manufatura de módulos fotovoltaicos, mais especificamente o refinamento do silício, cria lixo tóxico que, quando descartado incorretamente, pode danificar rios e grandes massas de água (IEEE, 2014).

Já a energia eólica pode afetar as rotas migratórias de passáros nativos (LETCHER, 2017). Além disso, turbinas eólicas são barulhentas, e portanto, causam poluição sonora se empregadas em ambientes urbanos. Exposição a ruídos de alta-frequência podem causar dores de cabeça, irritabilidade e cansaço, além de contrair artérias e enfraquecer sistemas imunológicos (LETCHER, 2017).

Com a previsão do aumento das emissões globais de gases nocivos para os anos futuros, como apresentado por IEA (2021), torna-se imperativo a mudança de uma matriz elétrica poluente para uma matriz elétrica composta majoritariamente por fontes de energia renováveis.

## 2 OBJETIVOS

### 2.1 OBJETIVO GERAL

Este trabalho tem como objetivo dimensionar um sistema fotovoltaico em um condomínio comercial na cidade de Foz do Iguaçu (PR), visando a redução dos custos energéticos e promovendo a sustentabilidade do empreendimento a longo prazo.

### 2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Avaliar o potencial solarimétrico do local através do uso de *softwares* (PVsyst);
- Avaliar a viabilidade técnica da instalação do sistema fotovoltaico;
- Dimensionar um sistema fotovoltaico através da análise da fatura que produza energia elétrica afim de diminuir seu custo;
- Analisar a viabilidade econômica e o tempo de retorno do investimento;
- Diminuir a emissão de gases nocivos proporcionado pelo uso da energia elétrica proveniente do Sistema Interligado Nacional.

### 3 JUSTIFICATIVA

Este trabalho se justifica devido a necessidade de diminuição de gastos com energia elétrica, visando a economia para o consumidor, além da diminuição da emissão de gases nocivos ao meio ambiente. Um empreendimento pode ser avaliado através do seu retorno financeiro. O consumo de energia elétrica em instalações de médio e grande porte caracteriza um percentual alto de despesa no fluxo de caixa dos mesmos, diminuindo a atratividade para futuros investidores. Uma das soluções empregadas para mitigar este custo é o uso de técnicas para diminuição do consumo de energia elétrica, como a instalação de lâmpadas LED, ao invés de incandescentes, ou até mesmo a instalação de sistemas de geração distribuída. Destaca-se o uso do sistema fotovoltaico, que possui a vantagem de utilizar-se de uma fonte de energia inesgotável e não poluente, alta durabilidade, baixa manutenção e a possibilidade de proporcionar redução na conta de luz de até 90%, sendo necessário o consumidor realizar o pagamento apenas das taxas mínimas de distribuição da concessionária. Esta economia de gastos pode ser então convertida em investimentos futuros de infra-estrutura no setor. Além disso, a adoção de ações sustentáveis referentes ao uso da energia aumenta o valor e a atratividade do imóvel.

## 4 REFERENCIAL TEÓRICO

Para embasamento teórico deste trabalho, neste capítulo serão abordados conceitos referentes à produção de energia através de módulos fotovoltaicos. Além disso, serão apresentados conceitos sobre o projeto de sistemas, ferramentas econômicas para avaliações de investimentos, questões ambientais e sistemas tarifários.

### 4.1 DETERMINAÇÃO DA FONTE DE ENERGIA

A escolha de qual tipo de geração distribuída é propícia para determinado local depende do levantamento do potencial energético da região. No presente trabalho, o empreendimento para o qual será feita a implantação do sistema de geração distribuída fica em Foz do Iguaçu, no estado do Paraná. Observando o atlas eólico do Paraná, podemos avaliar o potencial eólico da região. A potência elétrica que pode ser extraída pela turbina é dada pela equação:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad (1)$$

Onde:

$\rho$  : Densidade específica do ar;

$A$  : Área da hélice da turbina;

$v$  : Velocidade do vento;

$C_p$  : Coeficiente de Betz.

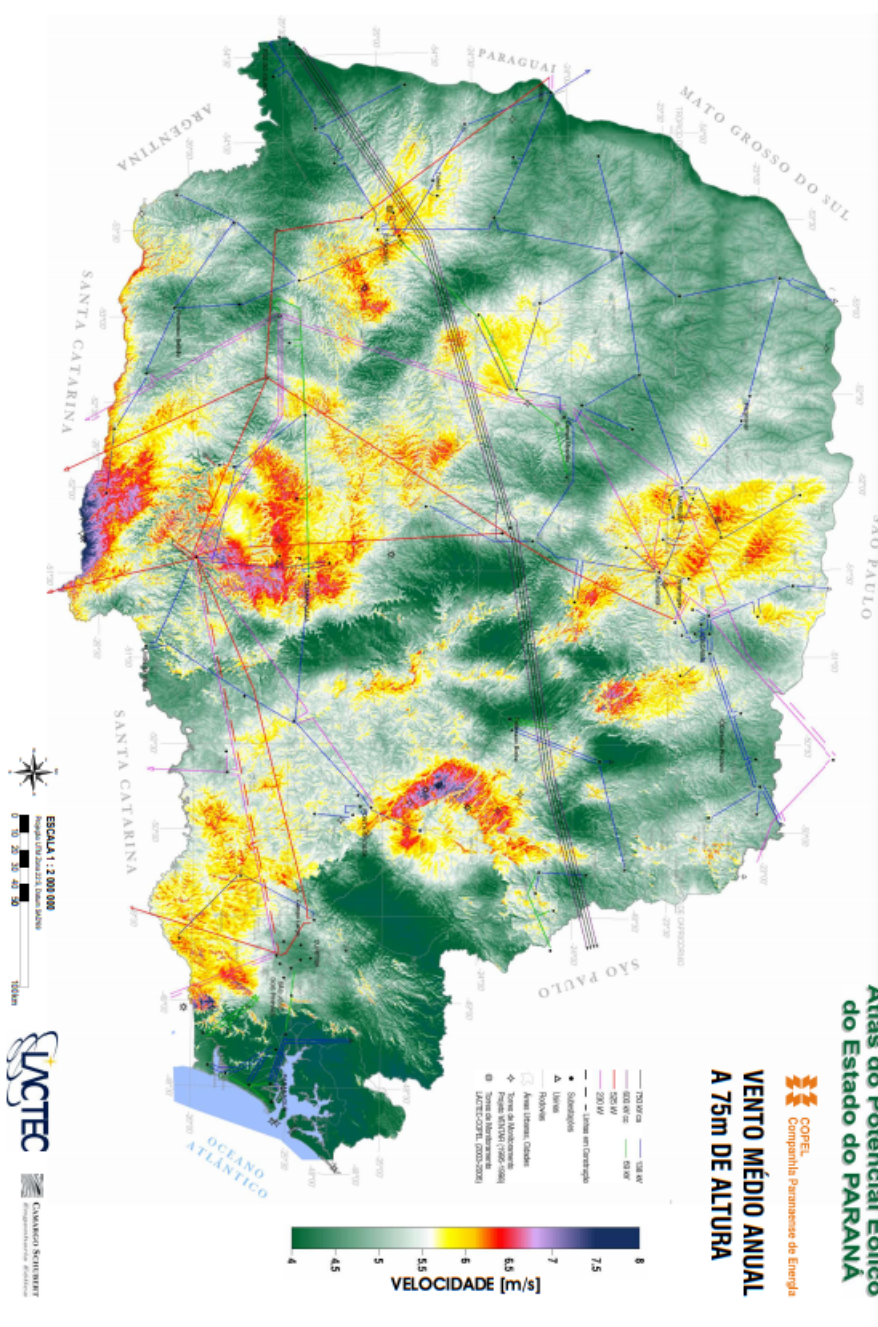
De acordo com a figura 3, podemos ver que a cidade de Foz do Iguaçu encontra-se entre as localidades com os menores índices de velocidade média do vento, o que, de acordo com a equação 1, reduziria imensamente a geração eólica no local.

Outros dois fatores a se levar em conta são a rugosidade do terreno e qual tipo de turbina será usada. Em ambientes urbanos, em que não se tem a presença abundante de sol, como na Dinamarca, usam-se turbinas residenciais do tipo Darrieus VAWT (*Vertical Axis Wind Turbine* - Turbina Eólica de Eixo Vertical), a qual apresenta um  $C_p$  de aproximadamente 0,35, conforme ilustra a figura 4, o que diminuiria ainda mais a produção de energia. A rugosidade aerodinâmica do terreno também afeta a velocidade do vento. Devido as edificações em um centro urbano, o ar sofre turbulência, o que torna a captação de energia intermitente. O vento é imprevisível e este é, possivelmente, o mais importante problema associado com a geração de eletricidade por turbinas eólicas (LETCHER, 2017). De acordo com COPEL (2007), a rugosidade registrada para a cidade de Foz do Iguaçu é uma das mais altas no estado, atingindo valores entre 1,0 e 1,2.

Por outro lado, o Brasil é visto como um dos países com o maior potencial solarimétrico do mundo, evidenciado pela figura 5. A geração de energia através de células fotovoltaicas tem relação direta com o nível de irradiação solar na região de interesse.



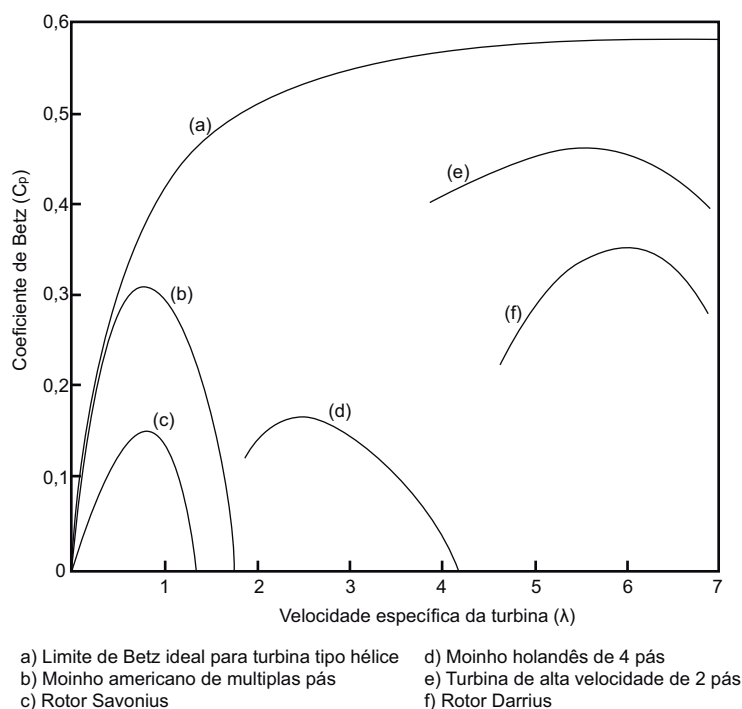
Figura 3 – Potencial eólico do estado do Paraná no ano de 2017.



Fonte: (COPEL, 2007).

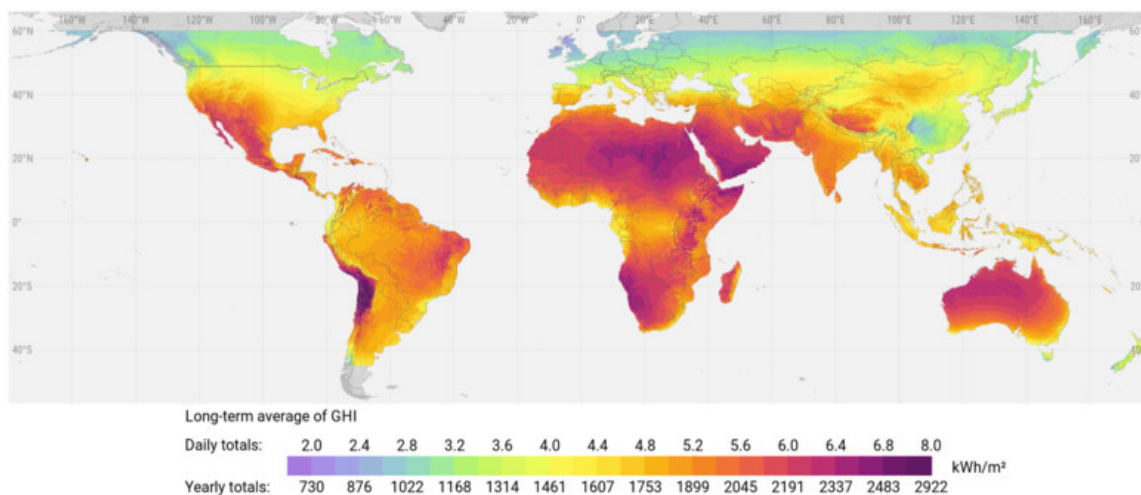
Com o aperfeiçoamento das técnicas de manufatura de células fotovoltaicas, seu preço encontra-se em constante declínio, tornando o investimento cada vez mais atraente. De acordo com Bloomberg (2019), o preço por watt da energia solar hoje é 250 vezes mais barata do que a 40 anos atrás, evidenciado pela figura 6. Ainda de acordo com Bloomberg (2019), o setor de energias renováveis vem atraindo cada vez mais investimentos e apresenta crescimento ano a ano dentro de seu setor. O investimento em energia solar cresceu 29% no último ano do estudo, atingindo um valor de U\$1,8 bilhões em 2019. Este crescimento indica uma alta tendência de

Figura 4 – Coeficiente de Betz para diferentes tecnologias.



Fonte: Adaptado de Manwell et al. (2009).

Figura 5 – Irradiação solar no mundo.

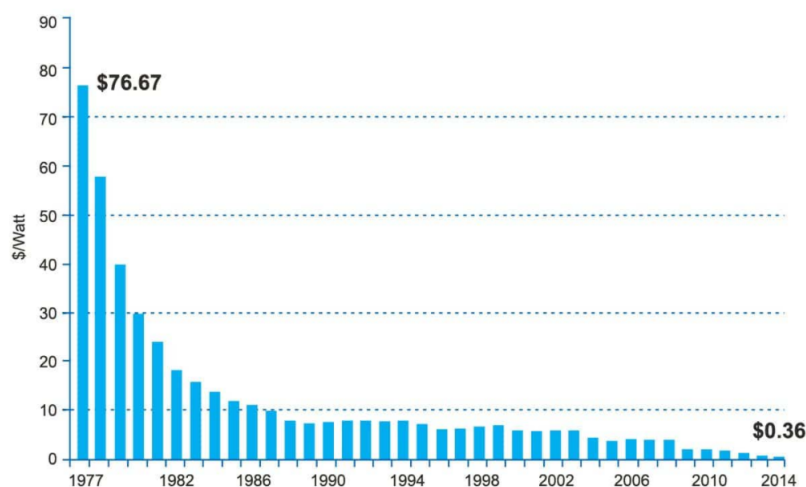


Fonte: Adaptado de Atlas (2021).

investimento em tecnologias fotovoltaicas. A figura 7 ilustra esses dados.

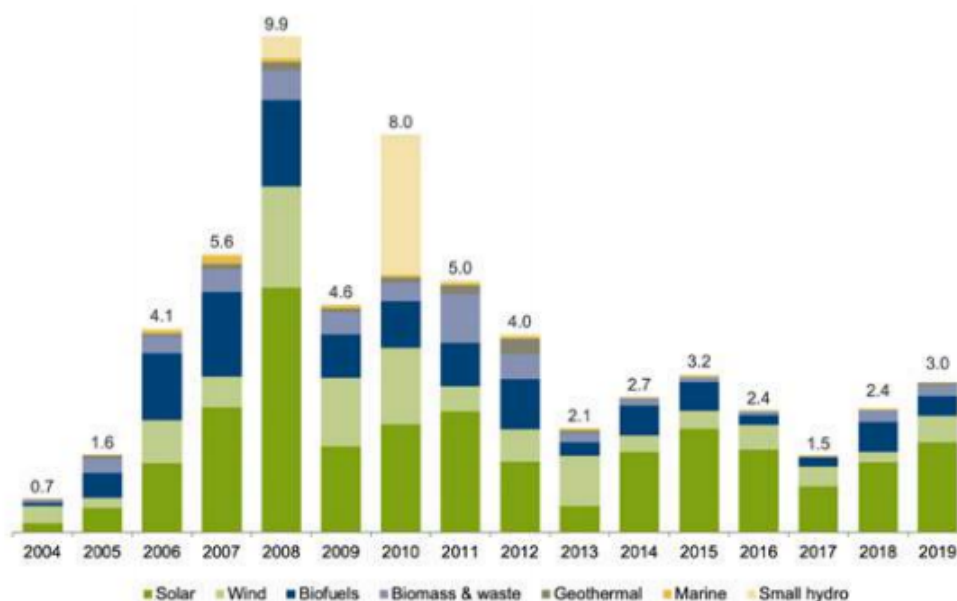
Investimentos em sistemas fotovoltaicos de capacidade menores que 1 MW aumentaram em 37%, auxiliados pela diminuição do custo da eletricidade de sistemas residenciais e comerciais em mercados importantes, como nos Estados Unidos, China, Brasil, Holanda e Alemanha (BLOOMBERG, 2019).

Figura 6 – Histórico de preço do watt em dólar.



Fonte: Adaptado de Bloomberg (2019).

Figura 7 – Tendência de investimento em energias renováveis.



Fonte: Adaptado de Bloomberg (2019).

## 4.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

### 4.2.1 RADIAÇÃO SOLAR

Para o funcionamento de módulos fotovoltaicos, utiliza-se como fonte de energia a irradiação solar. Através de fótons energizados que viajam pelo espaço em direção a Terra, podemos aproveitar a energia emitida pelo sol. A energia transmitida por uma onda eletromagnética é dada pela equação 2. Podemos também relacionar a velocidade da onda, seu comprimento e sua

frequência através da equação 3.

$$E = h.f \quad (2)$$

$$c = \lambda.f \quad (3)$$

Onde:

$E$  : Energia da onda eletromagnética;

$h$  : Constante de Planck;

$f$  : Frequência da onda eletromagnética;

$c$  : Velocidade de propagação da onda eletromagnética;

$\lambda$  : Comprimento de onda.

Nem toda energia proveniente do sol pode ser aproveitada. De acordo com Villalva (2015), a radiação solar sofre diversas alterações quando atravessa a atmosfera terrestre. Deste modo, a energia disponível dentro da atmosfera é diferente da energia disponível fora da atmosfera, A massa de ar (AM - *Air Mass*), ou seja, a camada de ar atravessada pelos raios solares até atingirem o solo é dada pela equação:

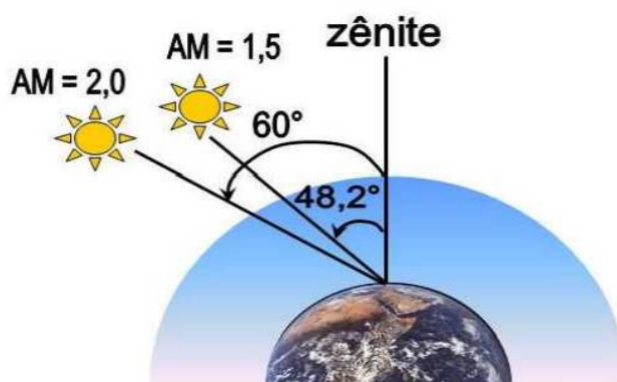
$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (4)$$

Onde:

$\theta_z$  : Ângulo Zenital.

Diz-se que a massa de ar é  $AM_{1,0}$  quando o ângulo zenital é  $0^\circ$ , ou seja, o sol está em seu meio-dia solar, incidindo normalmente sobre a terra. De modo similar, denomina-se  $AM_0$  toda a massa de ar fora da atmosfera terrestre.

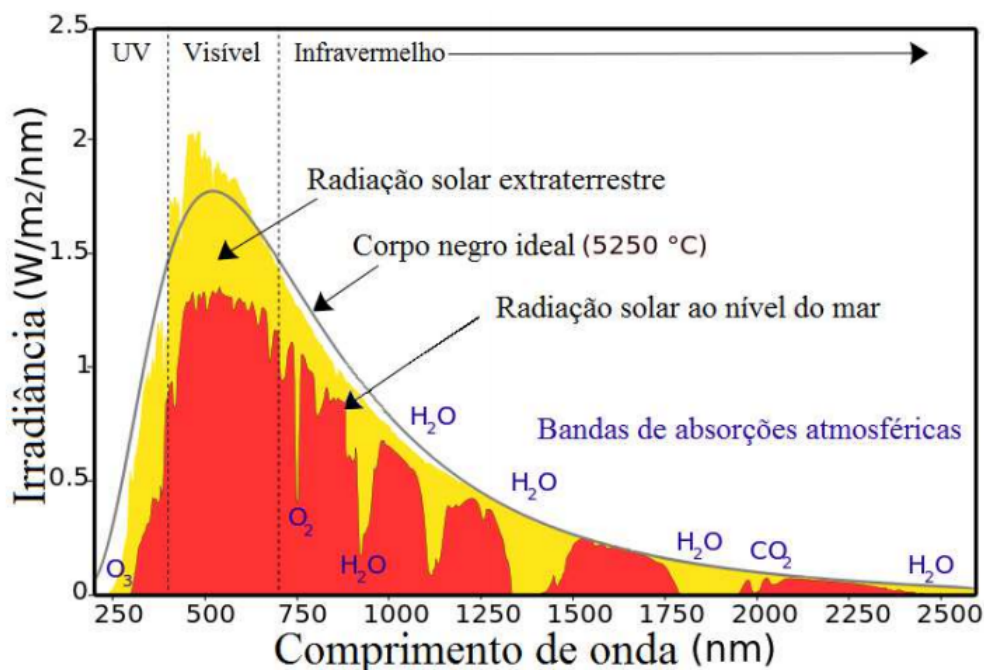
Figura 8 – Massa de ar.



Fonte: (BÜHLER, 2015)

Na figura 9, temos a densidade espectral de energia da radiação solar, onde podemos quantificar as perdas de energia após a radiação atravessar a atmosfera e quais suas frequências mais energéticas.

Figura 9 – Densidade espectral de energia.



Fonte: (BÜHLER, 2015)

A radiação solar pode atingir a superfície terrestre de diversas formas. São elas:

**Radiação Direta:** Corresponde aos raios solares que chegam diretamente do sol em linha reta e incidem sobre o plano horizontal com uma inclinação que depende do ângulo zenital do sol (VILLALVA, 2015).

**Radiação Difusa:** Corresponde aos raios solares que chegam indiretamente ao plano. É resultado da difração na atmosfera e da reflexão da luz na poeira, nas nuvens e em outros objetos (VILLALVA, 2015)

**Radiação Refletida:** É a radiação solar refletiva, cuja intensidade depende do coeficiente de reflexão da superfície, conhecido como Albedo.

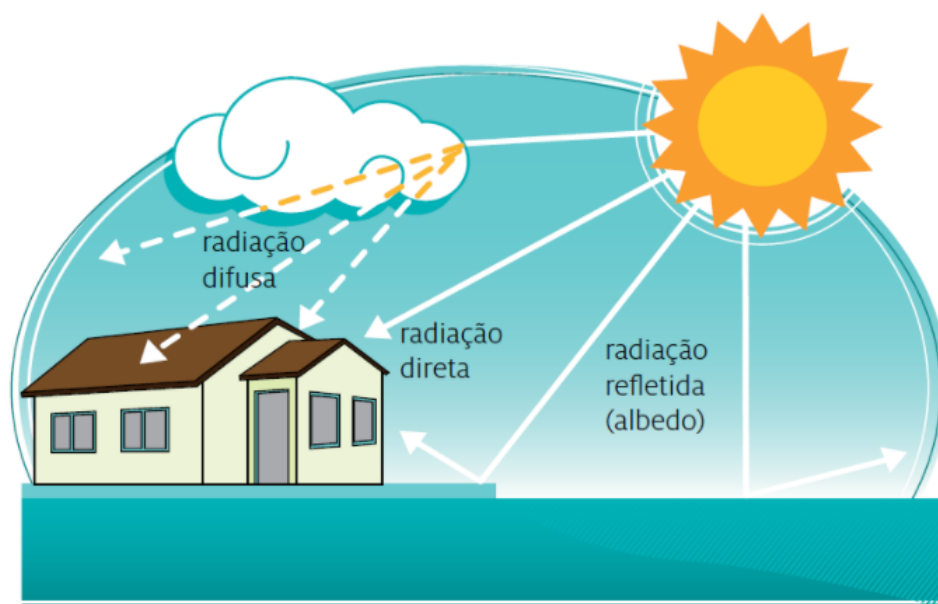
Define-se como irradiância ( $I$ ), a medida de potência por metro quadrado, sendo assim, uma medida de densidade de potência. Diz-se hora de sol pleno (HSP), a quantidade de horas diárias equivalentes em que a irradiância solar deve ser constante e igual a  $1 \text{ kW/m}^2$ .

Na figura 11, podemos ver os valores de HSP para as regiões do Brasil.

#### 4.2.2 CÉLULA FOTOVOLTAICA

O equipamento que realiza a conversão da energia solar em energia elétrica é a chamada célula fotovoltaica. O princípio de funcionamento de células solares é baseado no princípio fotovoltaico, ou seja, a geração de uma diferença de potencial (DDP) na junção de dois diferentes materiais em resposta a estímulos de radiação eletromagnética (SMETS et al., 2016). A junção de várias células fotovoltaicas é denominada um módulo fotovoltaico.

Figura 10 – Radiações incidentes.



Fonte: Atlas Solar da Bahia, 2018

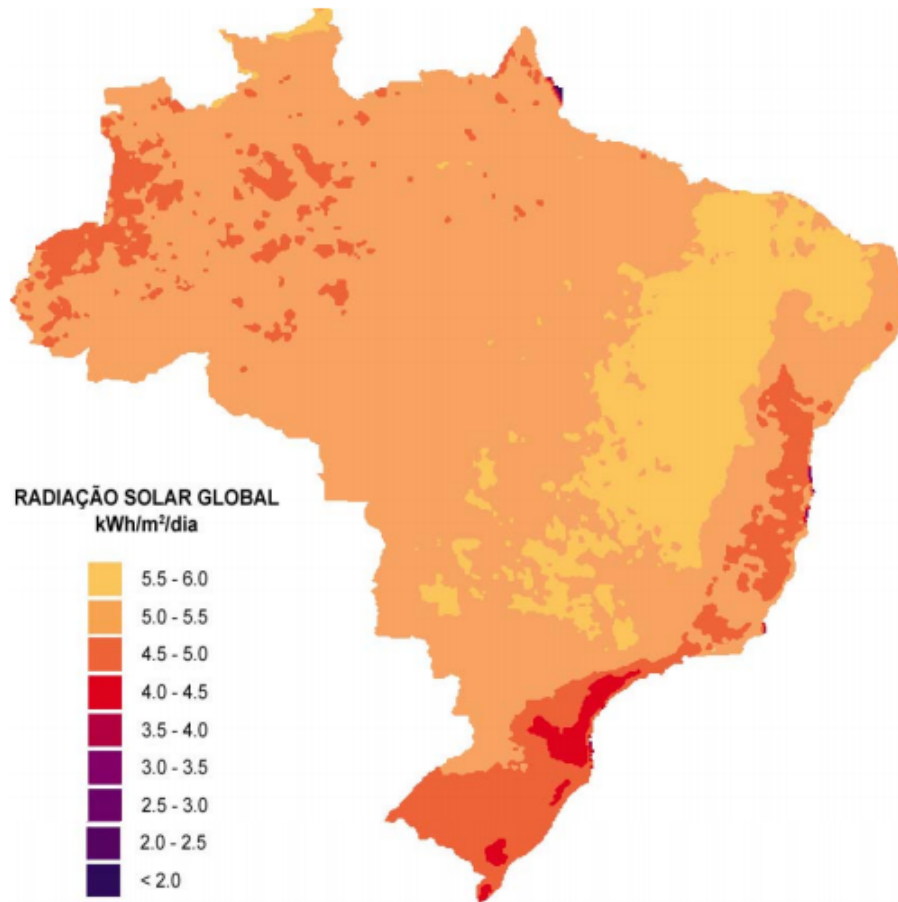
Existem vários tipos de células fotovoltaicas, com emprego de diferentes materiais, porém, as mais comuns são as produzidas a partir do silício:

**Silício monocristalino (c-Si):** É a célula fotovoltaica mais eficiente produzida atualmente. Sua alta eficiência se dá devido à inexistência de imperfeições em sua estrutura, diminuindo as perdas pelo efeito *Shockley-Read-Hall*. Costuma atingir níveis de eficiência de 18%. Tem uma cor preta característica.

**Silício policristalino (p-Si):** É a célula mais comum no mercado. Devido a sua composição por vários cristais, existe *mismatch* em sua estrutura, causando perdas maiores em relação ao c-Si. Seu preço vem diminuindo vertiginosamente ao longo dos anos devido ao baixo-custo e escalabilidade de sua produção. Tem uma cor azulada característica, devido à aplicação de uma camada anti-reflexão. Costuma atingir níveis de eficiência de 15%.

Além das tecnologias supracitadas, também temos as células solares de silício amorfo (a-Si), células solares CIGS, células solares de telurito de cádmio (CdTe), entre outras.

Figura 11 – Mapa de irradiação brasileiro.



Fonte: Adaptado de Martins et al. (2005)

Figura 12 – Módulo monocristalino e módulo policristalino.



Fonte: Trina Solar.

Tabela 1 – Comparativo de eficiência entre diferentes tecnologias fotovoltaicas.

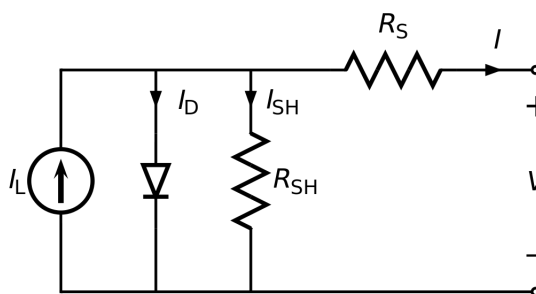
Material	Eficiência Teórica	Eficiência Comercial
Silício Monocristalino	24,7%	18%
Silício Policristalino	19,8%	15%
Silício Cristalino de Filme Fino	19,2%	9,5%
Silício Amorfo	13%	10,5%
CIGS	18,8%	14%
CdTe	16,4%	10%

Fonte: Autoria própria.

#### 4.2.2.1 CIRCUITO EQUIVALENTE

A modelagem de uma célula fotovoltaica é composta por uma fonte de corrente em paralelo a um diodo, em sua situação ideal. No circuito da figura 13, é apresentado o modelo de um diodo, levando em consideração os mecanismos de perda inerentes ao módulo fotovoltaico.

Figura 13 – Circuito equivalente de uma célula solar.



Fonte: Autoria Própria.

Onde:

$I_L$ : Corrente foto-gerada;

$I_D$ : Corrente de diodo;

$I_{SH}$ : Corrente parasítica em paralelo;

$R_{SH}$ : Resistência parasítica em paralelo;

$R_S$ : Resistência parasítica em série;

$I$ : Corrente fornecida a carga;

$V$ : Tensão fornecida a carga.

Nota-se neste modelo a existência de duas resistências que modelam os efeitos parasíticos. A resistência  $R_S$  se origina no próprio material semi-condutor e nos contatos metálicos de captação. Já a resistência  $R_{SH}$  aparece devido a existência de impurezas e defeitos no material semicondutor (PINHO; GALDINO, 2014).



#### 4.2.2.2 PARÂMETROS IMPORTANTES

Para a determinar se um determinado módulo fotovoltaico pode ser utilizado em certo local, avalia-se três parâmetros importantes:

$V_{oc}$  : Tensão de circuito-aberto. É o valor máximo de tensão que a célula consegue produzir sem ser conectada a nenhuma carga.

$V_{max}$  : É a máxima tensão em que o módulo fotovoltaico pode operar com segurança.

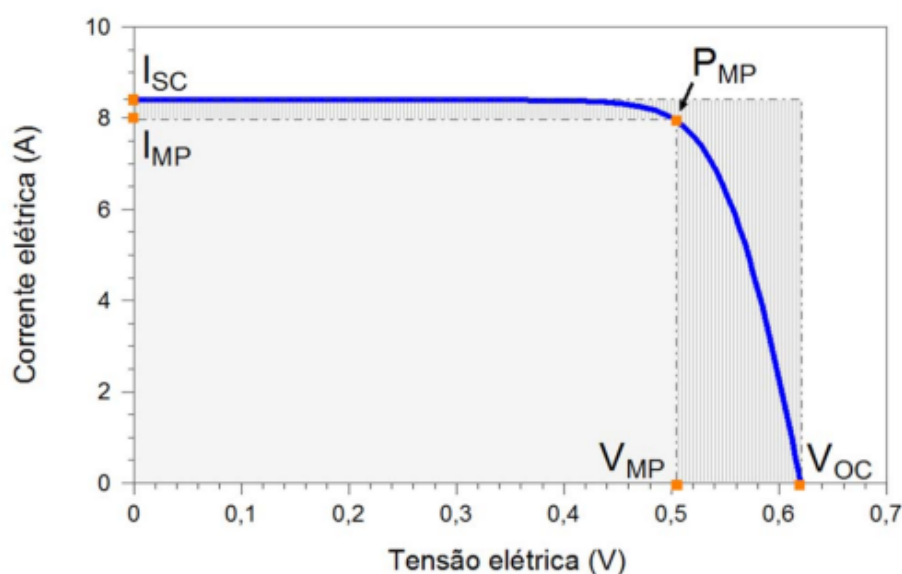
$I_{sc}$  : Corrente de curto-circuito. É o valor máximo de corrente que a célula consegue produzir quando curto-circuitada.

$P_{mp}$  : Máxima potência. O produto entre  $V_{mp}$  e  $I_{mp}$ . É o valor de máxima potência que a célula produz, quando o produto entre a corrente e a tensão estão em seus valores otimizados, no ponto mais alto de sua curva I-V.

#### 4.2.2.3 CURVA I-V

A curva I-V é o gráfico que relaciona as grandezas elétricas de corrente e tensão produzidas pela célula fotovoltaica. A corrente elétrica em uma célula pode ser considerada como a soma da corrente de uma junção pn no escuro (diodo semiconductor) com a corrente gerada pelos fótons absorvidos da radiação solar (PINHO; GALDINO, 2014). Com este gráfico, é possível avaliar o alcance de potência que a célula consegue entregar a carga. Podemos notar na figura 14 o ponto  $P_{mp}$ , que é o ponto de funcionamento onde a célula produzirá a maior potência.

Figura 14 – Curva I-V de uma célula fotovoltaica.

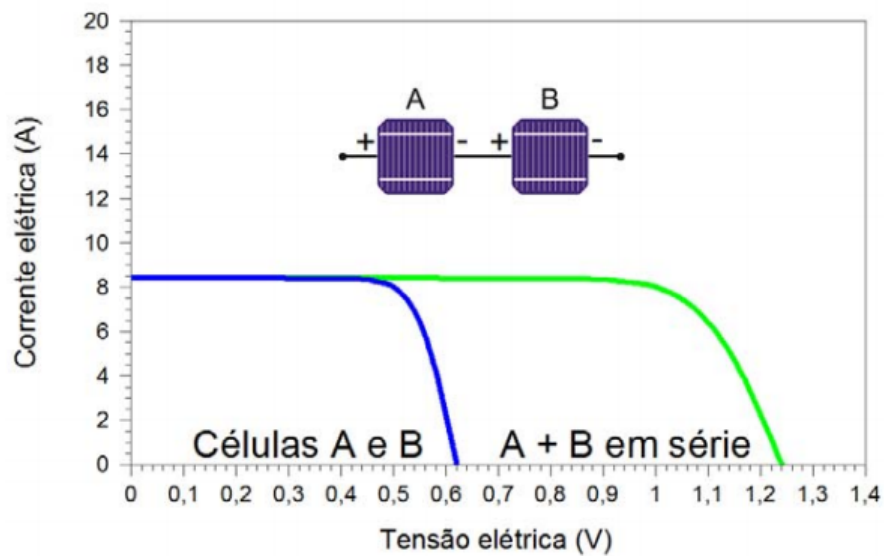


Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014)

#### 4.2.2.4 ASSOCIAÇÃO EM SÉRIE E EM PARALELO

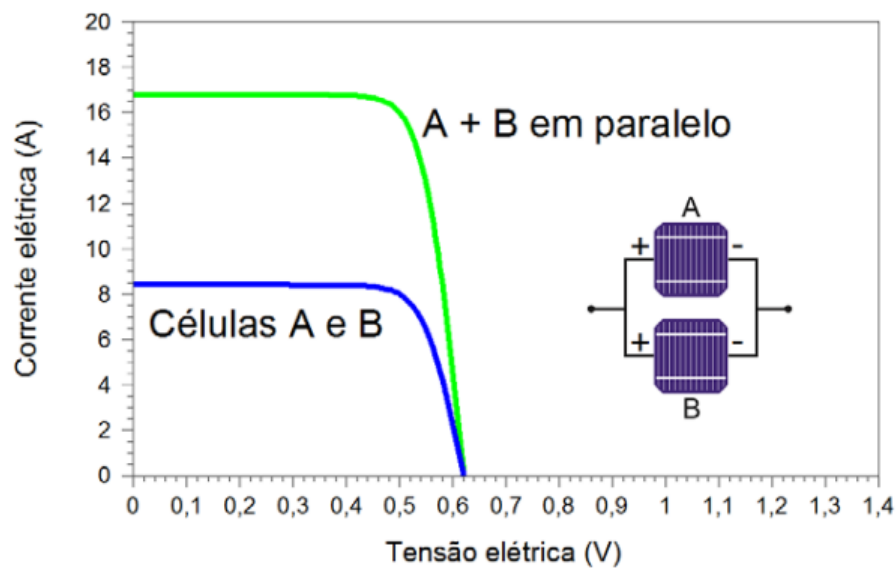
Assim como nos circuitos elétricos, as células fotovoltaicas podem ser associadas em série ou em paralelo. O arranjo em série permite que as tensões elétricas se somem, porém a corrente produzida é equivalente a uma única célula. Já para as associações em paralelo, o contrário é válido. As correntes produzidas se somam e a tensão elétrica é equivalente a uma única célula. Os arranjos em série são comumente denominados de *strings*.

Figura 15 – Curva I-V de uma associação de células em série.



Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014)

Figura 16 – Curva I-V de uma associação de células em paralelo.



Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014)

#### 4.2.2.5 INCLINAÇÃO E ORIENTAÇÃO DOS MÓDULOS

A inclinação dos módulos fotovoltaicos afeta diretamente a sua eficiência. Através das equações de Fresnel, sabemos que o ângulo de incidência de uma onda eletromagnética, para que sua reflexão seja mínima, deve ser perpendicular ao plano da célula (JORDHEIM, 2018). A equação abaixo expressa a porcentagem de onda refletida quando o ângulo de incidência ( $\theta_i$ ) e o ângulo da onda transmitida no meio ( $\theta_t$ ) são iguais a  $0^\circ$ , ou seja, caracterizando uma incidência normal e sem distinção entre polarização *s* ou *p*, sendo  $n_1$  e  $n_2$  a permeabilidade do meio. Para valores de  $n_1 = 1$  (Permeabilidade do ar) e  $n_2 \approx 1,5$  (Permeabilidade de um vidro comum), temos que a reflexão de onda fica em torno de 4% a 8%, implicando em uma transmissão de 92% a 98%.

$$R = \left[ \frac{n_1 - n_2}{n_1 + n_2} \right]^2 \quad (5)$$

Porém, devido aos movimentos de rotação e translação da terra em torno do sol, e a subsequente divisão em hemisférios, o sol não atinge a Terra de maneira uniforme, o que impossibilita a máxima absorção da incidência de luz solar. Na figura 17, podemos observar o movimento do sol ao longo do ano. Na linha azul, temos o solstício de dezembro, o dia do ano onde o sol permanece no céu por mais tempo, sendo o dia mais quente do ano. Já em verde, temos o equinócio de inverno, e ao contrário do solstício, é o dia onde o sol tem o menor ângulo zenital e por isso permanece menos tempo no horizonte, sendo o dia mais frio do ano. Na linha vermelha, temos o trajeto médio para as estações do outono e da primavera.

Assim, precisamos achar um ângulo ótimo para contabilizar esses fatores. De modo geral, o módulo fotovoltaico deve ser instalado em direção à linha do equador, de modo que um módulo instalado no hemisfério sul tenha sua face orientada para o norte e um módulo instalado no hemisfério norte tenha sua face orientada para sul. Referente a inclinação, utiliza-se a latitude do local como parâmetro para determinação da angulação do módulo. Na figura 18, podemos ver os ângulos importantes para o estabelecimento do ângulo de inclinação. Ainda na figura 18, temos:

$\beta$  : Ângulo de incidência do raio solar.

$\gamma_s$  : Ângulo da altura solar.

$\alpha$  : Ângulo de inclinação do módulo.

#### 4.2.2.6 PERDAS POR SOMBREAMENTO

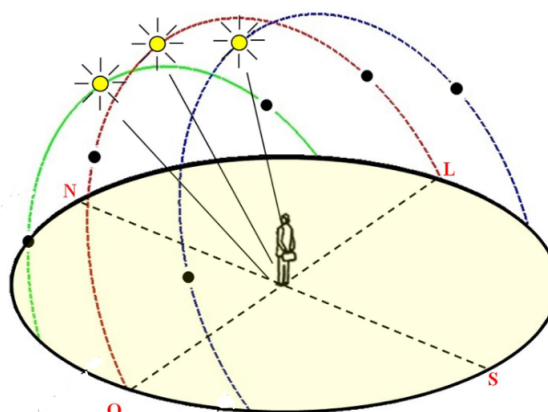
Devido a natureza do módulo fotovoltaico, um sombreamento total ou parcial pode afetar de forma significativa a performance do sistema. Os módulos fotovoltaicos dispõem de dispositivos chamados diodos de *by-pass*. Os diodos de *by-pass* contornam as células danificadas no circuito ou as células que estão operando fora de suas especificações projetadas (BALFOUR

Tabela 2 – Inclinação dos módulos fotovoltaicos.

Latitude geográfica do local	Ângulo de inclinação recomendado ( $\alpha$ )
0° a 10°	$\alpha = 10$
11° a 20°	$\alpha = latitude$
21° a 30°	$\alpha = latitude + 5$
31° a 40°	$\alpha = latitude + 10$
41° ou mais	$\alpha = latitude + 15$

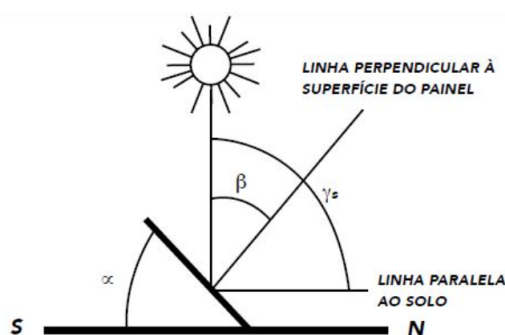
Fonte: Adaptado de Villalva (2015)

Figura 17 – Movimento relativo do sol.



Fonte: Adaptado de Costa e Maroja (2017)

Figura 18 – Ângulo de inclinação em um módulo fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de OSE (2017)

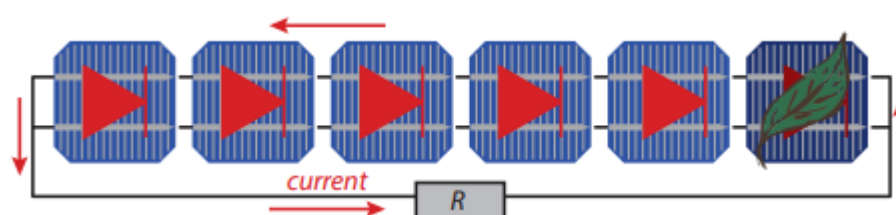
et al., 2019). Isso não só protege contra o aquecimento de *hot-spot*, mas também ajuda a manter a tensão de saída do módulo. Ou seja, estes dispositivos podem redirecionar o fluxo da corrente em um arranjo de *strings*, de modo que a célula que esteja com produção de energia reduzida devido ao sombreamento não afete de forma significativa o arranjo por inteiro. De acordo com Balfour et al. (2019), o sombreamento de uma única célula pode provocar de 75% a 100% de perda de rendimento do sistema.

Na figura 19, uma das células está sendo parcialmente sombreada por uma folha, o

que, devido ao arranjo em série deste sistema, compromete a produção de energia do sistema como um todo, pois a corrente gerada será igual a menor corrente de todas as células, ou seja, da célula sombreada. Quando não há o desvio de fluxo de corrente neste tipo de arranjo, a célula sombreada produz um *hotspot*, caracterizado por um aquecimento na temperatura de funcionamento, podendo causar danos irreversíveis na célula.

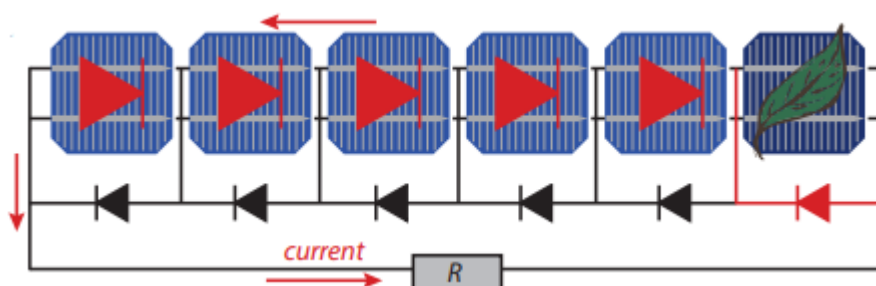
Na figura 20, temos células fotovoltaicas com o emprego de diodos de *by-pass*, o que possibilita o redirecionamento do fluxo de corrente do arranjo, de modo que a célula sombreada não influencie na produção de energia das células restantes.

Figura 19 – *String* fotovoltaica com sombreamento parcial.



Fonte: Adaptado de Smets et al. (2016).

Figura 20 – *String* fotovoltaica com sombreamento parcial e diodo de *by-pass*.



Fonte: Adaptado de Smets et al. (2016).

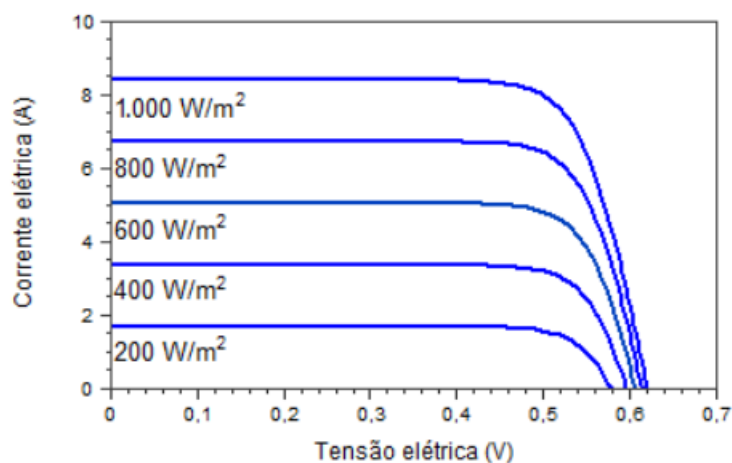
#### 4.2.2.7 INFLUÊNCIA DA IRRADIAÇÃO SOLAR

Para a mesma temperatura de funcionamento e diferentes valores de irradiação, a curva I-V se modifica. Como esperado, quanto mais irradiação solar, mais corrente a célula produz, como exemplificado pela figura 21.

#### 4.2.2.8 INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA

O aumento da irradiação solar implica em uma corrente fotogerada maior, porém, ao mesmo tempo, causa um aumento de temperatura na célula fotovoltaica. Esse aumento de temperatura faz com que a tensão de circuito aberto da célula se diminua, devido ao aumento

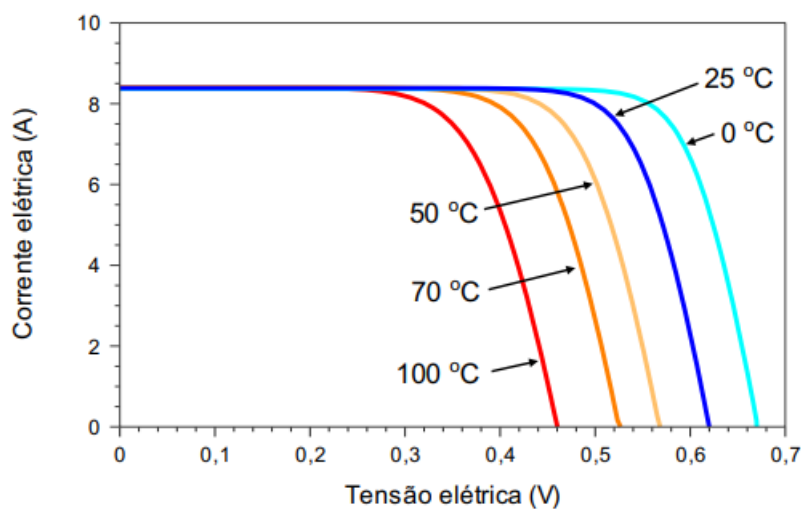
Figura 21 – Influência da irradiação solar na curva I-V.



Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014)

da corrente de fuga. Deste modo, é importante que o projetista escolha os módulos a serem utilizados corretamente, levando em consideração a taxa de variação de  $V_{oc}$  e a máxima e mínima temperatura já registrada no local da implementação.

Figura 22 – Influência da temperatura na curva I-V.



Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014)

### 4.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Um sistema fotovoltaico é composto não somente por módulos fotovoltaicos, mas também por instrumentos que possibilitem a captação da energia gerada nos mesmos e a transforme em energia utilizável. Os módulos produzem tensão e corrente contínua (CC), e por isso devem ser usados juntamente com um inversor, para que sejam convertidas em corrente

alternada (CA) e possuem a mesma frequência da rede elétrica. No Brasil, esta frequência é de 60Hz.

Os sistemas fotovoltaicos podem ter 3 configurações. São elas:

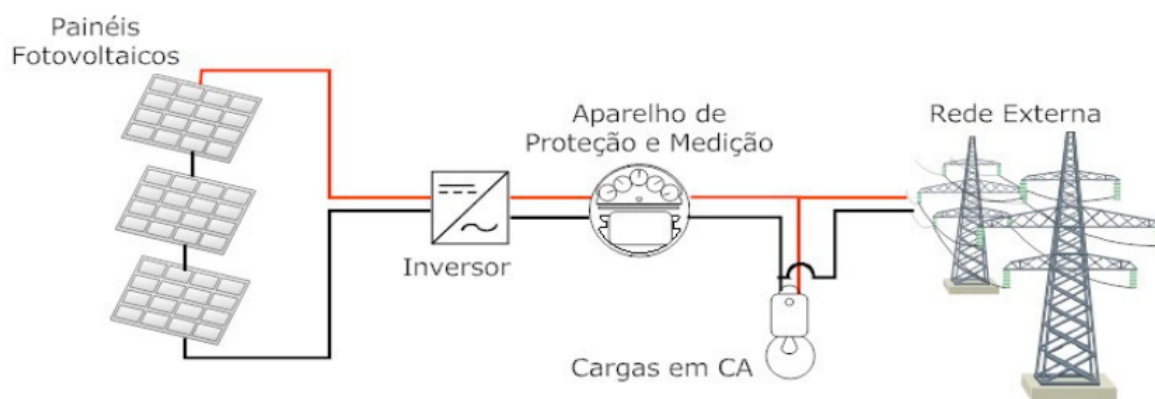
1. Sistema conectado à rede (*On-Grid*);
2. Sistema isolado (*Off-Grid*);
3. Sistema híbrido.

#### 4.3.1 ON-GRID

Denomina-se *on-grid* um sistema fotovoltaico que é interconectado com o SIN, ou seja, utiliza-se de toda a estrutura da rede elétrica nacional. O objetivo do sistema conectado à rede é gerar eletricidade para o consumo local, podendo reduzir ou eliminar o consumo da rede pública ou mesmo gerar excedente de energia (VILLALVA, 2015). É importante ressaltar que o cliente continua tendo que pagar a concessionária de energia pela utilização de seu sistema de distribuição e transmissão, portanto, será sempre pago a taxa de mínima de uso da rede.

A geração de energia é realizada na célula fotovoltaica, a qual é conectada através de um cabeamento CC até um inversor, onde a energia é convertida para CA, podendo então ser utilizada. Essa energia pode ser consumida pelo próprio consumidor (auto-consumo local) ou injetada na rede elétrica da concessionária através do medidor, onde irá gerar créditos para o consumidor.

Figura 23 – Sistema fotovoltaico conectado à rede.

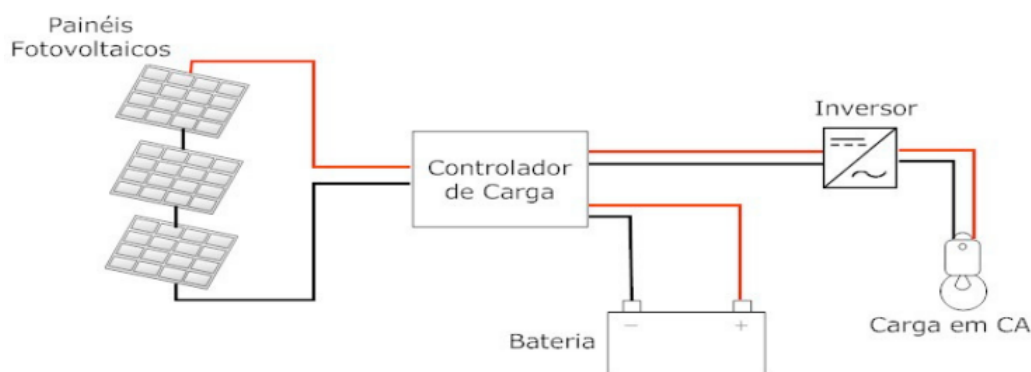


Fonte: Serrao (2010)

#### 4.3.2 OFF-GRID

O sistema *off-grid* difere do sistema *on-grid* por ser um sistema isolado da rede elétrica, ou seja, sua geração é exclusivamente para consumo local. Utiliza-se de baterias e um controlador de carga para realizar o armazenamento da energia a ser usada quando os módulos não receberem mais irradiação solar, e portanto, não produzem energia.

Figura 24 – Sistema fotovoltaico isolado.



Fonte: Serrao (2010)

### 4.3.3 HÍBRIDO

São sistemas mistos, que empregam o uso tanto da bateria quanto da utilização da rede elétrica da concessionária. Seus custos são mais elevados que os outros, e por isso, não são tão utilizados.

#### 4.3.3.1 INVERSORES

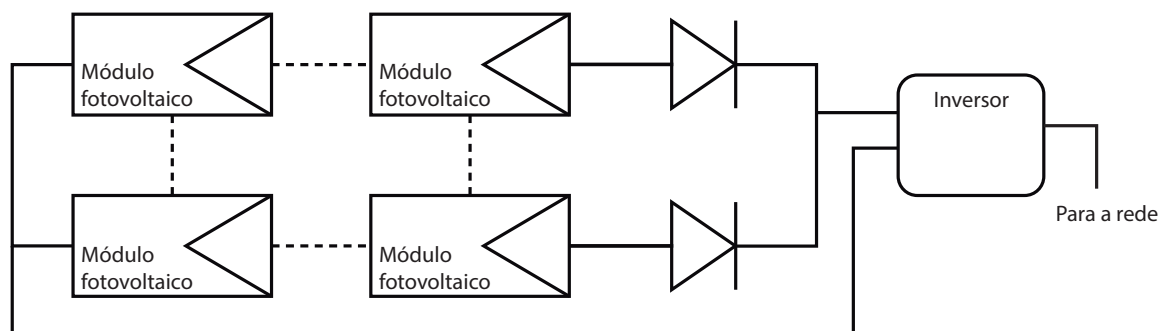
Os inversores são dispositivos eletrônicos de chaveamento que convertem a energia em corrente contínua para corrente alternada. Existem muitas discrepâncias entre a geração de energia com módulos fotovoltaicos e os requisitos da rede elétrica. O trabalho do inversor é conectar esses sistemas e injetar a energia solar na rede com a maior eficiência possível (SUMATHI et al., 2015). A maioria dos inversores é dotada de um algoritmo que força o sistema a trabalhar em seu MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), como demonstrado na figura 14. Os inversores são empregados em três topologias distintas.

##### 4.3.3.1.1 INVERSORES CENTRAIS

São inversores de alta potência comumente empregados em usinas de geração fotovoltaica. Nesta topologia, um único, grande inversor é conectado a vários módulos fotovoltaicos em série, formando *strings* com até 1 kV de tensão de circuito-aberto. A eficiência de conversão dos inversores centrais costuma ser 95% ou mais, também tendo o menor custo de R\$/Wp (SUMATHI et al., 2015). A maior desvantagem desta topologia é o envolvimento de cabeamento CC de alta tensão das *strings* até o inversor, acarretando em perdas nos cabos e nos diodos de *string*. Esta estrutura também é limitada para a utilização de um algoritmo MPPT e monitoramento individual de *strings*, resultando em uma baixa eficiência e confiabilidade (SUMATHI et al., 2015).



Figura 25 – Topologia com inversor central.

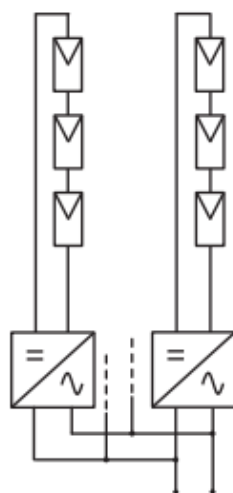


Fonte: Adaptado de Sumathi et al. (2015)

#### 4.3.3.1.2 INVERSORES *STRING*

É a topologia mais utilizada para instalações de mini e microgeração distribuída. Possui faixa de operação extensa e dispõe de múltiplas entradas MPPT, aumentando a confiabilidade e eficiência do sistema. Contudo, em cenários típicos, o uso exclusivo de MPPT's pode não solucionar os requisitos mínimos de eficiência. Sua produção em larga escala diminuiu o preço do equipamento, aumentando a quantidade de clientes que podem ter acesso ao mesmo.

Figura 26 – Topologia com inversor string.



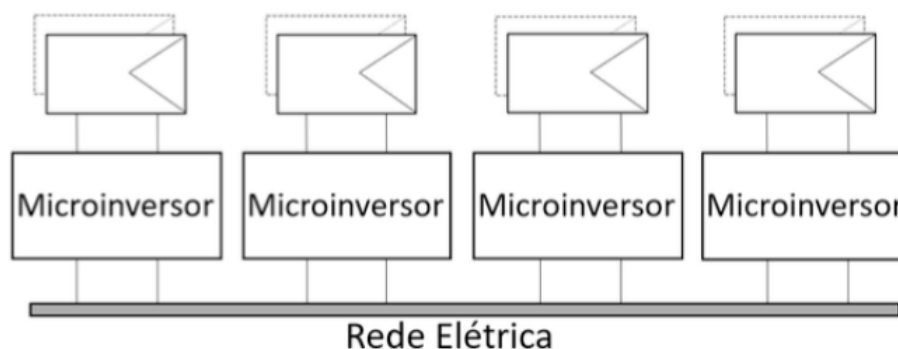
Fonte: Adaptado de Smets et al. (2016)

#### 4.3.3.1.3 MICROINVERSORES

Ao contrário dos inversores em *string*, os quais são conectados um alto número de módulos, cada um dos microinversores faz o controle de aproximadamente 4 células. Portanto, um inversor *string* controla comumente 12 módulos em série, onde apenas um deles estando sombreado compromete a produção dos outros, nos microinversores, o efeito de sombreamento é

reduzido, pois o desvio do fluxo de corrente afetaria somente 4 módulos. Apesar da diminuição recente do preço, continua sendo uma tecnologia cara e pouco empregada.

Figura 27 – Topologia com microinversores.



Fonte: Adaptado de Villalva (2015)

#### 4.3.3.2 MEDIDOR BIDIRECIONAL

O medidor bidirecional é um componente fundamental para os sistemas de energia solar fotovoltaica conectados à rede das concessionárias de energia elétrica (ENERGIA, 2019). Como o nome sugere, o dispositivo mede não só a energia que é consumida pelo cliente, como também a energia sobressalente gerada pelo sistema fotovoltaico que é injetado na rede elétrica. Através deste sistema, o cliente consegue converter sua geração em créditos com a concessionária, utilizando-se do sistema de compensação de créditos, regulamentado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) através da REN (Resolução Normativa) nº 517/2012.

#### 4.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Diferente de geração centralizada, que engloba grandes usinas e empreendimentos, tais como usinas nucleares, hidrelétricas e termelétricas, a geração distribuída (GD) é caracterizada pela produção de energia próxima ao local de consumo. Os estímulos à geração distribuída se justificam pelos potenciais benefícios que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico. Entre eles, estão o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética (ANEEL, 2018). Caracterizam sistemas de GD, usinas fotovoltaicas, eólicas, centrais geradoras hidrelétricas (CGH), usinas termelétricas, entre outras.

Os sistemas de geração distribuídas são classificados em 3 tipos, conforme tabela 3.

Recentemente, o Brasil atingiu o marco de 5 GW de potência instalada em sistemas de geração distribuída, onde 99,8% desta potência é produzida por sistemas fotovoltaicos. O volume considera sistemas de microgeração e minigeração em residências, comércios, indústrias,

Tabela 3 – Classificação de geração distribuída.

Classificação	Potência (kW)
Microgeração	$P < 75$
Minigeração	$75 < P < 5000$
Usina de Eletricidade	$P > 5000$

Fonte: Autoria própria.

propriedades rurais e prédios públicos. Pelas projeções da Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD), até o final deste ano, a potência instalada de geração distribuída no País pode chegar a 7 GW (ABGD, 2021).

Tabela 4 – Número de unidades consumidoras com geração distribuída.

Geração	Quantidade	Potência Instalada (kW)
CGH	35	27.210,64
Eólica	79	15.235,95
Fotovoltaica	431.570	5.113.486,48
Termelétrica	305	96.226,82

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021).

Para a geração de créditos, a usina não precisa necessariamente estar no mesmo local da unidade consumidora. É possível instalar a usina em outro terreno, enquanto os créditos gerados sejam repassados para outra localidade. Assim, de acordo com a ANEEL (2012), temos três tipos de geração:

**Auto-consumo remoto:** Caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.

**Geração compartilhada:** Caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.

**Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras:** Caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias

públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento.

#### 4.5 NORMAS APLICÁVEIS

A expansão da geração distribuída é um fenômeno recente e dinâmico, necessitando cada vez mais de regulações. Contudo, atualmente, esta modalidade não é muito regulada, tendo apenas poucas diretrizes de projeto e instalação. As principais normas usadas para este trabalho são as seguintes:

**REN687/2015** : Geração Distribuída;

**REN482/2012** : Micro e Minigeração Distribuída;

**NBR:16690** : Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos — Requisitos de projeto;

**NTC 905200** : Acesso de Micro e Minigeração Distribuída ao sistema Copel (com compensação de energia;)

**NBR:5410** : Instalações Elétricas de Baixa Tensão;

**IEC 60364-7-712**: Low voltage electrical installations - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems.

#### 4.6 ESTRUTURA TARIFÁRIA

A Resolução nº 414/2010 da ANEEL estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica. As empresas distribuidoras de energia elétrica prestam o serviço de fornecimento de energia por delegação da União na sua área de concessão, ou seja, na área em que lhes foi dada autorização para prestar o serviço público de distribuição (BARROS et al., 2017).

Para se escolher a tarifa adequada para o empreendimento é necessário realizar um estudo do fator de carga da instalação e identificar os horários durante o dia do uso da energia elétrica (FILHO, 2018).

A Resolução nº 414/2010 estabelece as seguintes classes de consumo:

- Residencial;
- Industrial;
- Comercial, serviços e outras atividades;
- Rural;
- Poder público;
- Iluminação pública;
- Serviço público;
- Consumo próprio.

Além da classe, o consumidor também pode se enquadrar em grupos, sendo eles o grupo A ou grupo B, dependendo da sua tensão de fornecimento e algumas condições especiais.

#### 4.6.1 GRUPO A

É um grupo composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômia e subdividido nos subgrupos demonstrados na tabela 5.

#### 4.6.2 GRUPO B

É um grupo composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômia e subdividido nos subgrupos demonstrados na tabela 6. Nota-se que a diferença entre o grupo B1 e B3 é exclusivamente de natureza jurídica, sendo necessário um Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ) para que o consumidor se enquadre nesta categoria.

Tabela 5 – Grupo A - Subgrupos.

Subgrupo	Fornecimento
A1	Maior ou igual a 230 kV
A2	88 kV a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 kV a 44 kV
A4	2,3 kV a 25 kV
AS	Inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo

Fonte: Autoria própria.

Tabela 6 – Grupo B - Subgrupos.

Subgrupo	Fornecimento
B1	Residencial
B2	Rural
B3	Demais classes
B4	Iluminação pública

Fonte: Autoria própria.

#### 4.6.3 TARIFAS HORASSAZONAIS

Nesta modalidade, exclusiva para consumidores do grupo A, aplica-se tarifas diferenciadas de consumo e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização de energia, classificados em horário de ponta e horário fora de ponta. Cada concessionária tem autonomia para decidir quais horários se encaixam em cada classificação. Na tabela 7 podemos ver os diferentes horários de ponta para diferentes concessionárias.

Tabela 7 – Horário de ponta de diferentes concessionárias.

Concessionária (União federativa)	Horário de ponta
Eletropaulo (SP)	17h30 às 20h30
CPFL (SP)	18h às 21h
Elektro (SP)	17h30 às 20h30
COPEL (PR)	18h às 21h
LIGHT (RJ)	17h30 às 20h30
ENEL (CE)	18h às 21h

Fonte: Autoria própria.

#### 4.6.3.1 TARIFA HORASSAZONAL AZUL

É a modalidade tarifária caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, assim como de tarifas diferenciadas de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia (FILHO, 2018). As seguintes observações valem:

- Demanda: Um preço para horário de ponta e um preço para o horário fora de ponta;
- Consumo: Um preço para horário de ponta em período seco, um preço para horário de ponta em período úmido. Um preço para horário fora de ponta em período seco e um preço para horário fora de ponta em período úmido.

#### 4.6.3.2 TARIFA HORASSAZONAL VERDE

É a modalidade tarifária caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, assim como uma única tarifa de demanda de potência (FILHO, 2018). As seguintes observações valem:

- Demanda: Tarifa única para horário de ponta e fora de ponta;
- Consumo: Um preço para horário de ponta em período seco, um preço para horário de ponta em período úmido. Um preço para horário fora de ponta em período seco e um preço para horário fora de ponta em período úmido.

Tabela 8 – Resumo das tarifas horassazonais.

	Verde	Azul
Demanda	Única	Ponta e Fora de Ponta
Consumo	Ponta e Fora de Ponta	Ponta e Fora de Ponta

Fonte: Autoria própria.

## 4.7 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O sistema de compensação de energia elétrica é um sistema estabelecido pela ANEEL através da REN nº 482/2012, modificada pelas Resoluções nº 687/2015 e nº 786/2017, no

qual a energia ativa produzida e injetada por uma unidade consumidora de microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito à distribuidora de energia local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa. Ou seja, toda energia ativa gerada acima do consumo é injetada na rede da distribuidora por meio de empréstimo, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 meses, para os momentos que a energia ativa gerada é menor que a energia consumida pela unidade geradora (ANEEL, 2012).

Podem aderir ao sistema os consumidores responsáveis por unidade consumidora:

- Com microgeração ou minigeração distribuída;
- Integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras;
- Unidade caracterizada como geração compartilhada;
- Unidade caracterizada como autoconsumo remoto.

No sistema de compensação de energia elétrica fica dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão da central geradora na rede da distribuidora, devendo formalizar a intenção através de solicitação de acesso a concessionária. A adesão ao sistema de compensação de energia elétrica não se aplica aos consumidores livres ou especiais.

A potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída não está limitada à carga instalada da unidade consumidora onde a central geradora será conectada, mas fica limitada à potência disponibilizada para essa unidade. Caso o consumidor deseje instalar central geradora com potência maior ao limite disponibilizado a esse, deve solicitar à distribuidora o aumento da potência disponibilizada, dispensado o aumento da carga instalada (ANEEL, 2012).

Cabe às distribuidoras adequar seus sistemas comerciais, elaborar ou revisar normas técnicas para o acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional (PRODIST), as normas técnicas brasileiras e as normas internacionais, essa última utilizadas de forma complementar (ANEEL, 2012).

A Norma Técnica Copel - NTC 905200 aplica-se ao acesso de microgeração e minigeração distribuída ao sistema de distribuição da Copel e tem o objetivo de fornecer os requisitos para o acesso de geradores de energia elétrica conectados através de unidades consumidoras optantes pelo sistema de compensação de energia elétrica instituído pela REN nº 482/2012. A norma foi elaborada observando os critérios técnicos de projeto, proteção, medição, controle, segurança e operação de unidades geradoras, definidos no PRODIST (COPEL, 2014).

Todo acessante que vier a se conectar no sistema de distribuição deve atender também aos parâmetros de energia reportados pelo módulo do PRODIST que trata da qualidade da energia elétrica.

#### 4.7.1 FATURAMENTO

Ainda de acordo com ANEEL (2012), o faturamento da unidade consumidora integrante ao sistema de compensação muda de acordo com a sua classificação, e devem seguir as regras

para cada caso a seguir:

- Para os casos de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, exceto para unidade integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos a energia injetada e eventual crédito de energia acumulado em faturamentos de meses anteriores, por posto tarifário.
- Para unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos o percentual de energia excedente alocado a essa unidade consumidora e eventual crédito de energia acumulado em faturamento de meses anteriores, por posto tarifário.
- Para unidade consumidora em local diferente da geração, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos o percentual de energia excedente destinado a essa unidade consumidora e eventual crédito de energia acumulado em meses anteriores, por posto tarifário.

O excedente de energia é determinado pela diferença positiva entre a energia injetada e a energia consumida pela unidade consumidora, exceto para os casos de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, onde o excedente é igual à energia injetada.

Cabe ao titular da unidade consumidora onde está instalada a microgeração ou minigeração distribuída definir o percentual da energia excedente que será destinado a cada unidade consumidora que faz parte do sistema de compensação de energia elétrica. O mínimo a ser cobrado é o valor referente ao custo de disponibilidade para os consumidores do grupo B, ou a demanda contratada para os consumidores do grupo A. A compensação dos créditos gerados deve-se dar primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários devendo ser realizada a relação dos valores das tarifas de energia de cada posto. Os créditos são determinados em termos de energia elétrica ativa, não estando sua quantidade sujeita a alterações nas tarifas de energia elétrica (ANEEL, 2012).

#### 4.8 FERRAMENTAS ECONÔMICAS

Além do fator técnico, o fator financeiro é extremamente importante para o comissionamento de uma usina fotovoltaica. Se o empreendimento não for financeiramente viável, sua execução pode não ser realizada, ou então, causará prejuízo aos investidores. De acordo com Oliveira (1982), a engenharia econômica é uma técnica que possibilita quantificar monetariamente e avaliar economicamente as alternativas de investimento, permitindo ao administrador ter a posse do conjunto de elementos necessários à tomada de decisão.

Os projetos na área energética costumam ter um valor inicial alto e tempo de retorno elevado se comparado a outros tipos de investimentos. A dimensão relativa da distância no tempo entre o investimento e seu retorno fica muito mais fácil de ser percebida quando comparamos um investimento típico na área energética com aquele feito para estabelecer, por exemplo, uma loja em um shopping center. Para o investidor da loja no shopping, seu primeiro fluxo de caixa



positivo pode já acontecer após as vendas do primeiro Natal. Essa não é a realidade de um projeto na área energética (MOREIRA, 2019).

Deve-se também analisar o que chamamos de *sunk costs* (Custos afundados). No caso de um parque eólico, por exemplo, se por alguma razão a comunidade realizar um abaixo assinado para a remoção do parque, todos os gastos com a logística de transporte ou com a fundação para fixação das turbinas será perdido, pois não é possível reaproveitá-las. Também usando o exemplo de um shopping center, se por algum motivo as vendas forem baixas, o proprietário tem a opção de transferir seu estoque e mobília para outra localidade sem muitos problemas, podendo recuperar parte de seu investimento inicial.

A qualidade das decisões gerenciais que envolvem o comprometimento dos recursos da empresa em novos investimentos é um fator crítico que afeta a rentabilidade do negócio. É fácil perceber que essas decisões atingem desde pequenos projetos até investimentos de grande porte, como a construção de um parque eólico, de uma hidrelétrica, de um gasoduto ou uma linha de transmissão, entre muitos outros. (MOREIRA, 2019). Para este fim, utilizamos técnicas de avaliação de investimentos que nos auxiliam nestas tomadas de decisões, apresentadas ao longo capítulo.

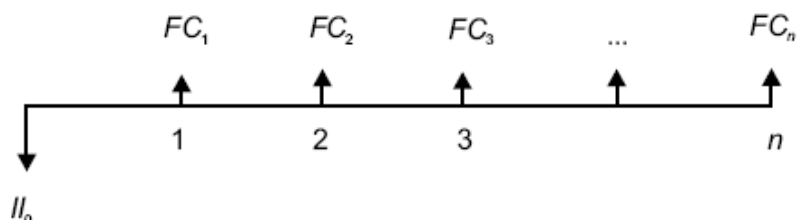
#### 4.8.1 FLUXO DE CAIXA

O fluxo de caixa consiste na representação das receitas e despesas proporcionadas por um projeto de investimentos (BARROS et al., 2018). Faz-se um balanço entre as receitas e despesas em um determinado período de tempo, geralmente meses ou anos, de modo que seja fácil visualizar as movimentações no caixa da empresa. Na figura 28, temos a representação do fluxo de caixa da empresa, em meses, onde as setas para cima significam valores positivos e as setas para baixo valores negativos, e:

**FC** : Representação do valor líquido de entradas e saídas no caixa da empresa;

**$H_0$**  : Investimento inicial no projeto.

Figura 28 – Representação do fluxo de caixa.



Fonte: Adaptado de Moreira (2019).

#### 4.8.2 TAXA DE JUROS

De acordo com Moreira (2019), os juros podem ser definidos comumente como o aluguel pago pela obtenção de um volume de dinheiro emprestado ou como contrapartida desse aluguel, que é o retorno obtido pelo investimento do capital.

Ainda, Moreira (2019) afirma que a taxa de juros, por sua vez, não é a diferença, mas sim a razão entre os juros cobrados no fim de um período e o dinheiro devido (ou aplicado) no início desse período.

Por exemplo, se faz-se um empréstimo de R\$1000,00, mas ao final do ano se recebe R\$1200,00 do devedor, a taxa de juros é então:

$$\frac{R\$200,00}{R\$1000,00} = 0,20 = 20\% \text{ a.a.} \quad (6)$$

Os juros podem ser aplicados em dois regimes distintos, como exemplificados no quadro 2.

Quadro 2 – Tipos de juros.

<b>Regime</b>	<b>Processo de funcionamento</b>
Juros simples	Somente o principal rende juros.
Juros compostos	Após cada período, os juros são incorporados ao capital, proporcionando juros sobre juros.

Fonte: Adaptado de Moreira (2019).

Os juros compostos incorporam o conceito de capitalização composta. Essa capitalização ocorre quando a taxa de aplicação incide sobre o capital inicial aplicado, dando origem ao valor dos juros que será somado ao capital inicial em cada etapa do período a que a taxa se refere, resultando no montante, ou seja, juros mais capital inicial (MOREIRA, 2019).

Esta relação é dada pela equação 7.

$$VF = VP(1 + i)^n \quad (7)$$

Onde:

$VF$ : Valor futuro, ou montante;

$VP$ : Valor presente;

$i$ : Taxa de juros, ou taxa de retorno esperada;

$n$ : Número de períodos.

Utilizando a equação 7 para um valor inicial de R\$1000 com taxa de juros ao ano de 20%, temos os seguintes valores.

$$VF = R\$1000(1 + 0,2)^1 = R\$1200 \quad (8)$$

$$VF = R\$1000(1 + 0,2)^2 = R\$1440 \quad (9)$$

$$VF = R\$1000(1 + 0,2)^3 = R\$1728 \quad (10)$$

Deste modo, temos que, com um capital inicial de R\$1000,00, ao longo de 3 anos, com taxa de juros de 20% ao ano, o montante final será de R\$1728,00.

#### 4.8.3 VALOR PRESENTE LÍQUIDO

O valor presente líquido (VPL) é largamente empregado como método de avaliação, visto que apresenta a contribuição do investimento no aumento do valor da empresa (BARROS et al., 2018).

Para o cálculo do VPL, utiliza-se a seguinte equação:

$$VPL = -H_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (11)$$

Onde:

$FC_t$  : Representação do valor líquido de entradas e saídas no caixa da empresa para o período  $t$ ;

$H_0$  : Investimento inicial no projeto;

$i$  : Taxa de juros, ou taxa de retorno esperada;

$n$  : Número de períodos avaliados.

O valor de  $i$  também pode ser visto como a taxa mínima de atratividade (TMA), sendo um valor determinado pelo investidor, indicando a porcentagem de retorno que esperada para tal investimento.

De modo geral, podemos analisar o resultado do VPL de tal modo que:

- Se o VPL for maior do que 0, o projeto é viável;
- Se o VPL for igual a zero, também indicaria que o projeto seria viável, pois significaria que o projeto, além de pagar os valores investidos, proporcionaria um retorno exatamente igual ao custo de capital, ou seja, o valor escolhido pelo investidor como taxa de retorno esperada.

Se valor numérico do VPL for maior do que 0, indica que o investimento proporcionará o retorno esperado conforme a TMA, além de um valor sobressalente em dinheiro.

#### 4.8.4 TAXA INTERNA DE RETORNO

A taxa interna de retorno (TIR) é definida como a taxa pela qual um investimento é recuperado por meio dos rendimentos auferidos de um projeto. A TIR representa, por esse motivo, a taxa de desconto que iguala os fluxos de entrada com os de saída de caixa. Em outras palavras, trata-se da taxa que gera um valor presente líquido para o projeto analisado igual a zero (MOREIRA, 2019).

É possível obter esse valor utilizando-se da equação 11 e igualando-a a 0. Se a TIR for maior que a taxa mínima de atratividade, o investimento gerará lucros, e portanto, pode ser realizado. Deste modo, deve-se realizar as seguintes ações, a depender do valor obtido de VPL com a utilização da TIR.

Quadro 3 – Ações a partir do valor de VPL com o uso da TIR.

<b>Caso</b>	<b>Ação a ser tomada</b>
TIR > Custo de capital	A empresa obterá uma taxa de retorno maior que o seu custo de capital, portanto, aprovaria o projeto.
TIR = Custo de Capital	A empresa obterá uma taxa de retorno exatamente igual ao seu custo de capital, portanto, também aprovaria o projeto.
TIR < Custo de Capital	A empresa obterá uma taxa de retorno menor que o seu custo de capital, portanto, rejeitaria o projeto.

Fonte: Adaptado de Moreira (2019).

#### 4.8.5 PAYBACK SIMPLES

Consiste no método simples de avaliação empregado para apurar o tempo de retorno de investimento (BARROS et al., 2018). Denomina-se *payback* simples pelo fato de não levar em conta o valor descontado ao longo do tempo, trabalhando sempre sem serem trazidos ao valor presente.

$$Payback = \frac{Investimento\ inicial}{Fluxo\ de\ caixa} \quad (12)$$

#### 4.8.6 PAYBACK DESCONTADO

Neste método, os valores do caixa são convertidos para o presente, de modo que a avaliação do tempo de retorno se torne mais próxima da realidade.

Para o exemplo da tabela 9, temos que o tempo de retorno é:

$$PBD = \frac{416}{(416 + 27,35)} + 3 \quad (13)$$

$$PBD = 0,96 + 3 = 3,96 \text{ anos} \quad (14)$$

Onde:

*PBD* : *Payback* descontado.

Tabela 9 – *Payback* descontado.

Anos	Capital	Capital descontado	Saldo do projeto
0	- R\$2500,00	- R\$2500,00	- R\$2500,00
1	R\$800,00	R\$727,27	-R\$1772,73
2	R\$750,00	R\$619,83	- R\$1152,89
3	R\$980,00	R\$736,29	-R\$416,60
4	R\$650,00	R\$443,96	R\$27,35
5	R\$1050,00	R\$651,97	R\$679,32

Fonte: Adaptado de Barros et al. (2018).

#### 4.9 INDICADORES DE SUSTENTABILIDADE

Além da discussão técnica e financeira, é importante que consideremos os aspectos ecológicos e ambientais. Nos últimos anos, a questão energética ocupou posição de destaque na agenda ambiental global, no âmbito das negociações da Convenção do Clima, principalmente por causa das mudanças climáticas (REIS, 2017). O objetivo de um sistema fotovoltaico é gerar eletricidade sem proporcionar danos consideráveis ao meio ambiente.

##### 4.9.1 CARBON FOOTPRINT

O conceito de *carbon footprint* (pegada de carbono) se diz respeito a uma estimativa de emissão de gás carbônico ( $CO_2$ ) causada pelo processo de manufatura dos módulos fotovoltaicos. Este valor estimado é então comparado com as demais fontes de energia, de modo que possamos avaliar a tecnologia que menos agrida o ambiente. De modo mais analítico, determina-se o quanto de energia foi utilizado para a produção do módulo. De acordo com Wild-Scholten (2013), sistemas de geração fotovoltaica comerciais tem a pegada de carbono consideravelmente menor do que combustíveis fósseis tradicionais, como evidenciado pela tabela 10.

Tabela 10 – *Carbon footprint* de diferentes fontes de energia

Fonte de energia	Emissões ( $gCO_{2-EQ}/kWh$ )
Fotovoltaica	21-80
Carvão	1079
Lenhite	1231
Petróleo	885
Gás Natural	642

Fonte: Adaptado de Wild-Scholten (2013)

De acordo com Ciência (2020), o fator médio anual de emissões do SIN para o ano de 2020 atingiu  $0,0617 kgCO_2/kWh$ . Através da equação 15, onde  $FE$  é o fator de emissão da fonte de energia, podemos quantificar a emissão dos gases nocivos.

$$E_{CO_2} = Consumo \cdot FE \quad (15)$$

#### 4.9.2 ENERGY PAYBACK TIME

Um conceito igualmente importante é o *energy payback time* (Tempo de retorno da energia), que é definido como o total de energia investido ao longo do funcionamento da usina dividido pela produção média anual (SMETS et al., 2016). O *energy payback time* típico de sistemas fotovoltaicos varia entre 1 e 7 anos, e depende da irradiância média anual, bem como a orientação dos módulos fotovoltaicos.

De acordo com Wild-Scholten (2013), para sistemas fotovoltaicos comerciais de p-Si, o *energy payback time* é consideravelmente menor do que o tempo de vida da usina (25 anos).

#### 4.9.3 NÚMERO DE ÁRVORES PLANTADAS

O número de árvores plantadas é uma métrica de sustentabilidade que utiliza como base a quantidade de  $CO_2$  filtrada por uma árvore plantada e cultivada por 20 anos (SOLARVOLT, 2019). O fator de emissão depende da espécie da árvore. Utilizando como base o bioma do Parque Nacional do Iguaçu, do tipo Mata Atlântica, a remoção média anual em  $CO_{2-eq}$  é de 12,48 Kg/árvore. Isto representa 249,60 Kg/árvore de  $CO_{2-eq}$  no 20º ano, ou seja, quatro árvores removem uma tonelada de  $CO_{2-eq}$  da atmosfera. Para efeitos de cálculo, utiliza-se a seguinte equação:

$$Arvores\ plantadas = Energia\ gerada(kWh) \cdot \left( \frac{FE_{SIN}(kgCO_2/kWh)}{12,48(kgCO_2/arvore)} \right) \quad (16)$$

## 5 MATERIAIS E MÉTODOS

Ao longo deste capítulo, será explicado o procedimento para a elaboração de um sistema fotovoltaico, passo a passo, além de materiais de apoio utilizados.

### 5.1 CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL

O local escolhido foi o Condomínio Centro Executivo Mercosul, localizado na Rua Rui Barbosa, 1032, Centro, Foz do Iguaçu - PR. O empreendimento foi considerado o primeiro *shopping center* da cidade quando foi implantado, no final dos anos 80. Com o passar do tempo e a chegada de novos empreendimentos na cidade, o condomínio acabou perdendo espaço para os competidores. Este projeto visou a implantação de um sistema de geração distribuída fotovoltaico, de modo que diminua-se a tarifa de energia elétrica do condomínio e cause uma valorização do imóvel em questão, tornando-o mais atrativo a novos investidores. Também de grande importância, é a diminuição da emissão de gases nocivos ao meio ambiente, como o  $C_{O_2}$ , através de uma fonte de energia renovável, abundante e menos poluente.

Figura 29 – Condomínio Centro Executivo Mercosul.



Fonte: Google.

Iniciando pelo levantamento do potencial energético do local e o consumo médio da unidade consumidora, através da fatura de energia elétrica fornecida pelo condomínio conforme

anexo A, pôde-se dar início ao dimensionamento do sistema. A tabela 11 apresenta os principais dados da localização e do empreendimento.

Tabela 11 – Dados do local.

Item	Descrição
Coordenadas	-24.54°S -54.58°W
Altura	166m
Irradiação global (ano)	1776,6 kWh/m <sup>2</sup>
Horas de sol pleno	4,93
Consumo médio mensal	3736,5 kWh

Fonte: Autoria própria.

## 5.2 LEVANTAMENTO DO POTENCIAL ENERGÉTICO

O dimensionamento do sistema fotovoltaico se iniciou após o levantamento do potencial energético da região (*on-site assessment*), conforme sugere Balfour et al. (2019). Nesta etapa, utilizou-se como material de apoio os dados fornecidos pela estação solarimétrica de propriedade da NASA (*National Aeronautics and Space administration*), através do *software* PVsyst, versão 7.1.

## 5.3 ANÁLISE DA FATURA DO CLIENTE

Após análise da fatura, conforme anexo B, concluiu-se que o cliente faz parte do Grupo Tarifário B. Atingiu-se então a média de consumo estimado através de média simples entre as últimas 12 leituras faturadas. É importante ressaltar a grande diferença de consumo nos meses mais quentes do ano, pois costuma-se utilizar o sistema de refrigeração centralizado do condomínio.

## 5.4 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA E ARRANJO

Com a média de consumo mensal, através da equação 17, é possível calcular o quanto de potência diária o sistema fotovoltaico deve gerar para suprir este valor.

$$P = \frac{E_c}{\eta \cdot 30 \cdot HSP} \quad (17)$$

Onde:

$E_c$  : Demanda mensal;

$HSP$  : Horas de sol pleno;

$\eta$  : Eficiência do sistema.

Com este valor, foi possível determinar o número de módulos necessários através da equação 18.

$$P = P_{mdulo} \cdot n \quad (18)$$



Analisou-se então, com o emprego do *software* Google Earth Pro, a área na laje do condomínio em que seria possível realizar a instalação dos módulos, com o devido espaçamento entre *sheds*. Sabendo-se a área, pôde-se encontrar o melhor arranjo para a instalação, e por fim, a potência dos inversores.

Figura 30 – Área de construção proposta.



Fonte: Google Earth Pro.

Por meio de um processo iterativo, utilizou-se a fórmula de correção de temperatura, conforme equação 19, de modo que fosse feito uma adequação aos cálculos do arranjo e do inversor, visando a operação dentro da faixa de MPPT do inversor escolhido.

$$V_{ocn} = V_{oc} + \left[ \frac{\alpha_t}{100} \cdot V_{oc} \cdot (T - 25^\circ) \right] \quad (19)$$

Onde:

$V_{ocn}$  : Tensão de circuito aberto para determinada temperatura;

$V_{oc}$  : Tensão de circuito aberto em STC (*Standard Test Conditions*);

$\alpha_t$  : Coeficiente de temperatura;

$T$  : Temperatura, em graus celsius.

Após a verificação da conformidade em operação de MPPT, foram dimensionadas as conexões elétricas, cabeamento e proteção, conforme a NBR:5410.

Por fim, todos os dados foram inseridos no *software* PVSyst, onde foi possível realizar o estudo de sombreamento através da ferramenta 3D, onde constatou-se que nenhum dos maiores

edifícios da região teriam influência no sistema proposto. Além disso, o *software* estimou os valores de produção energética, levando em conta as variáveis supracitadas.

O memorial de cálculo encontra-se no apêndice A.

## 5.5 ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA

A análise de viabilidade financeira foi elaborada conforme as considerações e equações apresentadas na seção 4.8 do referencial teórico, onde se foi calculado VPL, TMA, TIR e o tempo de retorno do investimento. Para efeitos de cálculo, utilizou-se como base o estudo estratégico do mercado fotovoltaico (GREENER, 2020), onde é apresentado uma estimativa de valores para o comissionamento de sistemas fotovoltaicos dos mais variados portes, incluindo o preço dos módulos, inversores, instalação e materiais de suporte.

Os valores utilizados para a avaliação financeira estão na tabela 12.

Tabela 12 – Preço médio de sistemas fotovoltaicos

Item	Preço por Wp (R\$)
Módulos	2,50
Suporte	0,2
Inversor	1,50
Projeto	0,3
Instalação	0,2
BoS	0,2

Fonte: Autoria própria.

## 5.6 CONSIDERAÇÕES AMBIENTAIS

As considerações ambientais foram elaboradas de acordo com as considerações e equações apresentadas na seção 4.9 do referencial teórico, onde foi-se calculado o quanto de CO<sub>2</sub> será evitado com a instalação do sistema fotovoltaico.

## 5.7 SOFTWARE DE APOIO (PVSYST)

O *software* PVsyst é um aplicativo desenvolvido na Suíça para auxiliar arquitetos, engenheiros e pesquisadores do setor de energia solar (PVSYST, 2021). Nele, é possível que o usuário faça simulações de geração de energia de sistemas fotovoltaicos através de um algoritmo complexo e que permite muita customização. Os profissionais do setor utilizam o software para simular, por exemplo, cálculo de perdas por sombreamento e sujeira nos módulos, além de estimar a produção de energia considerando a eficiência de cada equipamento do SFV (SOARES, 2020).

Dispondo de uma ferramenta de modelagem 3D, o *software* consegue realizar estudos de sombreamento que outrora seria extremamente trabalhoso para o projetista realizar.

## 6 ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Ao decorrer deste capítulo, será apresentado os resultados obtidos através dos cálculos envolvidos no apêndice A, bem como as simulações demonstradas no apêndice B.

### 6.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA

O condomínio dispõe de uma grande área para a instalação do sistema, na forma de laje, sem grandes pontos de sombreamento próximo e com azimute de  $-5^\circ$ , ou seja, dispõe de face com pouca angulação referente ao norte geográfico. Desta forma, os módulos podem absorver a maior potência disponível, com menor índice de perdas por irradiação. A instalação será feita com estruturas de fixação para laje, conforme figura 31, subdivida em 6 *sheds*, com espaçamento de 5m entre os mesmos, visando o não sombreamento causado pelos módulos à frente. Cada *sheds* será composto por 20 módulos em série.

Figura 31 – Exemplo de suporte para laje.



Fonte: NTCSomar.

Os principais dados do sistema estão apresentados na tabela 13.

Tabela 13 – Dados do sistema.

Item	Descrição
Potência instalada	30 kWp
Potência dos módulos	250 Wp
Número de módulos	120
Potência do inversor	30 kWp
Número de MPPTs	2
Arranjo	3 strings de 20 módulos para cada MPPT
Método de instalação	Suporte sobre laje
Inclinação	$25^\circ$
Área de instalação	$139\text{m}^2$

Fonte: Autoria própria.

O datasheet do módulo e do inversor escolhidos encontra-se nos anexos B e C, respectivamente. A avaliação de conformidade da operação em MPPT é demonstrada no apêndice A, através das tabelas 22 e 23.

## 6.2 SOMBREAMENTO

Os principais pontos de sombreamento foram modelados com a ajuda do *software* PVsyst, onde foi-se feito um estudo de sombreamento visando a quantificação das perdas. Foi-se computado as perdas para o dia onde o sol permanece no horizonte por menos tempo (Equinócio de inverno) e também para a situação contrária (Solstício de dezembro). Deste modo, pôde-se verificar a irradiância para o pior e melhor caso, respectivamente. Conforme simulação, o sombreamento dos pontos próximos pouco afeta a produção do sistema proposto, evidenciado pela figura 32. As linhas contínuas representam o trajeto médio do sol para determinado período de tempo, já as tracejadas, representam os percentuais de perda. Por exemplo, para a linha contínua 1, referente ao dia onde o sol permanece menos tempo no horizonte, 22 junho, é possível analisar os pontos de cruzamento entre a linha contínua e a tracejada para calcular o percentual de perdas para determinado horário do dia, conforme ilustra a figura 45. De modo contrário, para a linha contínua 7, que representa o dia em que o sol permanece por mais tempo no horizonte, 22 de dezembro, nota-se que não existe nenhum ponto de interseção entre as linhas contínuas e tracejadas, resultando em perdas de 0%, conforme ilustra a figura 46. O modelo 3D utilizado pode ser visualizado na figura 44.

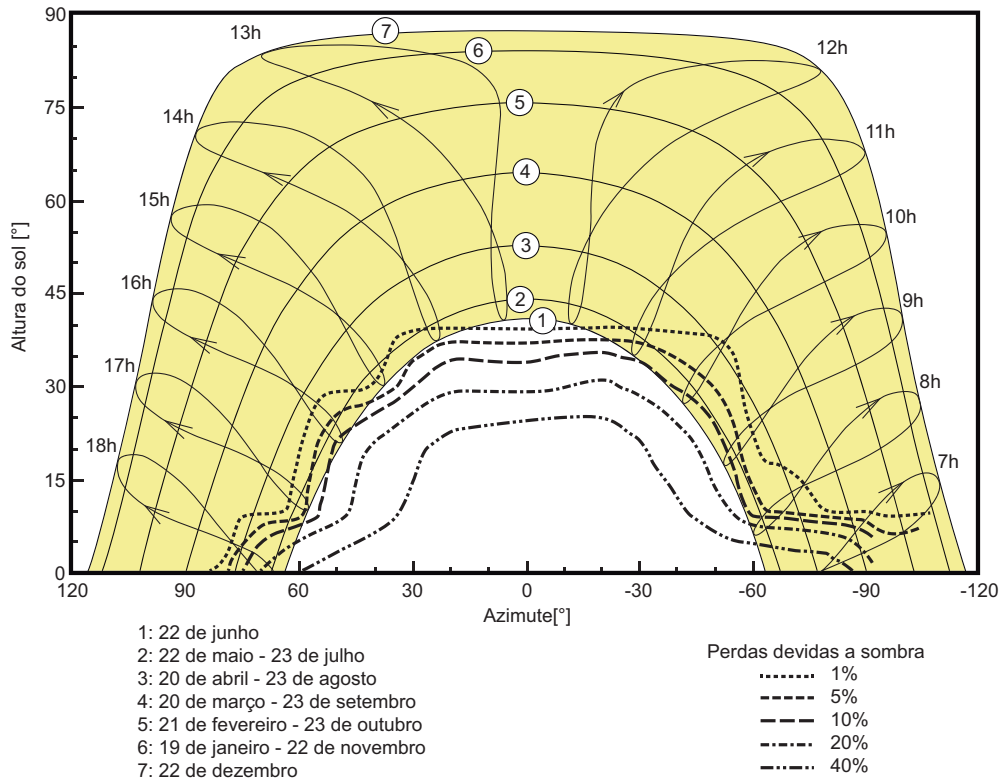
## 6.3 ANÁLISE DA GERAÇÃO DE ENERGIA

Através do *software* PVsyst, foi possível simular a quantidade de energia gerada pelo sistema. Os mecanismos de perdas por sujidade, disparidade entre os módulos (*mismatch*), irradiância, entre outros, foram contabilizados e podem ser visualizados através da figura 53. A geração de energia mensal pode ser vista no figura 33. O sistema proposto produzirá 43,4 MWh ao ano, ou seja, 3616,6 kWh ao mês. Como esperado, nos meses de menor irradiação solar, como maio, junho, e julho, o sistema produzirá menos energia. Ao mesmo passo, nos meses de maior irradiação solar, como novembro, dezembro e janeiro, o sistema produzirá mais energia. Para o caso dos meses de baixa irradiação solar, o sistema produzirá menos energia do que se espera, porém, o abatimento na fatura de energia ocorrerá através do sistema de compensação de créditos, o qual fornece créditos para o excedente de energia injetado na rede durante os períodos de maior produção.

Comparou-se então o valor calculado e simulado, como expõe a tabela 14.

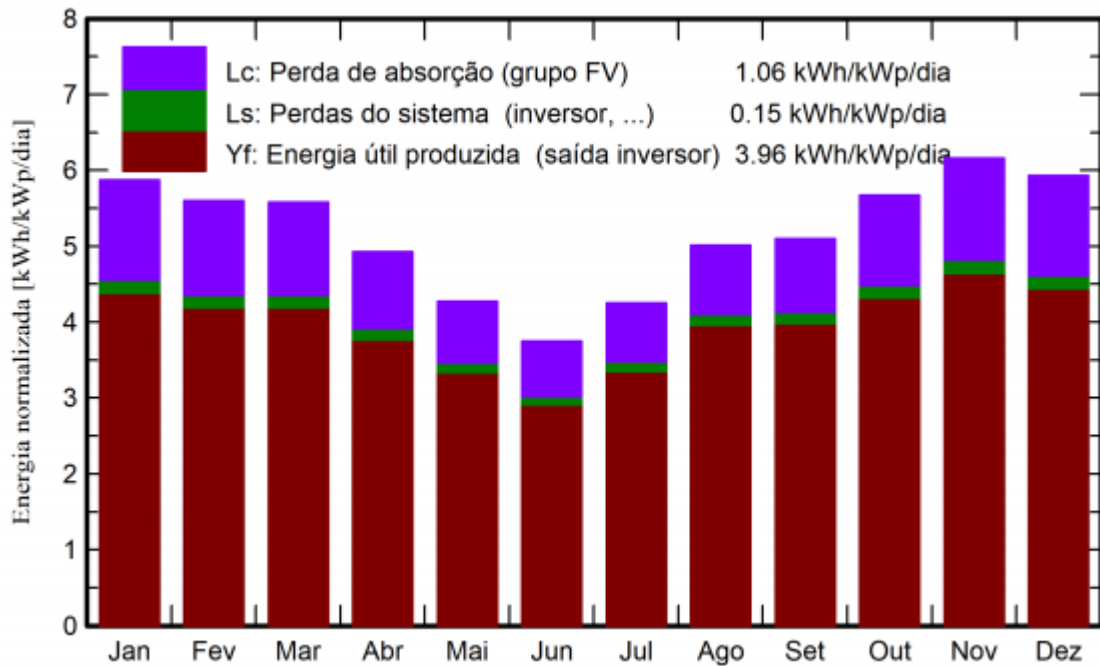
Esta diferença é explicada pela precisão do cálculo de perdas. Para o valor calculado, estimou-se uma eficiência do sistema como um todo de 0,85. Neste valor, está incluso as perdas de conversão do inversor, bem como perdas por cabeamento. Além disso, para o valor calculado, torna-se difícil quantificar as perdas por sombreamento. Já para a simulação, o método de cálculo

Figura 32 – Trajetória solar em Foz do Iguaçu/PR - Sistema proposto.



Fonte: Autoria própria.

Figura 33 – Produção Mensal - Simulação.



Fonte: Autoria própria.

Tabela 14 – Geração calculada vs Geração simulada.

Item	Calculado	Simulado
Geração de energia	3736,5 kWh	3616,6 kWh

Fonte: Autoria própria.

é feito a partir de um algoritmo sofisticado, que leva em conta inúmeros fatores de perdas, tais como perdas por LID (*Light Induced Degradation*) ou IAM (*Incidence Angle Modifier*), de modo mais preciso.

#### 6.4 CUSTOS DO SISTEMA

Utilizando como base os dados fornecidos pela empresa de estudos estratégicos Greener, apresentados na tabela 12, obteve-se o seguinte valor total do sistema.

Tabela 15 – Custo médio do sistema.

Item	Preço por Wp (R\$)	Preço total (R\$)
Módulos	2,50	75.000
Suporte	0,2	6.000
Inversor	1,50	45.000
Instalação	0,2	6.000
BoS	0,2	6.000
Total		138.000

Fonte: Autoria própria.

Substituindo os valores reais dos módulos e inversor encontrados através da ferramenta de busca Google, temos:

Tabela 16 – Custo do sistema.

Item	Preço unitário (R\$)	Preço total (R\$)
Módulos	649,00	77.800
Inversor	38.136,86	38.136,86
Instalação	0,2/Wp	6.000
BoS	0,2/Wp	6.000
Suporte	0,2/Wp	6.000
Total		140.016,36

Fonte: Autoria própria.

Deve-se ressaltar o fato da não cobrança do valor pela elaboração do projeto fotovoltaico e nem a margem de lucro da empresa, visto o caráter acadêmico deste trabalho.

## 6.5 ANÁLISE ECONÔMICA

A análise econômica do sistema proposto foi realizada através do fluxo de caixa simples, taxa interna de retorno, tempo de *payback* e taxa mínima de atratividade. Assumindo a manutenção do preço da energia elétrica em seu valor de R\$0,7574, conforme A, além da simulação de produção em 3616,6 kWh/mês e o valor médio da fatura de 3736,5 kWh, temos a tabela 17.

Tabela 17 – Economia na fatura

	Consumo/Produção (kWh)	Custo (R\$)
Consumo médio	3736,5	2830,02
Produção média	3616,6	-2739,21
Valor da nova fatura		90,80

Fonte: Autoria própria.

Para a elaboração do fluxo de caixa não descontado, levou-se em conta o investimento inicial do projeto e a economia gerada anualmente.

Tabela 18 – Fluxo de caixa sem desconto.

Ano	Custos (R\$)	Economia (R\$)	Diferença
0	140.016,36	0	-140.016,36
1	1.089,68	32.870,55	-108.235,49
2	1.089,68	32.870,55	-76.454,62
3	1.089,68	32.870,55	-44.673,75
4	1.089,68	32.870,55	-12.892,88
5	1.089,68	32.870,55	+18.887,99
6	1.089,68	32.870,55	+50.668,86
7	1.089,68	32.870,55	+82.449,73

Fonte: Autoria própria.

Como demonstrado pela tabela 18, a partir do 5º ano, já se atinge o tempo de *payback*, mais precisamente, em um período de 4 anos e 3 meses. Este valor está na faixa de tempo médio esperado de retorno, conforme publicação em (GREENER, 2020), sendo estimado um retorno de 4 anos e 2 meses, conforme a figura 34.

Para o cálculo do VPL, será utilizada uma TMA de 15%. Ou seja, espera-se um retorno de 15% referente ao capital investido no projeto. Através da equação 11 pode-se realizar o cálculo do VPL. Sabendo que a vida útil de um sistema fotovoltaico dura, em média, 25 anos, fazemos  $n = 25$ .

$$VPL = -H_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (11)$$

$$VPL = -140.016,36 + \sum_{t=1}^{25} \frac{31.870,87}{(1+0,15)^t}$$

$$VPL = R\$58.124,85$$

Igualando a equação 11 a 0, pode-se encontrar a TIR deste investimento.

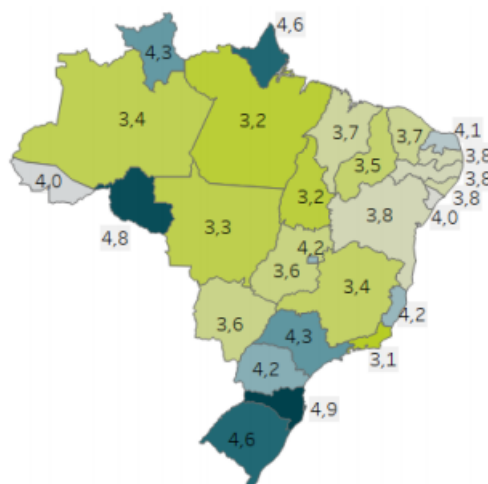
$$0 = -H_0 + \sum_{t=1}^{25} \frac{FC_t}{(1+i)^t}$$

$$0 = -140.016,36 + \sum_{t=1}^{25} \frac{31.780,87}{(1+TIR)^t}$$

$$TIR = 23\%$$

O valor da TIR indica que se o retorno exigido para o investimento for superior a 23%, o projeto não é financeiramente viável. Deste modo, como definimos a TMA em 15%, o projeto é viável e deve ser realizado.

Figura 34 – Estimativa média de *payback* por estado, em anos.



Fonte: (GREENER, 2020)

Tabela 19 – Avaliação financeira.

Item	Valor
Custo do sistema	R\$140.016,36
Tempo de Payback	4 anos e 3 meses
Taxa de atratividade (TMA)	15%
Valor presente líquido (VPL)	R\$58.124,85
Taxa interna de retorno (TIR)	23%

Fonte: Autoria própria.



## 6.6 EMISSÕES DE POLUENTES

Com a instalação do sistema proposto, além da economia de energia, evita-se a emissão de gases nocivos ao meio ambiente. A pegada de carbono é um conceito que rastreia a quantidade de poluentes emitidos ao longo da cadeia de produção de um determinado objeto. A energia solar fotovoltaica é vista como uma das energias mais limpas, ou seja, com a menor pegada de carbono, especialmente se comparada aos combustíveis fósseis. Para o sistema proposto, pode-se calcular a quantidade de  $C_{O_2eq}$  evitada ao utilizá-lo, ao invés do sistema interligado nacional (SIN). Ao longo de 25 anos utilizando o SIN, produziria-se gases nocivos de acordo com a equação 20:

$$E_{CO_2} = 25 \cdot 12 \cdot 3616,6kWh \cdot 0,0617 \quad (20)$$

$$E_{CO_2} = 58,51T \text{ de } CO_2$$

Utilizando o sistema fotovoltaico, com um fator de emissão de 0,021, temos:

$$E_{CO_2} = 25 \cdot 12 \cdot 3616,6kWh \cdot 0,021 \quad (21)$$

$$E_{CO_2} = 22,78T \text{ de } CO_2$$

Deste modo, será evitado 35,73 toneladas de  $CO_2$  com a adoção do sistema proposto. Este valor pode ser comparado com a estimativa realizada através da simulação do sistema pelo *software* PVsyst, conforme mostra a figura 52, onde foi-se computado o valor de 39,40 toneladas de  $CO_2$  evitados. Outra métrica de sustentabilidade se diz respeito ao número equivalente de árvores plantadas. Através da equação 16, podemos quantificar essa variável. O valor de 12,49 refere-se a remoção média de  $CO_2$  para as espécies nativas da mata atlântica no período de um ano.

$$Arvores \text{ plantadas} = Energia \text{ gerada}(kWh) \cdot \left( \frac{FE_{SIN}(kgCO_2/kWh)}{12,49(kgCO_2/arvore)} \right) \quad (16)$$

$$Arvores \text{ plantadas} = 12 \cdot 3616,6 \cdot \left( \frac{0,067}{12,49} \right)$$

$$Arvores \text{ plantadas} = 25 \cdot 232,8 = 5820$$

Deste modo, a adoção do sistema proposto, em detrimento à utilização do SIN, é o equivalente ao plantio de 5820 árvores do bioma mata atlântica.

## 7 CONCLUSÃO

Com o auxílio da ferramenta PVsyst, pôde-se fazer uma análise crítica entre os cálculos realizados e as simulações. Nota-se uma pequena diferença entre os dois, sendo a produção simulada ligeiramente menor à calculada devido a computação de perdas elétricas mais detalhadas. O estudo de sombreamento, realizado através da modelagem 3D da instalação e seus pontos de sombreamentos mais próximos, provou que a paisagem ao redor do empreendimento de pouco interfere na produção do sistema. O sistema proposto não irá produzir energia suficiente para suprir a demanda total do condomínio, porém, acarretará, em média, numa redução de 96,79% no faturamento da energia elétrica ao mês.

A análise financeira demonstrou que trata-se de um investimento viável, com um tempo de retorno de investimento de 4 anos e 3 meses, sendo a previsão de vida útil do sistema de 25 anos, com manutenções mínimas. Nota-se a manutenção do preço da tarifa de energia para fins de cálculo, uma vez que se torna extremamente trabalhoso realizar a predição da flutuação dos preços.

Com a adoção do sistema proposto e sua geração de energia limpa, ao longo de seus 25 anos de uso, a quantidade de emissão de  $C_{O_2}$  evitada é o equivalente ao plantio de 5820 árvores do bioma mata atlântica.

O sistema proposto se provou extremamente viável, e se possível, deverá ser implementado. Além da economia financeira, o sistema ajudará ativamente para a preservação do meio ambiente, contribuindo para a transição da matriz elétrica mundial, hoje majoritariamente composta por combustíveis fósseis, através da adoção de uma fonte de energia limpa e renovável.

### 7.1 TRABALHOS FUTUROS

Recomenda-se como extensão deste trabalho, a avaliação e comparação do sistema proposto com diferentes topologias, como microinversores ou otimizadores, bem como diferentes arranjos e modelos de placas fotovoltaicas. Outro ponto interessante é a produção de um sistema de proteção de descargas atmosféricas para o condomínio.

## REFERÊNCIAS

- ABGD. **Geração distribuída alcança 5 GW de potência instalada.** 2021. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53164703/geracao-distribuida-alcanca-5-gw-de-potencia-instalada>>. Acesso em: 25 de março de 2021.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº482/2012.** 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>. Acesso em: 29 de março de 2021.
- ANEEL. **Sistema de Bandeiras Tarifárias.** 2015. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 11 de abril de 2021.
- ANEEL. **Geração Distribuída.** 2018. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 25 de março de 2021.
- ATLAS, G. S. **Global Solar Atlas.** 2021. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/map>>. Acesso em: 11 de abril de 2021.
- BALFOUR, J. et al. **Introdução ao Projeto de Sistemas Fotovoltaicos.** 1. ed. Rio de Janeiro, RJ: LTC, 2019.
- BARROS, B. F. de et al. **Gerenciamento de Energia - Ações Administrativas e Técnicas de Uso Adequado da Energia Elétrica.** 2. ed. São Paulo, SP: Editora Érica - Editora Saraiva, 2017.
- BARROS, B. F. de et al. **Eficiência Energética: Técnicas de Aproveitamento, Gestão de Recursos e Fundamentos.** 1. ed. São Paulo, SP: Érica-Saraiva, 2018.
- BEN. **Balanço Energético Nacional.** 2020. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-528/BEN2020\\_sp.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-528/BEN2020_sp.pdf)>. Acesso em: 11 de abril de 2021.
- BLOOMBERG. **Bloomberg New Energy Finance.** 2019. Disponível em: <<https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/32700/GTR20.pdf?sequence=1>>. Acesso em: 13 de abril de 2021.
- BÜHLER. **A importância da determinação do espectro da radiação local para um correto dimensionamento das tecnologias de conversão.** 2015. Disponível em: <[http://www.inee.org.br/forum\\_ger\\_distrib.asp?Cat=gd](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=gd)>. Acesso em: 24 de março de 2021.
- CIÊNCIA, T. e. I. Ministério da. **Fator Médio - Inventários Corporativos.** 2020. Disponível em: <[https://antigo.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/textogeral/emissao\\_corporativos.html](https://antigo.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/textogeral/emissao_corporativos.html)>. Acesso em: 19 de abril de 2021.
- COPEL. **Atlas do Potencial Eólico do Estado do Paraná.** 2007. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas\\_eolico/Atlas\\_do\\_Potencial\\_Eolico\\_do\\_Estado\\_do\\_Parana.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas_do_Potencial_Eolico_do_Estado_do_Parana.pdf)>. Acesso em: 11 de abril de 2021.
- COPEL. **Norma Técnica Copel 905200.** 2014. Disponível em: <[https://copel0.sharepoint.com/:b/s/documentos-site-copel/EYk4Zb5jkBIKout\\_\\_0GwFsgBiTLqj1LKvG-lzJokIOOIVg?e=7Fo1Gx](https://copel0.sharepoint.com/:b/s/documentos-site-copel/EYk4Zb5jkBIKout__0GwFsgBiTLqj1LKvG-lzJokIOOIVg?e=7Fo1Gx)>. Acesso em: 29 de março de 2021.

COSTA, I. F. da; MAROJA, A. de M. **Astronomia diurna: medida da abertura angular do Sol e da latitude local**. 2017. Disponível em: <[https://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1806-11172018000100601](https://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1806-11172018000100601)>. Acesso em: 31 de março de 2021.

ENERGIA, S. **Como funciona o medidor bidirecional da energia solar?** 2019. Disponível em: <<https://solisenergia.com.br/como-funciona-o-medidor-bidirecional-da-energia-solar/>>. Acesso em: 6 de abril de 2021.

FILHO, J. M. **Instalações Elétricas Industriais**. 9. ed. Rio de Janeiro, RJ: LTC, 2018.

GREENER. **Estudo Estratégico de Geração Distribuída - Mercado Fotovoltaico**. 2020. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/wp-content/uploads/2021/01/Estudo-Estrategico-de-Geracao-Distribuida-2%C2%B0-sem-2020-Mercado-Fotovoltaico-1-5.pdf>>. Acesso em: 21 de abril de 2021.

IEA. **Global Energy Review 2021**. 2021. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021>>. Acesso em: 27 de abril de 2021.

IEEE. **Solar Energy Isn't Always as Green as You Think**. 2014. Disponível em: <<https://spectrum.ieee.org/green-tech/solar/solar-energy-isnt-always-as-green-as-you-think>>. Acesso em: 11 de abril de 2021.

JORDHEIM Øystein. **Angle Dependent Reflectance and Performance of Solar Cells and Absorbers**. 2018. Disponível em: <<https://munin.uit.no/bitstream/handle/10037/13554/thesis.pdf?sequence=2&isAllowed=y>>. Acesso em: 31 de março de 2021.

LETCHER, T. M. **Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines**. 1. ed. Londres, UK: Elsevier, 2017.

MANWELL, J. F. et al. **Wind Energy Explained: Theory, Design and Application**. 3. ed. West Sussex, UK: Wiley, 2009.

MARTINS, F. R. et al. **Mapas de irradiação solar para o Brasil – Resultados do Projeto SWERA**. 2005. Disponível em: <<http://marte.dpi.inpe.br/col/ltid.inpe.br/sbsr/2004/11.19.15.49/doc/3137.pdf>>. Acesso em: 11 de abril de 2021.

MOREIRA, J. R. S. **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética**. 1. ed. Rio de Janeiro, RJ: LTC, 2019.

OLIVEIRA, J. A. N. de. **Engenharia Econômica: uma abordagem às decisões de investimento**. 1. ed. São Paulo, SP: McGraw-Hill, 1982.

OSE. **Sistema solar fotovoltaico na Amazônia**. 2017. Disponível em: <<https://www.oseletrico.com.br/sistema-solar-fotovoltaico-na-amazonia/>>. Acesso em: 31 de março de 2021.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 1. ed. Rio de Janeiro, RJ: CRESESB, 2014.

PVSYST. <https://www.pvsyst.com/>. 2021. Disponível em: <<https://www.pvsyst.com/>>. Acesso em: 31 de março de 2021.

REIS, L. B. dos. **Geração de Energia Elétrica**. 3. ed. Barueri, SP: Manole, 2017.

SCHNEIDER ELECTRIC. **Solar Panel Temp Coefficient in %/Deg C**. 2018. Disponível em: <<https://www.se.com/ww/en/faqs/FA229310/>>. Acesso em: 22 de abril de 2021.

SERRAO, M. A. dos S. **Dimensionamento fotovoltaico para uma casa de veraneio em Pouso da Cajaíba - Paraty**. 2010. Disponível em: <<http://www.monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10000620.pdf>>. Acesso em: 25 de março de 2021.

SMETS, A. et al. **Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion, Technologies and Systems**. 1. ed. Cambridge, UK: UIT Cambridge, 2016.

SOARES, T. **Pvsyst: Descubra as principais características da Ferramenta de SFV's**. 2020. Disponível em: <<https://institutosolar.com/software-pvsyst/>>. Acesso em: 31 de março de 2021.

SOLARVOLT. **Sustentabilidade Ambiental**. 2019. Disponível em: <<https://www.solarvoltenergia.com.br/blog/sustentabilidade-ambiental/>>. Acesso em: 19 de abril de 2021.

SUMATHI, S. et al. **Solar PV and Wind Energy Conversion Systems: An Introduction to Theory, Modeling with MATLAB/SIMULINK, and the Role of Soft Computing Techniques**. 1. ed. Suíça: Springer, 2015.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações: Sistemas Isolados e Conectados à Rede**. 2. ed. São Paulo, SP: Editora Érica, 2015.

WILD-SCHOLTEN, M. J. M. de. **Energy payback time and carbon footprint of commercial photovoltaic systems**. 2013. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0927024813004455>>. Acesso em: 19 de abril de 2021.

## Apêndices

## APÊNDICE A – MEMORIAL DE CÁLCULO

### A.1 AVALIAÇÃO DO POTENCIAL ENERGÉTICO DO LOCAL

Tabela 20 – Coordenadas do empreendimento.

Latitude	Longitude	Altura
-24.54 °S	-54.58 °W	166m

Fonte: Autoria própria.

Utilizando o *software* PVsyst e inserindo a localização no mapa interativo, temos os seguintes valores:

Tabela 21 – Potencial energético.

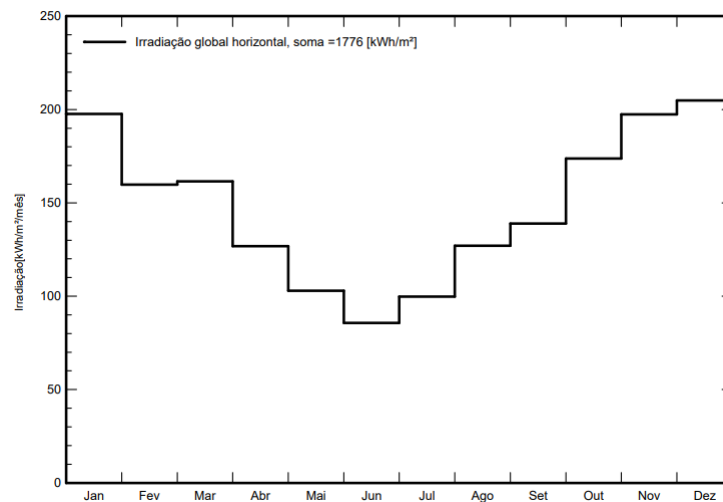
Irradiação Global (Ano)	Irradiação Global (Junho)	Irradiação Global (Dezembro)
1776.1 kWh/m <sup>2</sup>	85.7 kWh/m <sup>2</sup>	204.9 kWh/m <sup>2</sup>

Fonte: Autoria própria.

Com o valor da irradiação global, podemos estimar as horas de sol pleno no local (HSP), através da equação 22

$$HSP = \frac{1776 \text{ kWh/m}^2}{30 \cdot 12} = 4,93. \quad (22)$$

Figura 35 – Irradiação solar ao longo do ano.



Fonte: PVsyst.

## A.2 CONSUMO MÉDIO E DIMENSIONAMENTO

Avaliando a fatura de energia elétrica elétrica fornecida pelo consumidor no anexo A, através de uma média simples entre os últimos 12 meses do ano, podemos estimar o consumo médio anual.

$$C = 3736,5kWh/mensal$$

Para determinar a potência do sistema, utilizamos da equação 17.

$$P = \frac{E_c}{\eta \cdot 30 \cdot HSP} \quad (17)$$

$$P = \frac{3736,5kWh}{0,85 \cdot 30 \cdot 4,933}$$

$$P = 29,70kWp$$

Os módulos escolhidos são da marca Canadian Solar, modelo CS6P-250P, silício policristalino, que produzem 250 Wp. Seu datasheet se encontra no anexo B. Assim, basta encontrar a razão entre a potência total do sistema e a potência de um único módulo para descobrirmos o número de módulos no sistema.

$$N = \frac{29,7k}{250} = 118,8$$

Pela necessidade de arredondar para um número inteiro, além da adição de um fator de sobre-dimensionamento, escolhemos então utilizar 120 módulos. Isso nos dá uma potência do sistema de 30 kWp. O inversor escolhido é também da Canadian Solar, modelo CSI-30KTL-GI-L, de 30 kW de potência.

## MPPT E COMPENSAÇÃO DE TEMPERATURA

O inversor escolhido dispõe de 2 MPPT e 3 entradas CC para cada um deles. Sua faixa de operação MPPT, ou seja, a faixa de tensão em que o inversor consegue assegurar a máxima potência gerada, é de 200V - 850V. Deste modo, a tensão CC de cada entrada deve ficar nesta mesma faixa. Tendo 120 módulos, escolheu-se dividi-los em 6 strings de 20 módulos cada. Cada trio de strings será governado por um MPPT diferente, utilizando todas as 6 entradas disponíveis. Assim, necessita-se verificar a conformidade desta faixa de operação.

Cada módulo, de acordo com o datasheet encontrado no anexo B, tem uma tensão de circuito aberto  $V_{oc}$  de 37,2. A tensão total então será:

$$V_{oc} = 37,22V \cdot 20 = 744V \implies 200 < 744 < 850$$



Além disto, cada módulo tem uma corrente de curto circuito de 8,87A. Como mostra o datasheet no anexo C, a máxima corrente suportada por MPPT é 28,5A. Como o arranjo será composto de 3 strings por MPPT, a corrente máxima que teremos, por MPPT, é:

$$I_{sc} = 8,87 \cdot 3 = 26,61 \implies 26,61A < 28,5A$$

Porém, estes valores não refletem a operação real do módulo. Os valores do datasheet fazem uso de *standard test conditions* (STC), com temperatura e irrândiância controlada, de 25°C e 1000 kWh/m<sup>2</sup>, respectivamente. Para compensar esta diferença, devemos utilizar a equação 23 (SCHNEIDER ELECTRIC, 2018) e substituir valores para as temperaturas máximas e mínimas históricas na localidade. Com temperaturas maiores,  $V_{oc}$  diminui e  $I_{sc}$  aumenta. O contrário é verdadeiro para temperatura menores. O coeficiente de temperatura é dado pelo datasheet do módulo e é representado por  $\alpha_t$ .

$$\Delta V_{oc} = \frac{\alpha_t}{100} \cdot V_{oc} \cdot (T^{\circ}C - 25^{\circ}C) \quad (23)$$

A maior temperatura registrada para a cidade de Foz do Iguaçu é de 40°C. A mínima temperatura registrada para a cidade de Foz do Iguaçu é de -5°C. Deve-se levar em conta a temperatura de operação da célula.

#### MÁXIMA TEMPERATURA

Para a máxima temperatura temos  $T = 40^{\circ}C + 30^{\circ}C$ , de modo que:

$$\Delta V_{oc} = -0,0034 \cdot 37,2 \cdot (70^{\circ}C - 25^{\circ}C)$$

$$\Delta V_{oc} = -5,76V$$

$$V_{oc_{new}} = V_{oc_{old}} + \Delta V_{oc}$$

$$V_{oc_{new}} = 37,2 + (-5,76) = 31,44$$

Para  $I_{sc}$ , usa-se a equação 24. É importante ressaltar que o coeficiente de temperatura  $\alpha$  não é o mesmo para  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$ . Deve-ser olhar atentamente ao datasheet do módulo.

$$\Delta I_{sc} = \frac{\alpha}{100} \cdot I_{sc} \cdot (T^{\circ}C - 25^{\circ}C) \quad (24)$$

$$\Delta I_{sc} = \frac{0,065}{100} \cdot 8,87 \cdot (70^{\circ}C - 25^{\circ}C)$$

$$\Delta I_{sc} = 0,25$$

$$I_{sc_{new}} = I_{sc_{old}} + \Delta I_{sc}$$

$$I_{sc_{new}} = 9,12.$$

### MÍNIMA TEMPERATURA

Para a mínima temperatura temos  $T = -5^{\circ}C$ , pois estamos levando em conta o pior momento, justamente quando a célula começa a gerar energia e ainda não atingiu sua temperatura habitual de operação:

$$\Delta V_{oc} = \frac{\alpha_t}{100} \cdot V_{oc} \cdot (T^{\circ}C - 25^{\circ}C) \quad (23)$$

$$\Delta V_{oc} = -0,0034 \cdot 37,2 \cdot (-5^{\circ}C - 25^{\circ}C)$$

$$\Delta V_{oc} = 3,79V$$

$$V_{oc_{new}} = V_{oc_{old}} + \Delta V_{oc}$$

$$V_{oc_{new}} = 37,2 + 3,79 = 40,99V$$

Para  $I_{sc}$ :

$$\Delta I_{sc} = \frac{\alpha_t}{100} \cdot I_{sc} \cdot (T^{\circ}C - 25^{\circ}C) \quad (24)$$

$$\Delta I_{sc} = \frac{0,065}{100} \cdot 8,87 \cdot (-5^{\circ}C - 25^{\circ}C)$$

$$\Delta I_{sc} = -0,172$$

$$I_{sc_{new}} = I_{sc_{old}} + \Delta I_{sc}$$

$$I_{sc_{new}} = 8,697.$$

Na tabela 22, podemos ver o resumo dessas operações e como as grandezas se comportam com a variação da temperatura.

Na tabela 23, é levado em conta o arranjo fotovoltaico, como dito no começo do apêndice. Serão 3 strings por MPPT, compostas por 20 módulos cada. Assim, podemos verificar se o sistema vai operar dentro da faixa de máxima potência.

Tabela 22 – Grandezas com correção de temperatura.

Grandeza	STC	T=70°C	T=-5°C
$V_{oc}$	37,2V	31,44V	40,99V
$I_{sc}$	8,87A	9,12A	8,69A

Fonte: Autoria própria.

Tabela 23 – Funcionamento em MPPT.

Grandeza	Arranjo (min)	Arranjo (máx)	Faixa de MPPT
$V_{oc}$	628,8V	819,8V	200 < V < 850
$I_{sc}$	26,07A	27,36A	>28,5A

Fonte: Autoria própria.

Deste modo, podemos verificar que o arranjo escolhido mantém suas especificações de operação dentro da faixa de MPPT do inversor, tendo sua tensão de funcionamento dentro dos limites, bem como a soma das correntes em *string* sendo menores do que o limite de entrada por MPPT.

## DIMENSIONAMENTO DOS COMPONENTES DE PROTEÇÃO

No datasheet dos componentes, já é especificado qual a bitola ideal para o cabeamento. Além disso, como será realizado, na compra de um kit fotovoltaico com *string box*, todos esses componentes já vem prontos. Porém, para efeitos acadêmicos, serão calculados de acordo com a norma IEC: 60364-7-712 e NBR:5410.

## CABEAMENTO

A norma IEC 60364-7-712, que diz respeito as instalações fotovoltaicas, recomenda que a corrente que o cabo deve suportar, necessita ser 1,35 vezes maior do que a corrente da *string*. Em termos matemáticos:

$$I_{cabo_{string}} = I_{sc_{mx}} \cdot 1,35 \quad (25)$$

$$I_{cabo_{string}} = 9,12 \cdot 1,35 = 12,31A$$

Devemos também nos basear no critério de queda de tensão apresentado na NBR:5410. Para circuitos terminais, adota-se uma máxima queda de tensão admissível de 4%. Já para instalações que dispõem de uma subestação própria ou geração própria, a máxima queda de tensão admissível é 7%. Para padronização, iremos utilizar uma máxima tensão admissível de 2% para todos os circuitos. A equação 26 é utilizada para determinar a seção do cabo.

$$A > \frac{\rho \cdot 2 \cdot L \cdot I \cdot 10^6}{\Delta V\% \cdot V_{mpp}} [mm^2] \quad (26)$$

Onde:

$A$  : Seção nominal do condutor, em  $mm^2$ ;

$\rho$  : Resistividade elétrica do cobre a  $70^\circ C$ ;

$L$  : Comprimento do circuito;

$I$  : Máxima corrente de *string*;

$\Delta V\%$  : Queda de tensão admissível;

$V_{mpp}$  : Tensão de operação MPPT da string.

Assumindo  $L = 20m$ ,  $I = 9,12$ ,  $V_{mpp} = 602$  ( $V_{mpp} = 30,1.20$ , vide anexo B),  $\rho = 2,2.10^{-8}\Omega.m$  e  $\Delta V\% = 0,02$ .

$$A > \frac{2,2.10^{-8} \cdot 2 \cdot 20 \cdot 9,12 \cdot 10^6}{0,02 \cdot 602}$$

$$A > 0,66mm^2$$

Deve-se então escolher a seção nominal acima, conforme tabela 36 da NBR:5410. Porém, a mesma norma nos diz que circuitos terminais devem ter seção mínima de  $2,5mm^2$ , o qual será utilizado.

Sendo um um MPPT composto por 3 strings, devemos dimensionar também o cabeamento CC principal, que conecta a caixa de junção dos módulos no inversor. Utilizando as equações 27 e 26, de modo que  $I = 27,36$  e  $L = 5m$ , temos:

$$I_{cabo_{principal}} = 27,36 \cdot 1,35 = 36,93A$$

$$A > 0,499m^2$$

Deste modo, será utilizado a seção nominal de  $4mm^2$ , método de instalação E (2 condutores carregados ao ar livre), da tabela 38, que encontra-se na NBR:5410.

Para a parte CA, da saída do inversor até a conexão com o barramento do quadro de distribuição geral (QDG), utiliza-se também a norma NBR:5410. A capacidade de condução de corrente deve ser 1,25 maior do que a corrente em potência nominal. Assim, temos:

$$I_{ca} = I_{inv} \cdot 1,25 \quad (27)$$

$$I_{ca} = \frac{P_{nom}}{V_{nom}} \cdot 1,25$$

$$I_{ca} = \frac{30000}{220} \cdot 1,25 = 170A$$

$$A > \frac{2,2.10^{-8} \cdot 2 \cdot 5 \cdot 136,36 \cdot 10^6}{0,02 \cdot 220}$$

$$A > 6,81mm^2$$

Para que ambas as condições sejam aceitas, deve-se utilizar cabos de cobre de  $50mm^2$ , método de instalação E, ao ar livre, conforme tabela 38 da NBR:5410.

## DISJUNTORES

Deve-se prever a utilização de um disjuntor CC de modo que seja possível desconectar os módulos fotovoltaicos do restante da instalação, seja para manutenção ou proteção. O dimensionamento também se dá pela NBR:5410. Em termos matemáticos:

$$1,25 \cdot I_{mpp} < I_{nom_{disjuntor}} < I_z \quad (28)$$

Onde:

- $I_z$  : Corrente máxima suportada pelos cabos
- $I_{nom_{disjuntor}}$  : Corrente nominal de operação do disjuntor

Para este trabalho, temos:

$$I_{mpp} = 8,30 \cdot 3 = 24,9A$$

$$I_z = 28A$$

Escolhe-se então um disjuntor com corrente nominal de 25A. Para a proteção do lado CA, utilizamos os valores em máxima potência do arranjo. Ou seja:

$$I_{mpp} = \frac{P_{mpp}}{V_{inv}}$$

$$I_{mp} = \frac{(30 \cdot 1 \cdot 20) \cdot 8,30 \cdot 6}{220} = 136A$$

$$I_z = 180A$$

Utilizando a equação 28, encontramos a seguinte inequação:

$$136A < I_{nom_{disjuntor}} < 180A$$

Por fim, escolhemos um disjuntor tripolar de 150A.

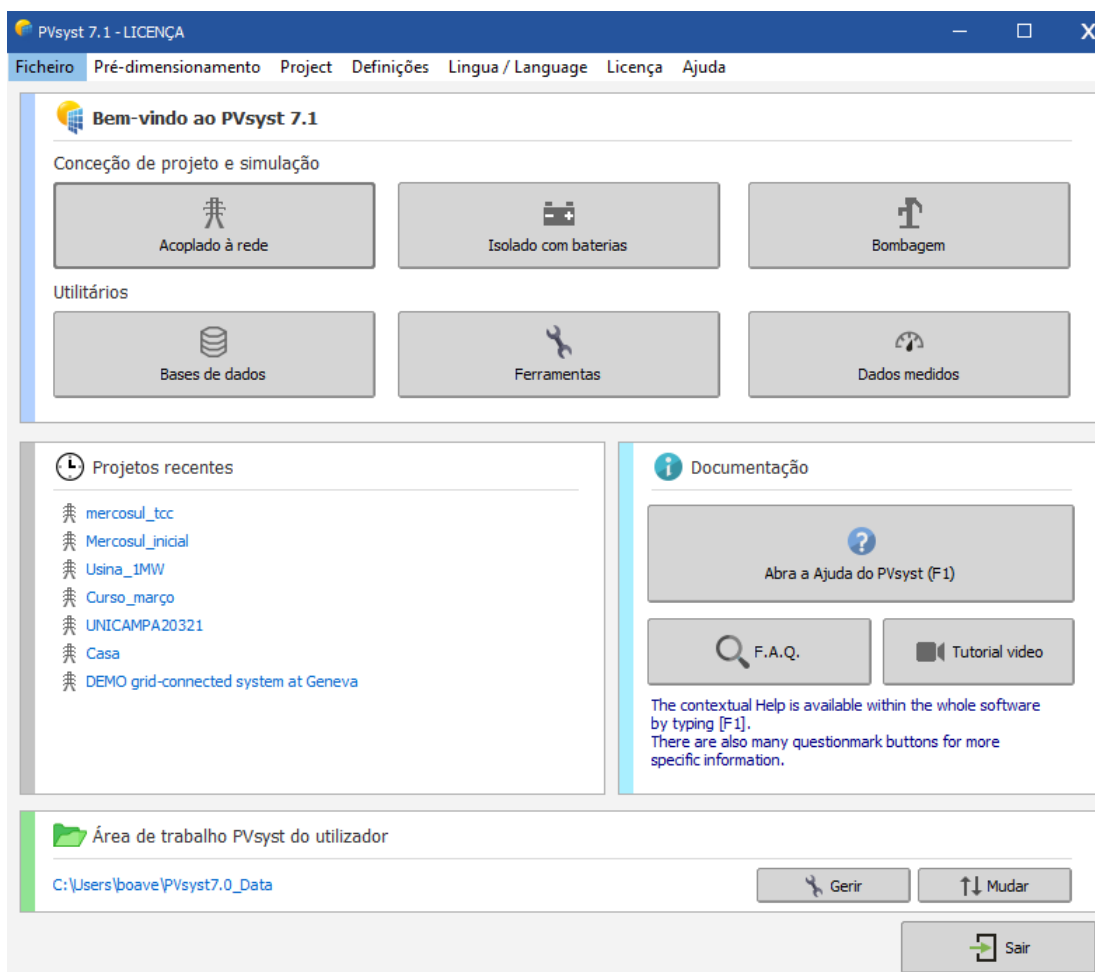
## APÊNDICE B – SIMULAÇÃO - PVSYST

Neste apêndice será apresentado as simulações com o *software* PVsyst a partir dos parâmetros calculados no apêndice A, para fins de validação e análise.

### INSERÇÃO DOS DADOS

Na tela inicial do PVsyst, escolhemos a opção "acoplado à rede", conforme figura 36.

Figura 36 – Tela inicial do PVsyst.



Fonte: Autoria própria.

Em seguida, inserimos a localidade desejada para a simulação do sistema, a cidade de Foz do Iguaçu - PR. Na figura 37 é apresentado os dados de irradiação fornecidos pelo *software*, além de informações iniciais, como velocidade média do vento, umidade relativa, entre outros. Na figura 38, é fornecido o diagrama de trajetória solar para o local desejado.

Após a seleção do local e da estação meteorológica utilizada, parte-se para o dimensionamento do sistema, inserindo os dados conforme valores calculados e especificados no apêndice

Figura 37 – Dados de irradiação - PVsyst.

Localização **Foz do Iguaçu (Brazil)**

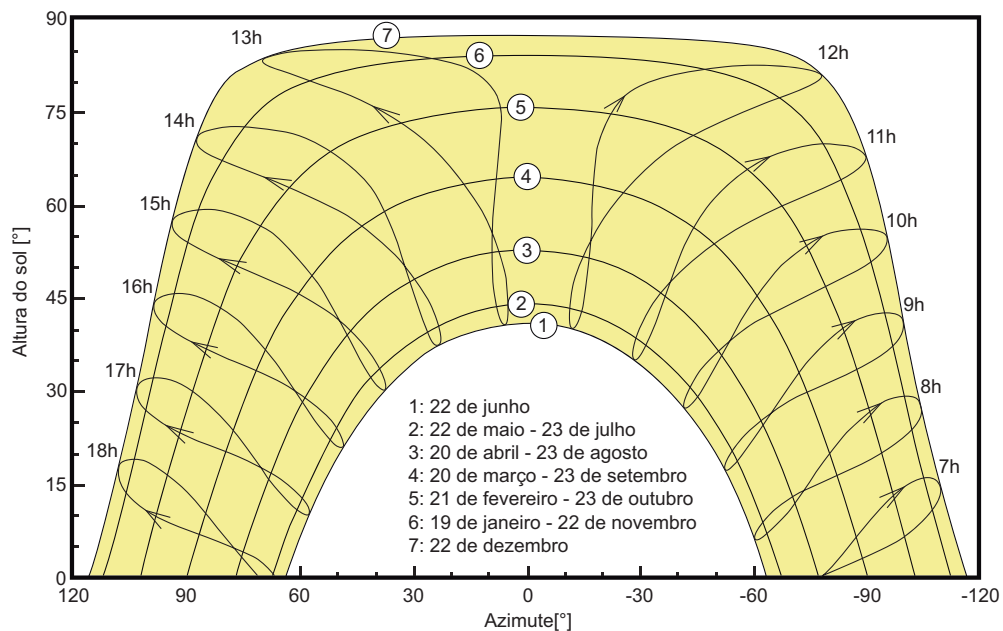
Fonte dos dados **Meteonorm 7.3 (2006-2017), Sat=100%**

	Irradiação global horizontal	Irradiação difusa horizontal	Temperatura	Velocidade do vento	Linke turbidity	Relative humidity
	kWh/m <sup>2</sup> /mês	kWh/m <sup>2</sup> /mês	°C	m/s	[-]	%
Janeiro	197.6	96.8	25.9	2.29	3.358	74.2
Fevereiro	159.8	77.1	25.5	2.09	3.317	73.7
Março	161.5	69.1	25.3	2.10	3.216	72.5
Abril	126.8	55.1	22.4	2.09	3.116	77.6
Maio	103.0	40.7	17.8	2.19	2.897	81.4
Junho	85.7	41.4	17.1	2.09	3.188	83.1
Julho	99.8	41.4	16.3	2.50	3.128	77.3
Agosto	127.0	55.5	18.6	2.70	4.013	69.6
Setembro	138.9	69.7	19.3	2.90	5.169	70.8
Outubro	173.7	85.4	23.0	2.80	4.047	71.8
Novembro	197.4	82.2	23.7	2.59	3.437	71.0
Dezembro	204.9	91.0	25.4	2.29	3.448	71.4
<b>Ano</b>	<b>1776.1</b>	<b>805.4</b>	<b>21.7</b>	<b>2.4</b>	<b>3.528</b>	<b>74.5</b>

**Irradiação global horizontal variação de um ano para o outro 5%**

Fonte: Autoria própria.

Figura 38 – Trajetória do sol em Foz do Iguaçu/PR (sem sombreamento).



Fonte: Autoria própria.

A e demonstrados na figura 39.

- 120 módulos fotovoltaicos Canadian Solar CS6P-250W;
- Inversor Canadian Solar CSI-30KTL-GI-L de 30kW (2 MPPT).

Com a definição do arranjo do sistema, devemos então inserir os dados de inclinação,

Figura 39 – Dimensionamento preliminar.

**Sub-grupo**

Nome e orientação do sub-grupo  
 Nome: Grupo FV  
 Inclinação: 25°  
 Oriente: Sheds ilimitados  
 Azimute: -5°

Ajuda para o dimensionamento  
 Sem pré dim.  
 Introduza Pnom desejado: 0.0 kWp  
 ... ou superfície disponível(módulos): 0 m²

Seleção do módulo FV  
 Todos os módulos | Filter: Todos os módulos FV  
 Canadian Solar Inc. | 250 Wp 25V | Si-poly | CS6P - 250P | Até 2016 | Manufacturer 2015  
 Use optimizer  
 Dimens. das tensões: Vmpp (60°C) 25.3 V  
 Vco (-10°C) 41.8 V

Seleção do inversor  
 Todos os inversores | Output voltage 220 V Mono 50Hz  
 Canadian Solar Inc. | 30 kW | 200 - 800 V TL | 50/60 Hz | CSI-30KTL-G1-L | Desde 2017  
 Número de entradas: 2 | Tensão de funcionamento: 200-800 V | Inverter power used: 30.0 kWac  
 Utilize multi-MPPT | Tensão máxima entrada: 1000 V | inversor com 2 MPPT

Dimensionamento do grupo  
 Número de módulos e strings  
 Mod. em série: 20 | entre 8 et 23  
 Nr. strings: 6  
 Perdas sobre-pot. 0.0 %  
 Rácio Pnom 1.00  
 Ver dimension.  
 Nr. módulos: 120 | Superfície: 193 m²

Condições de funcionamento  
 Vmpp (60°C) 50.5 V  
 Vmpp (20°C) 616 V  
 Vco (-10°C) 837 V  
 Irradiã. no plano 1000 W/m²  
 Imp (STC) 50.1 A  
 Isc (STC) 53.2 A  
 Potênc. Máx. em funcionamento (em 1000 W/m² e 50°C) 26.7 kW  
 Max. dados |  STC  
 Potência nom. grupo (STC) 30.0 kWp

Resumo do sistema global  
 Número de módulos: 120  
 Superfície módulos: 193 m²  
 N.º de inversores: 1  
 Potência FV nominal: 30.0 kWp  
 Potência máxima FV: 28.7 kWDC  
 Potência AC nominal: 30.0 kWAC  
 Rácio Pnom: 1.000

Resumo do sistema | Esquema simplificado | Anular | OK

Fonte: Autoria própria.

azimute e perdas, conforme especificado no apêndice A. Sabendo-se a latitude do local e utilizando a tabela 2, definiu-se a inclinação do sistema como 25°, com um azimute de -5°, referente a localização da instalação. O próximo passo foi a inserção das perdas por cabeamento CA e CC. Para a parte CC, foi utilizado as seções nominais e distâncias do memorial de cálculo, demonstrado na figura 40. O arranjo utilizado e quais distâncias correspondem a qual parte no layout está demonstrado na figura 41.

Figura 40 – Perdas no cabeamento CC.

**Wiring layout**

One string : 20 módulos

String module connections: 20 m, 2.5 mm²

Connections to main box: 5 m, 4 mm²

Main box to inverter: 5 m, 50 mm²

Please specify the total wire length for each circuit ("Sketch" button)

Per circuit

Corrente A	Resistance mΩ
8.3	150
24.9	24
24.9	2

Global array

	Resistance mΩ
6 strings :	25.1
2 groups :	11.8
2 inversores :	0.940

Field global wiring resistance: 37.8 mΩ

MPP loss fraction at STC: 0.3 %

Total copper mass: 7 kg

Total wire cost: 0 BRL

Wiring layout

Number of groups (global): 2.0

Number of strings per group: 3.0

Wiring layout

Parallel strings  
 Groups of parallel strings

Optimization

Target loss fraction: 1.5 %

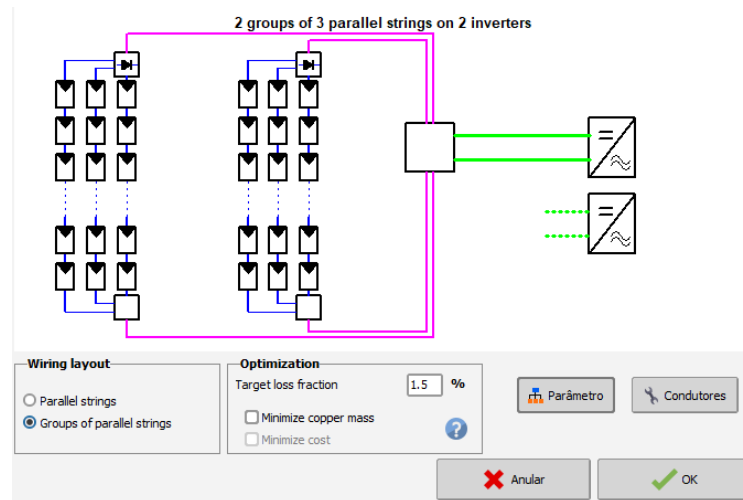
Minimize copper mass  
 Minimize cost

Schema | Condutores | Anular | OK

Fonte: Autoria própria.



Figura 41 – Layout de cabamentos CC.



Fonte: Autoria própria.

Para a parte em CA, os mesmos critérios foram utilizados. A figura 42 demonstra os valores escolhidos.

Figura 42 – Perdas no cabeamento CA.

perdas AC após inversor

Circuito AC: inversor para o ponto de injeção (per inverter)

- Uses AC circuit ohmic loss
- Comp. inv. até inj.: 5.0 m
- Fração de perdas em STC: 0.22 %
- Wire section: 50 mm<sup>2</sup>
- Material:  Cobre,  Alu
- STC: Pac = 28.8 kW, Vac = 220 V Mono, I = 131.1 A
- Queda de tensão em STC: 0.5 V (0.22%)
- Uses one or several MV transformers
- Uses a HV transformer

Fonte: Autoria própria.

Outro fator de perdas em sistemas fotovoltaicos diz respeito à sujeira acumulada em cima dos módulos. Utilizou-se um fator de 3%, um padrão para o simulador, referente a sujidade dos mesmos.

Figura 43 – Perdas por sujidade.

Fator de perdas anual sujidade

Fator anual de perdas: 3.0 %

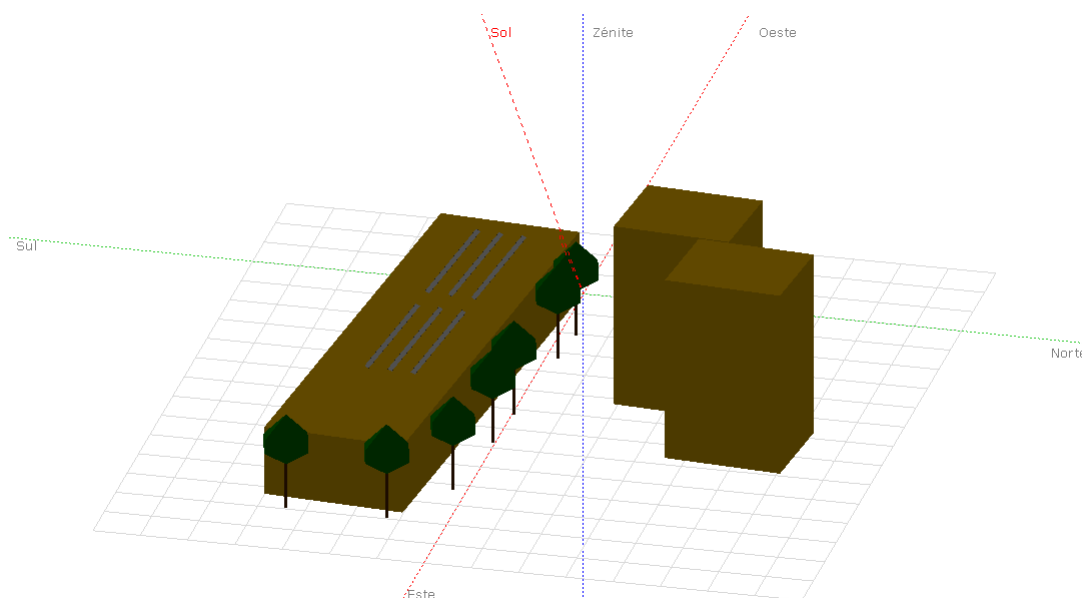
Predefinido

Definir valores mensais

Fonte: Autoria própria.

Após a inserção das perdas por cabeamento, foi inserido um modelo 3D aproximado para estudo de sombreamento. As distâncias foram obtidas através do *software* Google Earth Pro. Uma imagem da laje pode ser vista na figura 30, onde a área onde será instalado o sistema está demarcada em amarelo. A altura dos principais pontos de sombreamento foram estimados. Os edifícios opostos ao condomínio são compostos por 12 andares. Estimou-se que sua altura era de 40 metros. As árvores próximas não interfeririam no sombreamento, mas de modo a tornar o modelo mais preciso, foram adicionadas. É importante ressaltar que a laje onde o módulo será instalado deverá passar por uma reforma, retirando a área sobresalente de certas salas comerciais de modo que a superfície de instalação se torne totalmente nivelada. Serão necessários  $139m^2$  para a instalação do sistema, respeitando o espaçamento entre os strings de forma que os módulos a frente não projetem sombras nos módulos de trás. Todos esses fatores foram levados em conta na simulação de sombreamento.

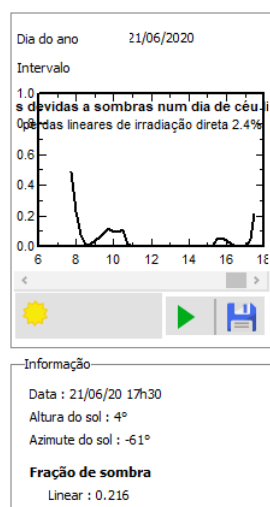
Figura 44 – Modelo 3D - Projeção dos principais pontos de sombreamento.



Fonte: Autoria própria.

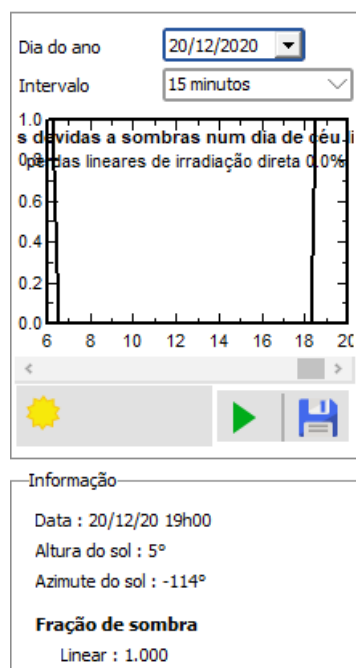
Através das simulações, foi determinado que os edifícios não projetam sombras no módulos fotovoltaicos, exceto no dia em que o sol tem sua menor permanência no horizonte, que geralmente ocorre no dia 21 de junho. Por outro lado, o dia de maior permanência do sol no horizonte costuma ocorrer em 20 de dezembro. As figuras 45 e 46 demonstram as perdas por sombreamento no pior e melhor dia, respectivamente.

Figura 45 – Modelo 3D - Perdas para o pior dia.



Fonte: Autoria própria.

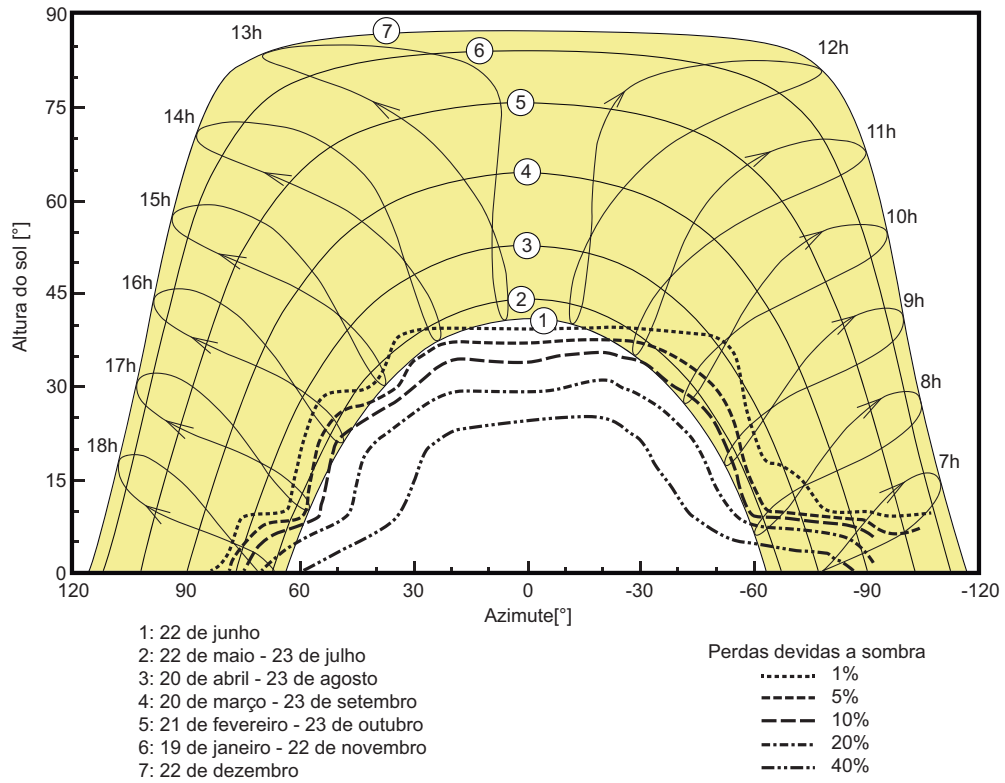
Figura 46 – Modelo 3D - Perdas para o melhor dia.



Fonte: Autoria própria.

Com a definição dos principais pontos de sombreamento, pôde-se elaborar um novo diagrama de trajetória solar, contendo as informações relevantes. Nota-se que durante as estações onde o sol dispõe de maior azimute no horizonte, cerca de  $120^\circ$ , o sol nasce e se põe atrás da superfície dos módulos, tendo uma produção de energia igual a 0. Esses períodos são curtos, como evidenciado pela figura 47.

Figura 47 – Trajetória solar em Foz do Iguaçu/PR - Sombreamento.



Fonte: Autoria própria.

Após a computação das perdas, faz-se a simulação da produção do sistema, conforme evidenciado pela figura 50. Nota-se a produção de 43.4 MWh/ano. Mensalmente, a produção é de 3616,6 kWh, ou seja, uma produção ligeiramente menor do que o consumo médio mensal calculado através da fatura, que é de 3736,5 kWh. O resumo da simulação está nas figuras abaixo.

Figura 48 – Resumo do arranjo.

Parâmetros gerais		
<b>Sistema acoplado à rede</b>	<b>Sheds num edifício</b>	
<b>Orientação do plano dos módulos</b>	<b>Configuração dos sheds</b>	<b>Modelos utilizados</b>
Orientação	Nr. de sheds	Transposição
Plano fixo	6 unidades	Perez
Tilt/Azimuth		Difuso
25 / -5 °	<b>Dimensões</b>	Perez, Meteonorm
	Esp. entre sheds	Cicumsolar
	Largura módulos	separado
	Taxa ocup. do solo (GCR)	
	19.6 %	
	<b>Ângulo limite das sombras</b>	
	Ângulo de perfil limite	
	5.8 °	
<b>Horizonte</b>	<b>Sombras próximas</b>	<b>Exigências do consumidor</b>
Sem horizonte	Sombras lineares	Carga ilimitada (rede)

Fonte: Autoria própria.

Figura 49 – Resumo dos componentes.

Características do grupo FV			
<b>Módulo FV</b>		<b>Inversor</b>	
Fabricante	Canadian Solar Inc.	Fabricante	Canadian Solar Inc.
Modelo	CS6P - 250P	Modelo	CSI-30KTL-G1-L
(Base de dados original do PVsyst)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	250 Wp	Potência unitária	30.0 kWac
Número de módulos FV	120 unidades	Número de inversores	2 * MPPT 50% 1 unidades
Nominal (STC)	30.0 kWp	Potência total	30.0 kWac
Módulos	6 Strings x 20 Em série	Tensão de funcionamento	200-800 V
<b>Em condições de func. (50°C)</b>		<b>Rácio Pnom (DC:AC)</b>	
Pmpp	26.74 kWp		1.00
Umpp	533 V		
I mpp	50 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	30 kWp	Potência total	30 kWac
Total	120 módulos	N.º de inversores	1 Unidade
Superfície módulos	193 m²	Rácio Pnom	1.00
Superfície célula	175 m²		

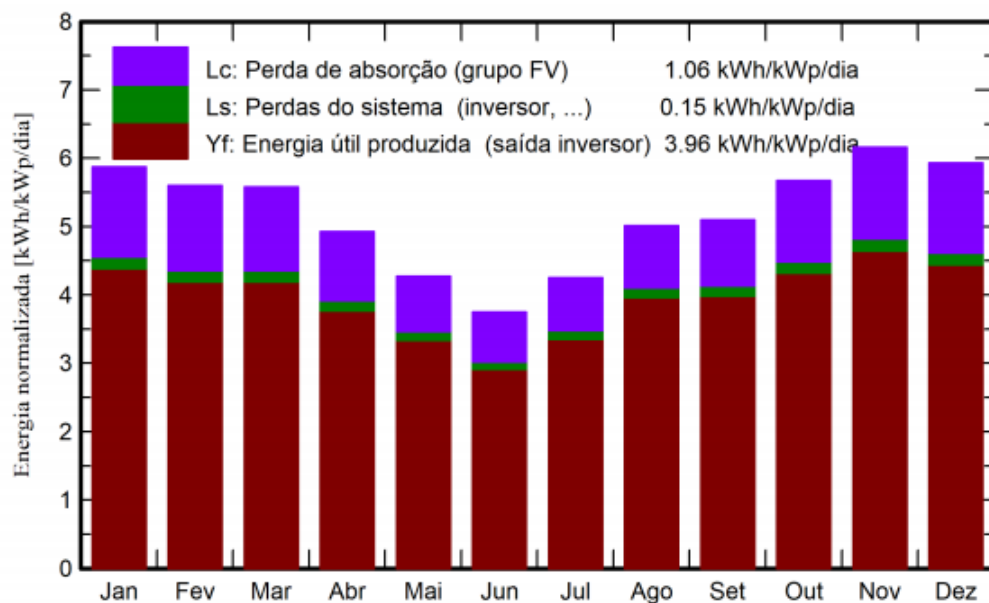
Fonte: Autoria própria.

Figura 50 – Resumo da produção.

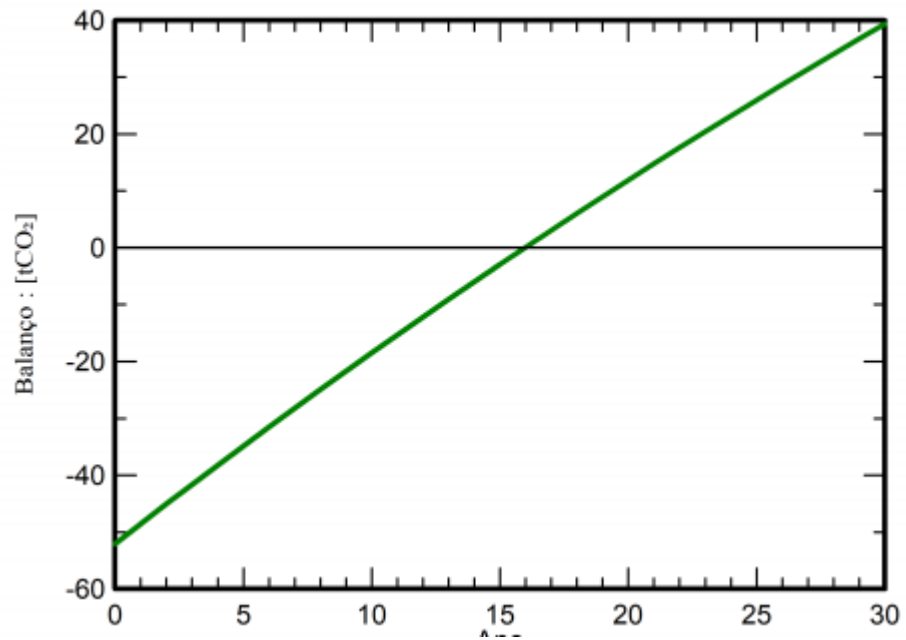
Resumo dos resultados					
Energia produzida	43.38 MWh/ano	Produção específica	1446 kWh/kWp/ano	Índice de perf. PR	76.54 %

Fonte: Autoria própria.

Figura 51 – Gráfico de produção mensal.

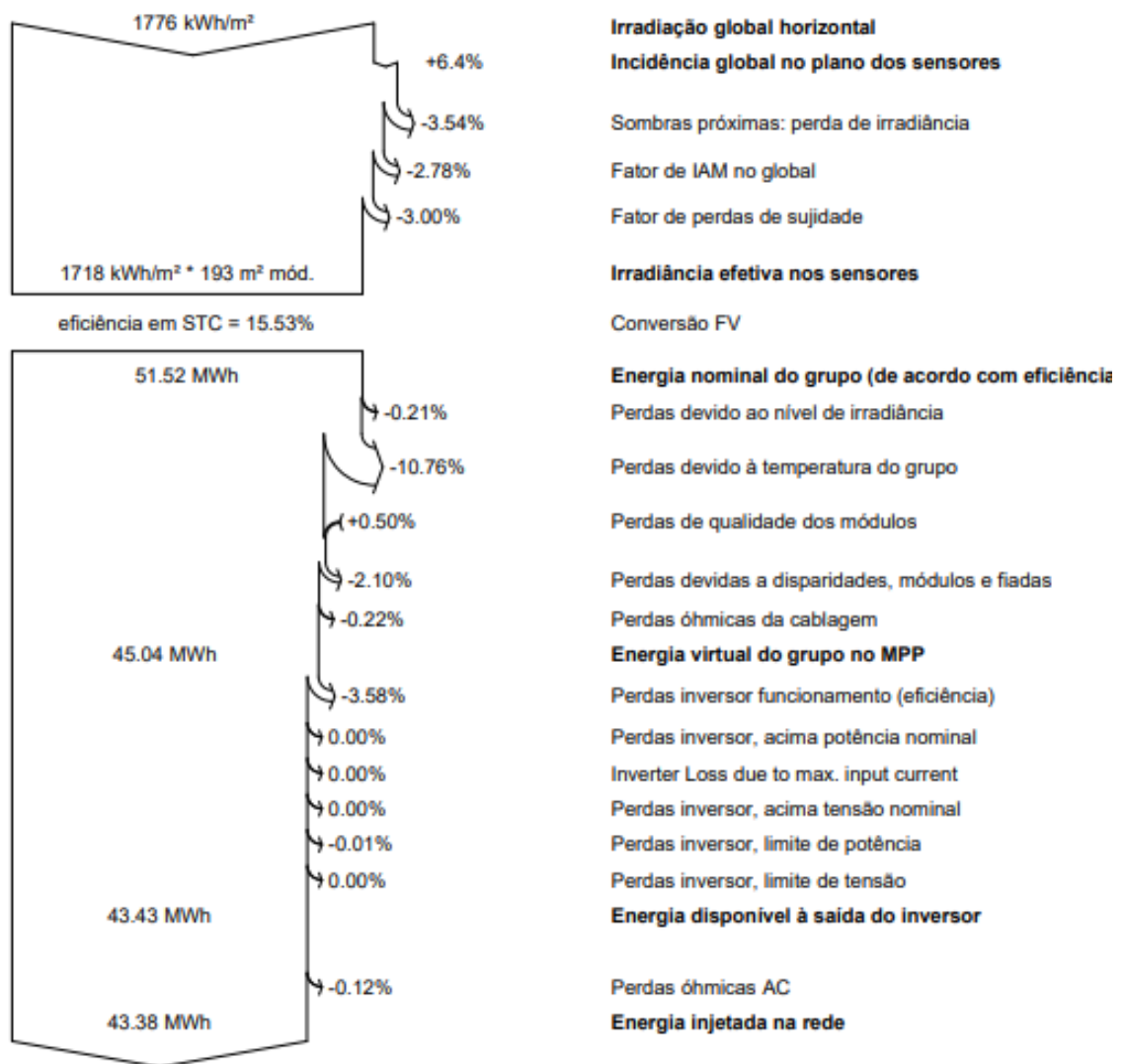


Fonte: Autoria própria.

Figura 52 – Balanço de emissões de  $CO_2$ .

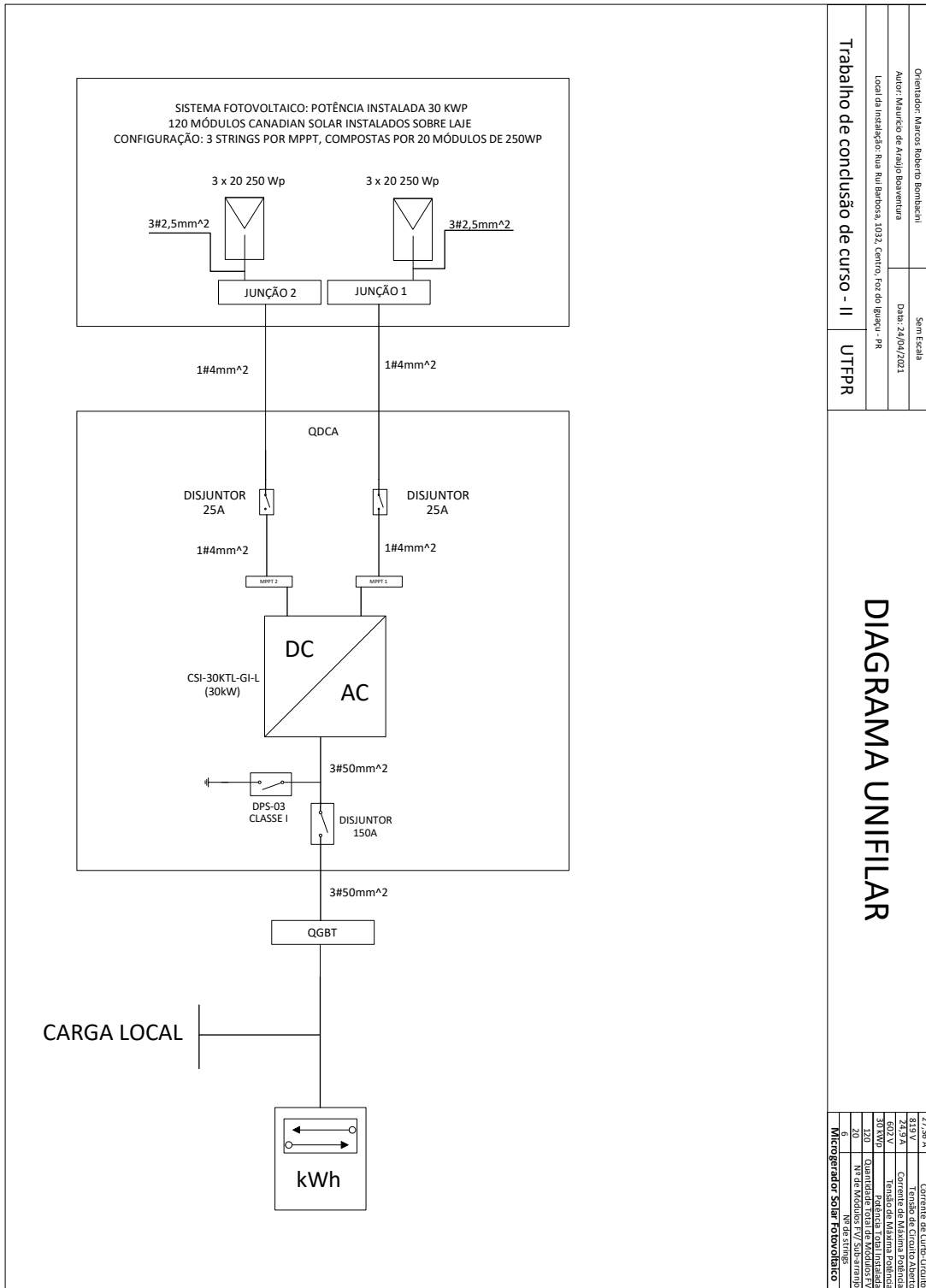
Fonte: Autoria própria.

Figura 53 – Perdas no sistema.



Fonte: Autoria própria.

## APÊNDICE C – DIAGRAMA UNIFILAR





Fonte: Autoria própria.



## Anexos

## ANEXO A – FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA - CONDOMÍNIO MERCOSUL

		Copel Distribuição S.A. José Izidoro Bizetto, 158 bl.C - Mossungué - Curitiba PR - CEP 81200-240 CNPJ: 04.368.898/0001-06- IE 90.233.073-99 - IM 423.992-4				www.copel.com 0800 51 00 116	
CONDOMÍNIO CENTRO EXECUTIVO MERCOSUL R RUI BARBOSA, 1032 - MED 6ANDAR 83216 01030 247278 CENTRO - FOZ DO IGUAÇU - PR - CEP: 85851-170  83216 01 030 247278 CNPJ 00.433.956/0001-87				Mês de referência <b>Abril/2021</b>		Unidade Consumidora <b>30759536</b>	
				Vencimento <b>05/05/2021</b>		VALOR A PAGAR <b>R\$ 3.147,81</b>	
Responsabilidade da Manutenção de Ilumina Pública: Município 35211707						FAT-01-20211301393452-70	
<b>DENUNCIE FURTO DE FIOS! LIGUE 181.</b>							
<b>Informações Técnicas</b>							
Comerc/Condomínios Prediais				N° Medidor: MD 0320969852 - TRIFASICO			
Leitura Anterior	Leitura Atual	Medido	Constante de Multiplicação	Total Faturado	Consumo Médio Diário	Data de Emissão	Próxima Leitura Prevista
09/03/2021 14053	08/04/2021 17970	30 dias 3817 kWh	1	3.917 kWh	130,56 kWh	09/04/2021	07/05/2021
<b>Histórico de Consumo e Pagamento</b>				<b>Valores Faturados</b>			
Mês	kWh	Dt.Pgto.	Valor				
03/2021	3741	05/04/2021	3.021,18				
02/2021	4260	04/03/2021	3.670,63				
01/2021	4033	05/02/2021	3.726,18				
12/2020	4812	11/01/2021	4.084,55				
11/2020	4049	08/01/2021	3.380,64				
10/2020	4268	09/12/2020	3.683,90				
09/2020	4231	09/11/2020	3.298,52				
08/2020	3486	14/10/2020	2.836,12				
07/2020	3230	03/09/2020	2.723,26				
06/2020	3438	03/09/2020	3.014,01				
05/2020	2257	22/07/2020	1.871,28				
04/2020	3033	15/06/2020	2.655,23				
				<b>NOTA FISCAL/CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA N° 187.730.228 - SÉRIE B</b>			
				Emitida em 09/04/2021			
Produto	Un.	Consumo	Valor Unitário	Valor Total	Base Cál.	Aliq. ICMS	
ENERGIA ELETTRICA CONSUMO	kWh	3.917	0,757490	2.967,09	2.967,09	29,00%	
ENERGIA CONS. B AMARELA	kWh			77,70	77,70	29,00%	
CONT ILUMIN PUBLICA MUNICIPIO				103,02			
<b>Informações Suplementares</b>							
Tarifas ENERGIA ELET CONSUMO 0,512770							
Tensão Contratada: 127/220 volts Limite Adequado Tensão: 117 a 133/202 a 231 volts							
<b>Reaviso de Vencimento</b>							
				Base de Cálculo do ICMS 3.044,79 Valor ICMS 882,98 Valor Total da Nota Fiscal 3.147,81			
				Reservado ao Fisco			
				<b>0BF3.26E6.4CBC.4B8D.3830.E66A.70C8.6DA6</b>			
				INCLUSO NA FATURA PIS R\$18,03 E COFINS R\$82,67 CONFORME RES. ANEEL 130/2005. A PARTIR DE 01/04/2021 - PIS/PASEP 0,66% e COFINS 3,12%. A qualquer tempo pode ser solicitado o cancelamento de valores não relacionados à prestação do serviço de energia elétrica, como convênios e doações. <b>DENUNCIE O FURTO DE FIOS! LIGUE 181.</b> Ativo superior a 45dias sujeito inclusão no cadastro de inadimplentes CADIN/PR. Agora é possível recorrer à Ouvidoria da Copel pelo Site ou Mobile. Períodos Band Tarif.: Amarela:10/03-08/04			

30759536 Mês 04/2021  
Vencimento 05/05/2021 Valor a Pagar 3.147,81



Autenticação Mecânica

83670000031 5 47810111000 3 00101020211 5 30139345270 3



Fonte: Condomínio Centro Executivo Mercosul.

## ANEXO B – DATASHEET MÓDULO CANADIAN SOLAR CS6P-250P



### CS6P

220/225/230/235/240/245/250P



#### Key Features

- Top ranked PVUSA (PTC) rating in California for higher energy production
- 6 years product warranty (materials and workmanship); 25 years module power output warranty
- Industry leading plus only power tolerance: +5W (+2%)
- Strong framed module, passing mechanical load test of 5400Pa to withstand heavier snow load
- Ultra reliable in corrosive atmosphere, verified by IEC61701 "Salt Mist Corrosion Testing"
- The 1st manufacturer in the PV industry certified for ISO:TS16949 (The automotive quality management system) in module production since 2003
- ISO17025 qualified manufacturer owned testing lab, fully complying to IEC, TUV, UL testing standards

#### On-grid Module

CS6P is a robust solar module with 60 solar cells. These modules can be used for on-grid solar applications. Our meticulous design and production techniques ensure a high-yield, long-term performance for every module produced. Our rigorous quality control and in-house testing facilities guarantee Canadian Solar's modules meet the highest quality standards possible.

#### Applications

- On-grid residential roof-tops
- On-grid commercial/industrial roof-tops
- Solar power stations
- Other on-grid applications

#### Quality Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, IEC 61701, UL 1703, CEC Listed, CE, KEMCO and MCS
- ISO9001: 2008: Standards for quality management systems
- ISO/TS16949:2009: The automotive quality management system
- QC080000 HSPM: The Certification for Hazardous Substances Regulations



[www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com)

## CS6P-220/225/230/235/240/245/250P

### Electrical Data

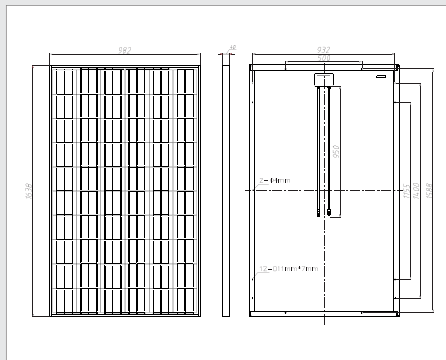
	CS6P-220P	CS6P-225P	CS6P-230P	CS6P-235P	CS6P-240P	CS6P-245P	CS6P-250P
Nominal Maximum Power at STC (Pmax)	220W	225W	230W	235W	240W	245W	250W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	29.2V	29.4V	29.6V	29.8V	29.9V	30.0V	30.1V
Optimum Operating Current (Imp)	7.53A	7.65A	7.78A	7.90A	8.03A	8.17A	8.30A
Open Circuit Voltage (Voc)	36.6V	36.7V	36.8V	36.9V	37.0V	37.1V	37.2V
Short Circuit Current (Isc)	8.09A	8.19A	8.34A	8.46A	8.59A	8.74A	8.87A
Operating Temperature	-40°C~+85°C						
Maximum System Voltage	1000V (IEC) /600V (UL)						
Maximum Series Fuse Rating	15A						
Power Tolerance	+5W						
Temperature Coefficient	Pmax	-0.43%/°C					
	Voc	-0.34 %/°C					
	Isc	0.065 %/°C					
	NOCT	45°C					

Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C

### Mechanical Data

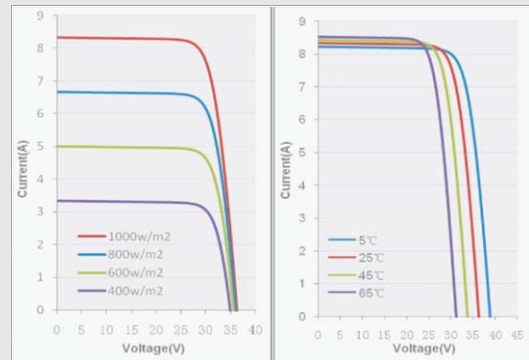
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	60 (6 x 10)
Dimensions	1638 x 982 x 40mm (64.5 x 38.7 x 1.57in)
Weight	20kg (44.1 lbs)
Front Cover	Tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
Standard Packaging (Modules per Pallet)	20pcs

### Engineering Drawings



\*Specifications included in this datasheet are subject to change without prior notice.

### I-V Curves (CS6P-250P)



EN-Rev 3.38 Copyright © 2010 Canadian Solar Inc.

### About Canadian Solar

Canadian Solar Inc. is one of the world's largest solar companies. As a leading vertically-integrated manufacturer of ingots, wafers, cells, solar modules and solar systems, Canadian Solar delivers solar power products of uncompromising quality to worldwide customers. Canadian Solar's world class team of professionals works closely with our customers to provide them with solutions for all their solar needs.

Canadian Solar was founded in Canada in 2001 and was successfully listed on NASDAQ Exchange (symbol: CSIQ) in November 2006. Canadian Solar is on track to expand cell capacity to 700MW and module capacity to 1.3GW in 2010.

Headquarters | 650 Riverbend Drive, Suite B  
 Kitchener, Ontario | Canada N2K 3S2  
 Tel: +1-519-954-2057  
 Fax: +1-519-578-2097  
 inquire.ca@canadiansolar.com  
 www.canadiansolar.com

Fonte: Canadian Solar.

## ANEXO C – DATASHEET INVERSOR CANADIAN SOLAR CSI-30KTL-GI-L



### INVERSOR DE STRING TRIFÁSICO DE 15-30 KW CSI-15KTL-GI-LFL | CSI-20KTL-GI-LFL CSI-30KTL-GI-L

Os inversores de string sem transformador, on-grid, da Canadian Solar ajudam a acelerar o uso de arquiteturas de string trifásicas em aplicações em telhados comerciais e pequenas aplicações de solo.

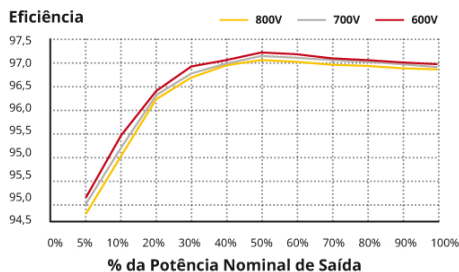
Uma alternativa econômica aos inversores centrais, estes inversores, aprovados pela NRTL, são blocos de design modular que oferecem alta saída e permitem economias de BoS significativas. Oferecem até 97% de eficiência de conversão, uma ampla faixa de operação entre 200 e 850 VCC e dois MPPTs que permitem a máxima coleta de energia.

#### PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS

- Eficiência máxima de 97%,  
Eficiência EU máxima de 96,5%
- 2 MPPTs para uma eficiência de sistema mais elevada
- Design sem transformador
- Frequência de comutação elevada e MPPTs ultrarrápidos asseguram a máxima eficiência em uma ampla faixa de carga.

#### CURVA DE EFICIÊNCIA

CSI-20KTL-GI-LFL@220 V<sub>CA</sub>



\*Para informações detalhadas, consulte o Manual de Instalação.

#### CANADIAN SOLAR (USA), INC.

3000 Oak Road, Suite 400, Walnut Creek, CA 94597, USA | [www.canadiansolar.com/na](http://www.canadiansolar.com/na) | [sales.us@canadiansolar.com](mailto:sales.us@canadiansolar.com)

CanadianSolar



CSI-15KTL-GI-LFL |  
CSI-20KTL-GI-LFL



CSI-30KTL-GI-L



Garantia padrão

#### ALTA CONFIABILIDADE

- Design térmico e resfriamento por convecção avançados
- Proteção contra sobrecorrente e sobretensão
- Proteção contra polaridade reversa CC e curto-circuito CA

#### AMPLA ADAPTABILIDADE

- Com grau IP65 para aplicações externas
- Controles interativos: Redução de potência efetiva, controle de potência reativa e redução de sobrefrequência
- Desconexão de carga CC nominal
- Ampla faixa MPPT que permite um dimensionamento flexível das strings

**CANADIAN SOLAR (USA), INC.** comprometida em fornecer produtos, serviços e soluções em sistemas solares para clientes de todo o mundo. Líder no desenvolvimento de projetos de sistemas PV (fotovoltaicos) e na fabricação de módulos solares, com mais de 27 GW implantados em todo o mundo, desde 2001, a Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) é uma das empresas solares mundiais de maior reputação.

<b>DADOS TÉCNICOS/SISTEMA</b>			
<b>NOME DO MODELO</b>	<b>CSI-15KTL-GI-LFL</b>	<b>CSI-20KTL-GI-LFL</b>	<b>CSI-30KTL-GI-L</b>
<b>ENTRADA CC</b>			
Máx. Potência PV	18 kW	24 kW	36 kW
Máx. Tensão de Entrada CC	1000 V <sub>CC</sub>		1100 V <sub>CC</sub>
Tensão/Potência de Partida da Entrada CC	350 V <sub>CC</sub>		200 V <sub>CC</sub>
Número de MPPTs	2		
Faixa de Tensão de MPPT	200 - 800 V <sub>CC</sub>		200 - 850 V <sub>CC</sub>
Máx. Corrente de Entrada (Imp)	40 A (20 A por MPPT)		57 A (28,5 A por MPPT)
Máx. Corrente de Curto-Circuito (Isc)	56,2 A (28,1 A por MPPT)		89 A (44,5 A por MPPT)
Número de Entradas CC	4 (2 por MPPT)		6 (3 por MPPT)
Tipo de Desconexão CC	Chave de Carga CC Nominal		
<b>SAÍDA CA</b>			
Potência Nominal de Saída CA	15 kW	20 kW	30 kW
Potência Nominal de Saída CA	16,5 kW	20 kW	30 kW
Tensão Nominal de Saída	220 V <sub>CA</sub>		
Faixa de Tensão de Saída*	180 - 270 V <sub>CA</sub>		
Tipo de Conexão de rede	3 Φ / PE		
Corrente Nominal de Saída de rede	39,4 A	52,5 A	78,8 A
Máx. Corrente de Saída	43,3 A	52,5 A	78,8 A
Frequência Nominal de Saída	50 / 60 Hz		
Faixa de Frequência de Saída*	47 - 52 / 57 - 62 Hz		
Fator de Potência	1 padrão (±0,8 ajustável)		
THDI	< 3 %		
Corrente de Injeção CC	< 50 mA		
Tipo de Desconexão CA	Não Disponível		Chave de Carga CA Nominal
<b>SISTEMA</b>			
Topologia	Sem Transformador		
Máx. Eficiência	97,0 %		
Eficiência EU	96,5 %		
Consumo Noturno	< 1 W		
<b>AMBIENTE</b>			
Grau de proteção	IP65		
Resfriamento	Resfriamento por Convecção Natural	Resfriamento Inteligente Redundante	
Faixa de Temperaturas de Operação	-25 ° C a +60 ° C		
Faixa de Temperaturas de Armazenamento	-40 ° C a +70 ° C		
Umidade de Operação	0 - 100 % Condensação		
Altitude de Operação	4000 m		
Ruído Audível	<30 dBA @ 1 m		
<b>MOSTRADOR E COMUNICAÇÃO</b>			
Mostrador	LCD + LED		
Comunicação	Padrão: RS485 (Modbus)		
<b>DADOS MECÂNICOS</b>			
Dimensões (L / A / P)	530 x 700 x 356,5 mm		630 x 700 x 357 mm
Peso	58,2 kg		63 kg
Ângulo de Instalação	90 graus em relação à horizontal		
Entradas CC	Compatíveis com MC4		
<b>SEGURANÇA</b>			
Segurança e Padrão EMC	IEC62109-1/-2, AS3100, EN61000-6-1, EN61000-6-3		
Padrão da Grade	EN50438, G59/3, AS4777, VDE0126-1-1, IEC61727		
Recursos Smart-Grid	Voltage-Ride Thru, Frequency-Ride Thru, Soft-Start, Volt-Var, Frequency-Watt, Volt-Watt		

\*A "Faixa de tensão de Saída" e a "Faixa da Frequência de Saída" podem variar em função do padrão da rede específico.

A especificação e as principais características, descritas nesta ficha de dados podem divergir ligeiramente e não são garantidas. Devido à inovação, pesquisas e à melhoria contínua dos produtos, a Canadian Solar Inc. se reserva o direito de fazer ajustes nas informações descritas aqui, a qualquer tempo, sem aviso. Assegure-se, sempre, de obter a versão mais recente da ficha de dados que deve ser devidamente incorporada ao contrato celebrado entre as partes, para governar todas as transações relativas à compra e venda dos produtos descritos neste documento.

Cuidado: Apenas para uso profissional. A instalação e manuseio de equipamento PV requer competência profissional e deve ser efetuada apenas por pessoas qualificadas. Por favor, leia as instruções de instalação e segurança, antes de usar o produto.

**CANADIAN SOLAR (USA), INC.** | Junho de 2018 | Todos os direitos reservados | Ficha de dados do Inversor V1.0\_E1\_SA

Fonte: Canadian Solar.

## ANEXO D – FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO >10KW - COPEL



### FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM POTÊNCIA SUPERIOR A 10kW

1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC			
Código da UC:	Classe:		
Titular da UC:			
Rua/Av.:	Nº:	CEP:	
Bairro:	Cidade:		
E-mail:			
Telefone: ( )	Celular: ( )		
CNPJ/CPF:			
2 - Dados da Unidade Consumidora			
Potência instalada (kW):	Tensão de atendimento (V):		
Tipo de conexão:	monofásica	bifásica	trifásica
Tipo de ramal:	aéreo	subterrâneo	
3 - Dados da Geração			
Potência instalada de geração (kW):			
Tipo da Fonte de Geração:			
	Hidráulica	Solar	Eólica      Biomassa      Cogeração Qualificada
Outra (especificar):			
4 - Documentação a Ser Anexada			
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração</li> <li>2. Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo</li> <li>3. Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção</li> <li>4. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.</li> <li>5. Dados necessários ao registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: <a href="http://www.aneel.gov.br/scg">www.aneel.gov.br/scg</a></li> <li>6. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012</li> <li>7. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)</li> <li>8. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)</li> </ol>			
5 - Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)			
Responsável/Área:			
Endereço:			
Telefone:			
E-mail:			
Solicitante			
Nome/Procurador Legal:			
Telefone:			
E-mail:			
_____	/	/	_____
Local		Data	Assinatura do Responsável