



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS FLORIANÓPOLIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE AUTOMAÇÃO E SISTEMAS

LISA KAREN ZAKI

**ANÁLISE COMPARATIVA DE DADOS SIMULADOS E REAIS EM
DUAS CENTRAIS DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

FLORIANÓPOLIS/SC
2020

LISA KAREN ZAKI

**ANÁLISE COMPARATIVA DE DADOS SIMULADOS E REAIS EM
DUAS CENTRAR DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Automação e Sistemas da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de Mestre em Engenharia de Automação e Sistemas.

Orientador: Prof. Werner Kraus Junior, Dr.

Coorientador: Prof. Alencar Migliavacca, Dr.

FLORIANÓPOLIS/SC
2020

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

Zaki, Lisa Karen

Análise comparativa de dados simulados e reais em duas centrais de microgeração fotovoltaica / Lisa Karen Zaki ; orientador, Werner Kraus Junior, coorientador, Alencar Migliavacca, 2020.

168 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Automação e Sistemas, Florianópolis, 2020.

Inclui referências.

1. Engenharia de Automação e Sistemas. 2. Energia Fotovoltaica. 3. Software PV*SOL. 4. Simulação Computacional. I. Kraus Junior, Werner . II. Migliavacca, Alencar. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Automação e Sistemas. IV. Título.

Lisa Karen Zaki

**Análise comparativa de dados simulados e reais em
duas centrais de microgeração fotovoltaica**

O presente trabalho de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Daniel Ferreira Coutinho, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Fabiano Gasparin, Dr.
Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Prof. Rodolfo César Costa Flesch, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção de título de mestre em Engenharia de Automação e Sistemas.

Prof. Werner Kraus Junior, Dr.
Coordenador do Programa

Prof. Werner Kraus Junior, Dr.
Orientador

Florianópolis, 2020.

Este trabalho é dedicado àqueles que mais amo: minha família.
Vocês são a minha inspiração e os maiores incentivadores da
realização dos meus sonhos.

AGRADECIMENTOS

Nunca estive sozinha, nos diversos caminhos que percorri, para elaborar a presente dissertação. Recebi a oportunidade de aprender com as pessoas que estiveram presentes na minha trajetória e de usufruir das instituições e empresas que me apoiaram. Vocês têm meu reconhecimento e profunda gratidão.

Agradeço primeiramente a Deus, por me conceder saúde, sabedoria e discernimento, na busca pelos meus propósitos, e por sempre colocar pessoas maravilhosas em meu caminho, me fazendo acreditar em um mundo melhor. Obrigada por ser minha força e o meu Guia em todos os momentos. A ti, Senhor, toda honra e toda a glória.

Ao meu orientador, professor Dr. Mestre Werner Kraus Junior, por aceitar conduzir o meu trabalho de pesquisa, pela confiança depositada em mim, pelo tempo que dedicou ao projeto e pelo incentivo durante todo o processo. Agradeço por todos os ensinamentos compartilhados, de forma admirável, e por me guiar nessa jornada.

Ao meu coorientador, professor Dr. Mestre Alencar Migliavacca, por me acolher, no final do mestrado. Suas sugestões e orientações foram fundamentais para evolução deste trabalho e para meu crescimento profissional. Obrigada pela confiança e dedicação.

Aos meus pais, Luiz Antônio e Claidi, que nortearam minha educação com valores, virtudes e ética, gratidão. Essa base sólida me torna uma cidadã em constante evolução pessoal, espiritual e profissional, numa trajetória íntegra, com propósitos de vida e de cidadania. Vocês são minha base e meu porto seguro. Amo vocês!

Às minhas irmãs gêmeas, Lilian e Giulia, presentes de Deus, sinônimo de carinho, cuidado e amor, meu agradecimento especial. Nossa conexão é muito maior que laços fraternais, é conexão com o coração. Amo vocês!

Ao meu querido namorado, Alexandre, por ser tão importante na minha vida. Sempre ao meu lado, me apoiando e mostrando que posso muito mais do que imagino. O seu apoio, empatia, companheirismo, resiliência, alegria e amor me motivaram a fazer desta dissertação uma realidade. Eu te amo.

Às minhas famílias, Giaretton, Zaki e Gnoatto, pelo apoio incondicional, pela atenção e paciência durante todo esse trajeto e por sempre acreditarem no meu potencial. É muito bom saber que posso contar com vocês, em todos os momentos. Em especial, aos meus avós, por todo o carinho e cuidado. Amo vocês!

Aos amigos Rhaul e Ketrin, que muitas vezes me ajudaram e orientaram no meu percurso acadêmico, compartilhando importantes conhecimentos e seguindo ao meu lado. Obrigada pela amizade, pela atenção e por serem tão solícitos. À Dandara, amiga que a graduação colocou no meu caminho, agradeço por, tantas vezes, me acolher em sua casa, de forma tão carinhosa. Obrigada por dividir comigo as angústias e alegrias da vida acadêmica.

Agradeço à Universidade Federal de Santa Catarina, e ao seu corpo docente que nos estimula à busca pelo conhecimento, com qualidade e excelência de ensino.

À empresa MegaWatt Energias Renováveis e seus funcionários, por cederem a infraestrutura e disponibilizarem as informações que viabilizaram a execução do estudo.

Às famílias Guarezi e Gnoatto, clientes da empresa MegaWatt Energias Renováveis, agradeço por me acolherem, dedicarem tempo e disponibilizarem suas estruturas, permitindo a coleta de dados, para realização deste trabalho.

Aos professores que tive durante minha formação acadêmica, em especial ao professor Dr. Mestre Werner Kraus Junior, minha gratidão. Vocês são muito importantes para a formação de profissionais que contribuem para o desenvolvimento e progresso do nosso País.

A todos os meus amigos, que, com apoio e afeto, estiveram presentes em todos os momentos.

“Um homem esperto cria mais
oportunidades do que encontra.”
Francis Bacon

“A sabedoria em tese é conhecimento, o
conhecimento aplicado é sabedoria.”
Brenon Salvador

“Suba o primeiro degrau com fé. Não é
necessário que veja toda a escada,
apenas dê o primeiro passo.”
Martin Luther King

RESUMO

No processo de dimensionamento de sistemas solares fotovoltaicos, diversos aspectos técnicos devem ser considerados a fim de garantir o melhor desempenho de conversão de energia. Para isso, a parametrização dos fatores relevantes requer um estudo rigoroso, visto que pode resultar em previsões e conversões de energia subestimada ou superestimada. Desse modo, as ferramentas de simulação de sistemas fotovoltaicos são de grande valia, pois auxiliam a busca por melhores condições técnicas para a instalação, como a pré-visualização da planta a ser instalada, o dimensionamento técnico e previsão de desempenho do sistema a curto, médio e longo prazos. O presente trabalho contempla a análise do desempenho de dois sistemas fotovoltaicos apresentados como objeto de estudo (Unidade X e Unidade Y), durante sua operação no ano de 2019. Foram comparados os dados reais de conversão energética com os resultados obtidos por meio da simulação computacional no software PV*SOL, a fim de verificar sua confiabilidade. Os resultados revelam que as diferenças percentuais entre os valores coletados do monitoramento e os valores obtidos na simulação dos modelos, quando observada a média de conversão energética no período, são, respectivamente, de 2,0% para a Unidade X e de -1,84% para a Unidade Y. Todavia, quando os dados são comparados mês a mês, percebe-se maior discrepância nos resultados em alguns meses, sendo as mais significativas observadas em maio e agosto. No período, fica evidente o impacto do clima para a conversão de energia em determinadas épocas do ano, contrastando secas e chuvas fortes, que destoam do padrão climatológico previsto.

Palavras-chave: Energia Fotovoltaica. *Software* PV*SOL. Simulação Computacional.

ABSTRACT

In the process of dimensioning solar photovoltaic systems, several technical aspects must be considered in order to guarantee the best energy conversion performance. For this, the parameterization of the relevant factors requires a rigorous study, since it can result in underestimated or overestimated energy forecasts and conversions. Thus, the simulation tools for photovoltaic systems are of great value, as they assist in the search for better technical conditions for the installation, such as the preview of the plant to be installed, the technical dimensioning and performance forecast of the current system, medium and long term. The present work contemplates the performance analysis efficiency of two photovoltaic systems presented as the object of study (Unit X and Unit Y), during their operation in 2019. The actual energy conversion data were compared with the results obtained through the simulation in the PV*SOL software, in order to verify its reliability. The results show that the percentage differences between the values collected from the monitoring and the values obtained in the simulation of the models, when observed the average energy conversion in the period, they are, respectively, 2.0% for Unit X and -1.84% for Unit Y. However, when the data are compared month by month, a greater discrepancy in the results is noticed in some months, the most significant being observed in May and August. The impact of climate on energy conversion at certain times of the year is evident, contrasting droughts and heavy rains, which differ from the predicted climatological pattern.

Keywords: Photovoltaic System. Software PV*SOL. Computacional Simulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Matriz elétrica brasileira.	23
Figura 2 – Geração distribuída solar fotovoltaica.	26
Figura 3 – Relações geométricas entre um ponto na superfície horizontal.....	29
Figura 4 – Diagrama simbólico dos processos da interação da.....	30
Figura 5 – Componentes da radiação solar.....	31
Figura 6 – Total diário da irradiação global horizontal no Brasil.	32
Figura 7 – Componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede.....	36
Figura 8 – Diferença entre célula, módulo, cadeia de módulos (<i>string</i>).....	38
Figura 9 – Parâmetros de potência máxima.....	38
Figura 10 – Curso típico da eficiência do módulo fotovoltaico em diferentes temperaturas...	39
Figura 11 – Vista aérea dos sistemas da Unidade X (a) e Unidade Y (b).	45
Figura 12 – Módulo fotovoltaico Canadian Solar.	48
Figura 13 – Vista do local de instalação dos módulos fotovoltaicos na Unidade X.	49
Figura 14 – Vista do local de instalação dos módulos fotovoltaicos na Unidade Y.	49
Figura 15 – Inversores dos fabricantes ABB e Fronius.....	50
Figura 16 – Vista do local de instalação do inversor nas Unidade X (a) e Unidade Y (b).....	52
Figura 17 – Plataforma Aurora Vision de inversores ABB (Plant Viewer).....	53
Figura 18 – Plataforma de monitoramento Plant Viewer.	53
Figura 19 – Plataforma Solar.Web de inversores Fronius.....	54
Figura 20 – Plataforma de monitoramento Solar.Web.	54
Figura 21 – Etapa 1 da simulação: tipo de sistema, clima e rede.	57
Figura 22 – Parâmetros de simulação: rede CA.	58
Figura 23 – Parâmetros de simulação: simulação.	59
Figura 24 – Parâmetros de simulação: limites de configuração.	60
Figura 25 – Etapa 2 da simulação: consumo (Unidades X e Y).....	61
Figura 26 – Etapa 3 da simulação: modelagem 3D (Unidade X e Y).	61
Figura 27 – Etapa 3 da simulação: degradação dos módulos fotovoltaicos.	62
Figura 28 – Etapa da modelagem 3D: vista do terreno (Unidade X).	63
Figura 29 – Etapa da modelagem 3D: vista do objeto (Unidade X).....	63
Figura 30 – Etapa da modelagem 3D: configuração dos módulos (situação de montagem)....	64
Figura 31 – Etapa da modelagem 3D: vista do objeto.....	65
Figura 32 – Etapa da modelagem 3D: frequência de sombreamento.	66

Figura 33 – Etapa da modelagem 3D: configuração do inversor.	67
Figura 34 – Etapa da modelagem 3D: configuração de ligação dos módulos (Unidade X).....	67
Figura 35 – Etapa da modelagem 3D: configuração de ligação dos módulos (Unidade Y).....	68
Figura 36 – Etapa da modelagem 3D: plano de cabos.	69
Figura 37 – Imagem real <i>versus</i> imagem da simulação (Unidades X e Y).	72
Figura 38 – Monitoramento do sistema fotovoltaico da Unidade X.	73
Figura 39 – Monitoramento do sistema fotovoltaico da Unidade Y.	74
Figura 40 – Etapa 4 da simulação: resultados (Unidade X).	76
Figura 41 – Etapa 4 da simulação: resultados (Unidade Y).	77
Figura 42 – Fluxo de energia do sistema fotovoltaico da Unidade X.	79
Figura 43 – Fluxo de energia do sistema fotovoltaico da Unidade Y.	80
Figura 44 – Balanço energético do sistema fotovoltaico (Unidade X).....	81
Figura 45 – Gráfico de utilização da energia fotovoltaica (Unidade X).	82
Figura 46 – Posição solar por meio do ângulo de elevação x ângulo horizontal (Unidade X).	83
Figura 47 – Visualização do posicionamento solar por meio do mapa interativo do aplicativo Sun Surveyor (Unidade X), solstício de verão (a) e solstício de inverno (b).	84
Figura 48 – Amplitude da diferença entre conversão e simulação em kWh da Unidade X.	86
Figura 49 – Amplitude da diferença entre conversão e simulação em kWh da Unidade Y.	88
Figura 50 – Precipitação acumulada e percentual relativo ao padrão climatológico (maio/2019).....	90
Figura 51 – Precipitação acumulada e percentual relativo ao padrão climatológico (agosto/2019).	91
Figura 52 – Balanço energético real no ano de 2019 (Unidade X).	94
Figura 53 – Balanço energético resultante da simulação (Unidade X).	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados de irradiação solar no plano horizontal para as coordenadas	45
Tabela 2 – Consumo de energia das Unidades X e Y durante o ano de 2017.....	46
Tabela 3 – Características técnicas dos módulos fotovoltaicos.....	47
Tabela 4 – Características técnicas do inversor ABB e Fronius.....	51
Tabela 5 – Conversão de energia real da Unidade X e Y.....	75
Tabela 6 – Previsão de conversão de energia resultante da simulação (Unidades X e Y).	78
Tabela 7 – Comparativo entre conversão real e prevista por simulação da Unidade X.	85
Tabela 8 – Comparativo entre conversão real e prevista por simulação da Unidade Y.	87
Tabela 9 – Comparativo do comportamento do consumo na Unidade X.....	93
Tabela 10 – Comparativo do comportamento do consumo na Unidade Y.....	95

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

3D – Tridimensional

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

CEPEL – Centro de Pesquisa de Energia Elétrica

CO₂ – Gás Carbônico

CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito

DPS – Dispositivo de Proteção Contra Surtos Elétricos

EMA – Estação Meteorológica Automática

EPDM – Borracha de Etileno Propileno Terpolímero, do inglês *Ethylene Propylene Diene Methylene Rubber*

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EVA – Etileno Vinil Acetato

GED – Gerenciamento Eletrônico de Documentos

GW – Gigawatt

GWh – Giawatt-hora

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

IEA – Agência Internacional de Energia

INMET – Instituto Nacional de Meteorologia

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

IRENA – Agência Internacional de Energia Renovável

kWh – Quilowatt-hora

kWh/ano – Quilowatt-hora-ano

kWh/m²/dia – Irradiação Solar

kWh/mês – Quilowatt-hora-mês

kWp – Quilowatt-pico

MAE – Erro Médio Absoluto, do inglês *Mean Absolute Error*

MME – Ministério de Minas e Energia

MPPT – Rastreador do Ponto de Máxima Potência, do inglês *Maximum Power Point Tracker*

NBR – Norma Brasileira Regulatório
ODS – Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
ONS – Operador Nacional Sistema Elétrico
PIB – Produto Interno Bruto
PNUD – Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
PR – *Performance Ratio*
RGE – Rio Grande Energia
RS – Rio Grande do Sul
SFCR – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica
SIN – Sistema Interligado Nacional
TE – Tarifa Elétrica
TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
TWh – Terawatt-hora
Wp – Watt-pico
 θ_z – Ângulo Zenital
 α – Altitude Solar
 φ – Ângulo Azimutal do Sol

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	15
1.1	RECOMENDAÇÕES DE USO	20
1.2	OBJETIVOS	20
1.2.1	Objetivo geral.....	20
1.2.2	Objetivos específicos.....	21
2	REFERENCIAL TEÓRICO	22
2.1	O CONTEXTO SÓCIO-ECONÔMICO-AMBIENTAL DA CONVERSÃO SOLAR FOTOVOLTAICA	22
2.1.1	Contexto socioambiental	22
2.1.2	Contexto econômico.....	24
2.2	CONVERSÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: DA ORIGEM À DISPONIBILIDADE ELÉTRICA	26
2.2.1	Sol, o processo de fusão nuclear, transferência e disponibilidade da energia radiante.....	27
2.2.2	Os conceitos de radiação e irradiância solar	28
2.2.3	A energia solar e o efeito fotovoltaico	34
2.2.4	Tecnologia e equipamentos de um sistema fotovoltaico.....	35
3	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	44
3.1	OS OBJETOS DE ESTUDO	44
3.1.1	Componentes dos sistemas solares fotovoltaicos.....	46
3.2	SIMULAÇÃO DOS SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS	55
3.2.1	Etapa 1: tipo de sistema, clima e rede.....	56
3.2.2	Etapa 2: consumo.....	60
3.2.3	Etapa 3: modelagem 3D	61
3.2.4	Etapa 4: cabeamento	69
3.2.5	Etapa 5: resultados	70
3.2.6	Etapa 6: relatório.....	70

4	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	72
4.1	ANÁLISE DA CONVERSÃO REAL DE ENERGIA.....	72
4.2	ANÁLISE DA CONVERSÃO DE ENERGIA SIMULADA	75
4.2.1	Fluxo de energia.....	79
4.2.2	Balço energético	80
4.2.3	Gráfico de utilização da energia fotovoltaica	82
4.2.4	Posição solar do sistema fotovoltaico	83
4.3	CONVERSÃO REAL <i>VERSUS</i> CONVERSÃO SIMULADA.....	84
4.3.1	Análise comparativa da Unidade X.....	85
4.3.2	Análise comparativa da Unidade Y.....	86
4.3.3	Análise climática no período.....	89
4.4	COMPORTAMENTO DO CONSUMO ENERGÉTICO	92
5	CONCLUSÃO.....	96
	REFERÊNCIAS.....	99
	APÊNDICE A – Imagens da microgeração fotovoltaica da Unidade X.....	107
	APÊNDICE B – Imagens da microgeração fotovoltaica da Unidade Y	108
	ANEXO A – Relatório Simulação Software – Unidade X.....	109
	ANEXO B – Relatório Simulação Software – Unidade Y.....	131
	ANEXO C – Folheto de Dados Canadian Solar KuMax.....	153
	ANEXO D – Folheto de Dados Canadian Solar KuPower	155
	ANEXO E – Folheto de Dados Inversor ABB DM UNO	157
	ANEXO F – Folheto de Dados Inversor Fronius.....	162

1 INTRODUÇÃO

O crescimento populacional associado ao maior consumo mundial de energia questiona o modelo energético atual, o qual se baseia em combustíveis fósseis, finitos e com impactos negativos no ambiente. Atualmente, o fornecimento global predominante de energia, ainda, advém de fontes não renováveis, com origem em combustíveis fósseis — derivados do petróleo, gás natural, carvão mineral — o que gera impacto ambiental negativo e em diferentes graus a depender do tipo e da quantidade de combustível empregado no processo (URBANETZ, 2010). Todavia, o Relatório da Situação Global de Energias Renováveis (2018) destaca o crescimento da capacidade de conversão de energia a partir de fontes renováveis nos últimos anos.

O desenvolvimento mundial é impulsionado pelo aumento do Produto Interno Bruto (PIB), um dos indicadores mais utilizados para quantificar a atividade econômica de cada região (BP GLOBAL, 2020; IBGE, 2020). Nesse sentido, o PIB molda as tendências econômicas e energéticas globais, apresentando correlação direta entre o desenvolvimento econômico e a variação do consumo de energia (BP GLOBAL, 2020). De acordo com os dados publicados no *World Energy Balances 2017* (IEA, 2017), o consumo de energia elétrica aumentou 1,7% nos últimos 10 anos. Nessa narrativa, o uso de energia é tratado como um dos principais desafios do século 21 (GEA, 2012).

A forte correlação bidirecional entre o consumo de energia elétrica e o desenvolvimento se dá em diversas esferas, especialmente quanto (i) ao crescimento econômico, fator relevante para que os indivíduos alcancem melhores condições de vida; (ii) à expectativa de vida, escolaridade e nível de vida digno; e (iii) ao Índice de Pobreza Multidimensional aliado ao Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD), que considera a privação ao acesso à energia elétrica (NASCIMENTO, 2018). Áreas de difícil acesso, em geral ocupadas pela população de baixa renda, são as que possuem um maior índice de propriedades sem acesso à energia (SAUER, 2002). Nesse sentido, a redução das desigualdades regionais, bem como o desenvolvimento nacional, possui estreita relação com a privação do serviço de energia elétrica (GUIMARÃES, 2011).

Segundo a *World Health Organization* (2019), após uma década de progresso constante, a taxa global de eletrificação atingiu 89% e 153 milhões de pessoas tiveram acesso à eletricidade a cada ano. No entanto, o maior desafio permanece nas áreas mais remotas do mundo e na África Subsaariana, onde 573 milhões de pessoas ainda vivem no escuro. De acordo

com a Agência Internacional de Energia (2019), cerca de 850 milhões de pessoas em todo o mundo, ainda, não têm acesso à eletricidade. Apesar do progresso significativo nos últimos anos, o mundo está aquém do cumprimento das metas globais de energia estabelecidas nos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas para 2030. O relatório de Progresso de Energia também revela que grandes esforços foram feitos para implantar tecnologia de energia renovável para geração de eletricidade e para melhorar a eficiência energética em todo mundo (WHO, 2019).

As fontes de energia são classificadas como renováveis (aquelas que vêm de recursos naturalmente reabastecidos ou regenerados em tempos não muito longos) como a fonte solar, eólica, hidráulica e da biomassa, e as não renováveis (provindas de recursos finitos ou com tempo de renovabilidade muito superior ao tempo de permanência do homem na Terra) como o petróleo, gás natural, carvão mineral e urânio. A matriz energética refere-se ao conjunto de fontes de energia utilizadas para atender à demanda de produção energética de um País. Sendo parte daquela, a matriz elétrica representa o conjunto de fontes apenas para produção de energia elétrica (EPE, 2020e). O balanço energético de um País diz respeito aos fluxos energéticos das fontes primárias e secundárias de energia, desde a produção até o consumo final (BRASIL, 2001).

Em 2014, os combustíveis que compuseram a matriz energética mundial foram: óleo 31,3%; carvão 28,6%; gás natural 21,2%; biocombustíveis e resíduos 10,3%; nuclear 4,8%; hídrica 2,4% e outras, como solar e eólica, 1,4%. Dentre eles, destacaram-se os combustíveis fósseis, responsáveis por 66,7% da conversão mundial de energia elétrica. A conversão hídrica e nuclear de eletricidade, juntas, foram responsáveis por 27% da produção. Já as fontes eólica, solar e geotérmica corresponderam apenas a 6,3% do total (IEA, 2016).

No Brasil, 53,9% do uso de energias vêm de fontes não renováveis, sendo o petróleo e derivados responsáveis por 34,4% do balanço energético nacional. A energia advinda da biomassa da cana de açúcar e de fontes hidráulicas correspondem a 18% e 12,4%, respectivamente, do balanço energético do País. Diferentemente do que se observa em nível mundial, as usinas hidroelétricas brasileiras são as principais contribuintes da matriz elétrica brasileira, gerando 66,6% da eletricidade, o que supera a conversão elétrica advinda dos combustíveis fósseis (EPE, 2020a).

Dentre os Países que mais consomem energia elétrica no mundo, estão a China e os Estados Unidos, responsáveis por 40% do consumo mundial, seguidos pela Rússia, Índia, Japão e Alemanha (EPE, 2020c). No Brasil, o consumo total de energia elétrica vem crescendo: foi

1,6% maior em 2019 do que no ano anterior. A região que mais utilizou energia elétrica foi a Sudeste, representando 50,7% do total consumido no País, seguida pelas regiões Sul (17,9%), Nordeste (17,1%), Centro-Oeste (7,4%) e Norte (6,9%). No que diz respeito ao consumo *per capita*, a região Sul é a líder dentre as demais, utilizando 2,960 kWh por habitante. Ademais, os setores industrial e residencial se destacaram ao se observar a distribuição do consumo energético no País, já que representaram, aproximadamente, 64% do consumo total nacional, em 2019 (EPE, 2020b).

O Brasil está entre os 10 países com maior capacidade instalada de conversão de energia elétrica (EPE, 2020c). Além do grande potencial hídrico que destacou essa fonte renovável na matriz elétrica brasileira, a recente expansão da conversão de energia solar fotovoltaica foi notória no País, apresentando aumento de 92,1% entre os anos de 2018 e 2019 (EPE, 2020b). Segundo Fantinelli (2002), o interesse no uso de energias renováveis, como solar e eólica, vem crescendo de forma significativa ao longo dos anos, por conta da pressão ambiental envolvida nesse meio. A previsão é que mais da metade do suprimento global de energia seja disponibilizado por fontes renováveis até o ano de 2050 (GEA, 2012).

Diversificar as fontes de energia que compõem a matriz elétrica brasileira, buscando aproveitar aquelas que causem baixo impacto ao meio ambiente, é necessário. O aproveitamento do recurso solar no País se apresenta como uma excelente opção para complementar as fontes convencionais de energia já consolidadas, como as hidroelétricas. Esse aproveitamento favorece o controle hídrico nos reservatórios, especialmente nos períodos de menor incidência de chuvas, e possibilita planejamento e otimização de novos investimentos em conversão, transmissão e distribuição da energia (PEREIRA *et al.*, 2006).

Além disso, a posição geográfica do Brasil propicia índices de incidência da radiação solar em quase todo o território, independentemente da sazonalidade, superiores aos observados em muitos Países líderes em aproveitamento fotovoltaico, como a Alemanha (EPE, 2018a). É nesse contexto que se insere a energia solar fotovoltaica, como um modelo de conversão de energia capaz de suprir determinadas necessidades com inúmeras vantagens sobre os modelos tradicionais de conversão. Para tal, as células fotovoltaicas convertem energia solar diretamente em eletricidade pelo processo de conversão a partir da luz (fótons), o chamado efeito fotovoltaico (RAMOS *et al.*, 2018).

O uso de sistemas fotovoltaicos está em ascensão por conta da conversão de energia renovável, de forma distribuída e próxima ao ponto de consumo, principalmente quando conectados à rede elétrica pública (TIEPOLO, 2015). De acordo com Rütther (2004), essa

tipologia é ideal para aplicações de sistema fotovoltaicos em edificações de comércio e serviço, pois alivia o sistema de distribuição da concessionária elétrica, decorrente da equivalência entre os picos de consumo e conversão de energia, que ocorrem no período diurno. Esse sistema possui elevada produtividade, visto que toda energia gerada é utilizada, seja pela própria instalação onde o sistema está implantado, ou por instalações próximas, por meio da injeção na rede pública (URBANETZ, 2010).

Os projetos de edificações integrados à tecnologia fotovoltaica devem considerar diversos critérios, que se inter-relacionam com objetivo de cumprir com êxito a proposta do sistema. Dentre eles, estão: a radiação solar local, a latitude geográfica, as características de utilização da energia, o entorno da edificação, a tecnologia fotovoltaica instalada e as estimativas de perdas. A conversão fotovoltaica depende desses fatores, os quais determinam o sucesso ou fracasso do sistema implantado (CHIVELET; SOLLA, 2010).

Para fornecer energia continuamente durante o ano, um sistema fotovoltaico deve ser dimensionado corretamente. Isso requer um estudo rigoroso para fazer a escolha mais eficiente e com o menor custo (MISSOUM *et al.*, 2016). No processo de dimensionamento do sistema fotovoltaico, diversos aspectos técnicos são de fundamental importância para garantir o melhor desempenho de conversão de energia, dentre eles, inclinação e direção dos módulos, possíveis sombreamentos, sujeira, cabeamento e equipamentos.

Nesse sentido, a utilização de ferramentas de simulação de sistema fotovoltaico é de grande valia, pois auxilia a busca por melhores condições técnicas para a instalação, o que está diretamente relacionado à eficiência e desempenho de conversão do sistema. Segundo Junior *et al.* (2016), a utilização de simuladores permite avaliar os projetos dos sistemas fotovoltaicos do ponto de vista técnico, quanto a desempenho, variáveis que interferem na geração de energia elétrica, orientação, inclinação, entre outros, como também do ponto de vista econômico, auxiliando a definir a melhor opção financeira para o projeto.

As ferramentas de simulação para sistemas de energia renovável foram tema de diversos estudos na literatura. Dondariya *et al.* (2018) compararam os dados resultantes das simulações realizadas nos softwares PV*SOL, PVGIS, SOLARGIS e SISIFO, com o rendimento anual de energia, a relação de desempenho e o rendimento de energia de um sistema fotovoltaico conectado à rede e concluiu que o PV*SOL demonstrou ser uma ferramenta de software fácil, rápida e confiável para a simulação de sistema fotovoltaico.

Algumas ferramentas de software usualmente utilizadas para dimensionamento técnico de sistemas solares fotovoltaicos foram estudadas por Kumar (2017). O autor concluiu

que as ferramentas de simulação auxiliam, de diferentes maneiras a análise de projetos solares fotovoltaicos, permitindo a pré-viabilidade da planta, dimensionamento técnico de vários componentes, desempenho do sistema a longo prazo, estimativas de potencial de energia, influência de parâmetros e a compreensão dos ganhos financeiros.

Do mesmo modo, estudos foram conduzidos na literatura sobre a investigação do desempenho de sistemas fotovoltaicos já instalados, por meio da utilização de programas computacionais. Nesse sentido, Rocha (2019) comparou a produção de energia gerada por um sistema fotovoltaico em Rio Negro com os valores de energia simulados pelo software PVsyst, e encontrou uma diferença de 2,2% entre a energia simulada e a energia real produzida pelo sistema. Já Ströher (2020) analisou o desempenho de um sistema fotovoltaico de 62,1 kWp em um estudo de caso na cidade de Garibaldi/RS. Os resultados obtidos pelo software PV*SOL e os medidos e calculados por meio dos dados do sistema de monitoramento dos inversores constatarem variação de, aproximadamente, 4,5% nos dez meses de operação.

A procura por fontes renováveis de energia se destaca diante da correlação positiva entre o consumo energético e o crescimento populacional. O uso de sistemas fotovoltaicos está entre as alternativas, contudo, faz-se necessário estimar a viabilidade de cada microgeração. Para a obtenção do melhor desempenho de conversão energética de um sistema fotovoltaico, diversos aspectos técnicos são relevantes, e, nesse sentido, a utilização de ferramentas de simulação auxilia a busca por melhores condições para a instalação.

A utilização de softwares de simulação na etapa de dimensionamento e projetos de sistema fotovoltaico tem sido observada com bastante frequência, porém foram encontrados poucos trabalhos relacionados a análises e informações a respeito do cumprimento do desempenho projetado através da simulação computacional.

Com base nisso, o presente projeto se justifica, com o intuito de verificar a confiabilidade da utilização de softwares para estimar a conversão de energia de sistemas solares fotovoltaicos antes da sua instalação. Para isso, duas microgerações de energia fotovoltaica foram selecionadas na cidade de Nonoai/RS, a fim de comparar o desempenho mensal real de conversão de energia com os dados de simulação. Foram realizadas simulações por meio do software PV*SOL, em que as particularidades de cada unidade estudada foram configuradas mediante parâmetros e modelagem tridimensional, com o intuito de melhor se aproximar das respectivas instalações. Com isso, espera-se analisar a segurança da estimativa de energia gerada pelo software com a conversão real de um sistema fotovoltaico.

1.1 RECOMENDAÇÕES DE USO

Na primeira parte, levantou-se a importância e relevância deste estudo, principalmente pela falta de literatura sobre o tema na região de análise. Foi apresentado o escopo do trabalho e os seus principais objetivos.

A seção 2 é composta por duas partes, que abrangem: os aspectos relacionados ao contexto socioambiental e econômico da energia solar fotovoltaica, e os aspectos relacionados à fonte energética, que englobam as sucessivas conversões energéticas desde sua origem até sua disponibilidade para o homem. O texto transcorre sobre o sol, o processo de fusão nuclear e a transferência de energia eletromagnética, até as tecnologias e equipamentos de um sistema fotovoltaico.

A seção 3 apresenta os sistemas fotovoltaicos selecionados como objeto do estudo deste trabalho e o método de desenvolvimento das simulações utilizando modelagem 3D, com uso do software PV*SOL, desde o tipo de sistema, consumo, modelagem 3D, cabeamento, resultados, até relatório conclusivo.

A seção 4 expõe os resultados de conversão real de energia dos objetos do estudo e de conversão de energia prevista pela simulação no software PV*SOL. E, ao compará-los, foi possível analisar, tanto a eficiência dos dois sistemas fotovoltaicos como a confiabilidade do software utilizado.

1.2 OBJETIVOS

O presente estudo busca obter informações que demonstrem a convergência dos resultados reais de conversão solar fotovoltaica em relação aos dados estimados pelo simulador PV*SOL. Nas seções abaixo estão descritos o objetivo geral e os objetivos específicos deste projeto.

1.2.1 Objetivo geral

Analisar a eficiência de dois sistemas fotovoltaicos, instalados no Sul do Brasil, durante sua operação no ano de 2019, comparando os dados reais de conversão energética com os resultados obtidos por meio da simulação computacional no software PV*SOL, a fim de verificar sua confiabilidade.

1.2.2 Objetivos específicos

- Estudar o processo de conversão de energia elétrica com fonte solar através do efeito fotovoltaico, considerando equipamentos e componentes necessários para esta conversão.
- Realizar a análise da demanda de energia elétrica para o ponto de consumo proposto e o dimensionamento do sistema implantado.
- Levantar dados de incidência solar na região geográfica de estudo e sua influência na conversão de energia comparativo a parâmetros nominais de testes dos equipamentos.
- Enunciar parâmetros comparativos da energia elétrica, convertida pelo sistema fotovoltaico em operação, com a estimativa apontada nas simulações com o software PV*SOL.
- Avaliar a confiabilidade do software, quanto as estimativas de conversão de energia do sistema proposto, em comparação com dados reais de conversão.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Este capítulo está dividido em duas partes: aspectos relacionados ao contexto socioeconômico e ambiental; aspectos relacionados à fonte energética. Ele apresenta breve embasamento teórico de diferentes aspectos, necessários para compreensão da tecnologia e do desenvolvimento sequencial do trabalho proposto.

2.1 O CONTEXTO SÓCIO-ECONÔMICO-AMBIENTAL DA CONVERSÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

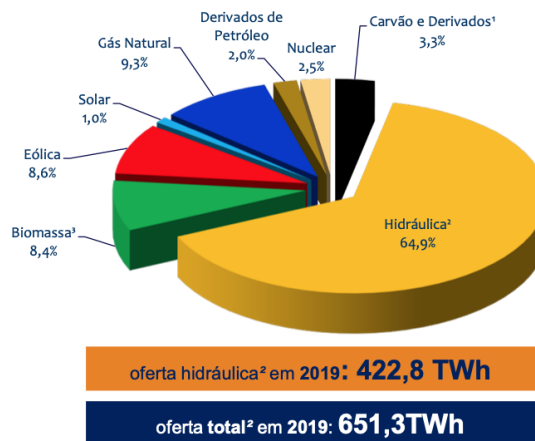
2.1.1 Contexto socioambiental

Um dos pontos fundamentais para o desenvolvimento ecologicamente correto está na inovação e no uso de tecnologia sustentável. Segundo o GEA (2012), estima-se que o crescimento populacional chegará a um platô de 9 bilhões de pessoas até 2050, sendo esperado um suprimento energético renovável de 50%. Assim, a necessidade energética para o desenvolvimento de um País é inquestionável, o que torna fundamental o uso de tecnologias que possibilitem eficiência energética e assegurem um desenvolvimento com impactos ambientais reduzidos (PEREIRA *et al.*, 2017).

A sociedade está presenciando movimento em direção às fontes renováveis de energia no Brasil e no mundo, tendo em vista a finitude dos recursos não renováveis e o impacto ambiental que eles geram. Segundo Irena (2015), as fontes renováveis de energia utilizam 200 vezes menos água do que as fontes fósseis de energia, o que reduz a pressão sobre os recursos hídricos limitados, aumentam a segurança energética, reduzem as emissões de carbono e criam empregos. Contudo, sabe-se que os combustíveis fósseis ainda compõem grande parte da matriz energética mundial e são responsáveis por 66,7% da conversão de eletricidade (IEA, 2016).

O Brasil possui características que possibilitam o uso de energias renováveis, como grandes reservas de água doce, alta irradiação solar e ventos de excelente qualidade (IRENA, 2017). No que diz respeito à eletricidade, o País é suprido, essencialmente, pelo sistema hidrotérmico, com forte predominância de usinas hidroelétricas, as quais representam cerca de 64% da matriz elétrica brasileira, conforme Figura 1 (EPE, 2020a). Nesse sentido, a participação das hidroelétricas torna o sistema elétrico brasileiro singular, em relação aos impactos ambientais e à emissão de gases de efeito estufa (ABSOLAR/ANEEL, 2020).

Figura 1 – Matriz elétrica brasileira.



¹ Inclui gás de coque, gás de alto forno, gás de aciaria e alcatrão

² Inclui importação

³ Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia, biodiesel e outras fontes primárias.

Fonte: EPE, (2020a).

No entanto, assim como todas as fontes renováveis de energia, a hidroeletricidade está sujeita à influência de fatores climáticos. Desse modo, a energia armazenada (nível de água em reservatório) pode atingir valores críticos, sob o ponto de vista de segurança energética em períodos de seca. Logo, a oferta de energia diminui devido à insuficiência desse recurso natural, o que coloca o sistema energético em risco em relação à necessidade de acionamento das termoeletricas, aumentando os preços da energia elétrica. Não obstante, nos períodos de menor ocorrência de chuvas, o uso da água para conversão de energia desvia a utilização para outros fins, tais como agricultura ou abastecimento, o que impacta, criticamente, o País (PEREIRA *et al.*, 2006).

O Brasil é um dos Países com índices de radiação solar mais altos do mundo (ASPE, 2013), o que o torna muito favorável para a conversão de energia com origem solar. No local menos ensolarado do Brasil, é possível converter mais energia elétrica do que no local mais ensolarado da Alemanha, que é referência no setor (PINHO; GALDINO, 2014). Logo, é favorável a instalação de sistemas fotovoltaicos no Brasil, por se tratar de um País com elevado nível de irradiação comparado a outros lugares do mundo (LIMA *et al.*, 2015), o que proporciona grande parte da solução para uma matriz elétrica diversificada, segura, economicamente viável e abundante no País (IRENA, 2017).

Diferentemente das demais fontes de conversão de energia, a energia solar representa, apenas, 1% da matriz elétrica brasileira (EPE, 2020a). Porém, ao observar o crescimento das diferentes fontes que compõem a matriz elétrica brasileira, a conversão solar fotovoltaica foi a

de maior expansão proporcional de 2018 para 2019, passando de 3,461 GWh para uma produção de 6,655 GWh, respectivamente (EPE, 2020d).

2.1.2 Contexto econômico

O desenvolvimento econômico brasileiro, acompanhado pelas mudanças nos padrões de consumo e qualidade de vida nas duas últimas décadas, determina crescente demanda por energia. A melhoria na qualidade de vida da população vem sendo alcançada com a evolução da renda nos últimos anos, possibilitando o acesso às infraestruturas básicas como moradia, saneamento e transporte (PEREIRA *et al.*, 2006; IBGE, 2020). Programas de eletrificação rural também geraram impacto importante, uma vez que houve acréscimo de 3,2 milhões de domicílios rurais eletrificados nos últimos 10 anos (EPE, 2018b).

Atualmente, o sistema elétrico brasileiro está praticamente conectado por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN), compondo conjunto de instalações e de equipamentos que possibilitam o suprimento de energia elétrica nas diferentes regiões do País. A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, e resulta na obtenção de ganhos sinérgicos. O SIN é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte (ONS, 2019).

Segundo o EPE (2020a), em 2019, o consumo de eletricidade no País cresceu 1,44% em relação ao ano anterior, alcançando 482 TWh, o que manteve o Brasil entre os dez maiores consumidores do mundo. As regiões Nordeste e Centro-Oeste lideraram o crescimento, com taxas de 3,07% e 4,28%, contudo a região Sudeste segue sendo a de maior participação no consumo do País, representando praticamente 50% do total. Ademais, o setor industrial foi o maior consumidor, com quase 35% do total, seguido do setor residencial, com, aproximadamente, 29%.

Ramos *et al.* (2018) citam a tendência global em direção às fontes sustentáveis de energia e defendem que a energia fotovoltaica tem potencial para ser a maior fonte de eletricidade do mundo a longo prazo, devido à abundância e à distribuição do recurso solar no planeta, à constante redução dos custos da tecnologia e às melhorias em eficiência de materiais e conversão. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, do inglês International Energy Agency), a energia solar fotovoltaica poderá representar um terço da produção global

de energia elétrica do mundo até 2060 (IEA, 2011). Estudos da Bloomberg¹ apontam que a energia solar e a energia eólica representarão 50% da matriz elétrica global já em 2050 (BNEF, 2019). Ademais, a capacidade instalada total de conversão de energia elétrica no Brasil atingiu a marca de 170 GW em 2019, sendo mais de 75% a partir de fontes renováveis (ANEEL, 2020).

Uma pesquisa publicada em 2020 pela Greener, empresa brasileira especializada em energia solar fotovoltaica, apresentou estudo estratégico de conversão distribuída baseada na ANEEL, que mostra o crescimento do volume de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em dado período. Foram registrados 0,5 MW, 53,9 MW, 397 MW e 1.393,1 MW em 2012, 2016, 2018 e 2019, respectivamente, fazendo esse volume triplicar de 2018 para 2019. Um total de 215 mil sistemas fotovoltaicos foram conectados à rede de 2012 a 2019, o que representa 0,26% do total de unidades consumidoras no País. Aproximadamente de 77% de todo o volume conectado à rede em 2019 se resume a sistemas residenciais e comerciais.

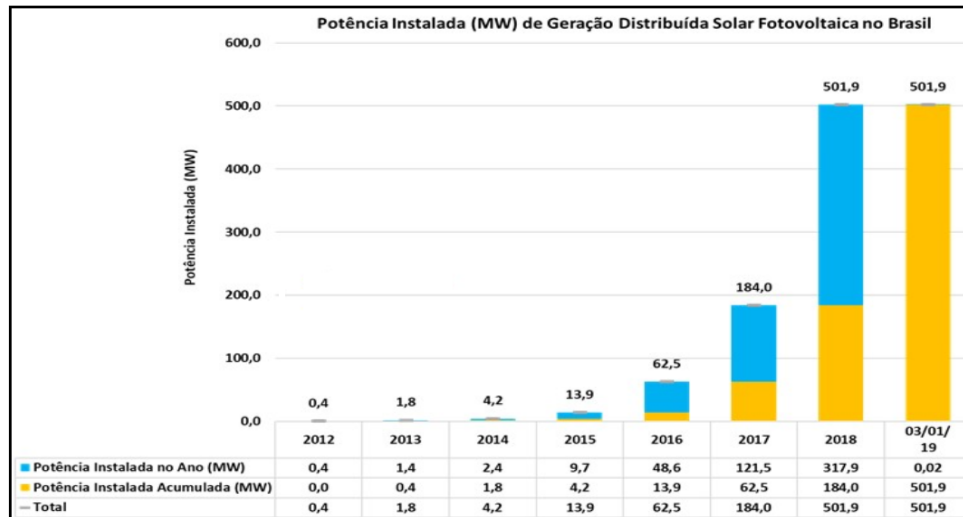
A respeito das legislações, em abril de 2012, o Brasil deu grande passo com a aprovação da resolução normativa n.º 482/2012 da ANEEL, a qual permitiu a conexão de microgeração e minigeração de energia elétrica com base em fontes de energias renováveis conectadas às redes de baixa tensão, por meio do sistema de compensação de créditos de energia. Em 2015, com o intuito de aprimorar aquela resolução, a ANEEL publicou a resolução normativa n.º 687/2015, a qual redefiniu os limites de potência para microgeração para 75 kW e de minigeração para 5 MW (para energia solar fotovoltaica), contemplou a compensação de energia para tarifas de energia elétrica (TE) e para tarifas de uso do sistema de distribuição (TUSD), possibilitou as modalidades de autoconsumo remoto, condomínio ou empreendimentos de múltiplas unidades e a conversão compartilhada, alterou o prazo para utilização dos créditos na fatura elétrica de 36 para 60 meses e simplificou o prazo do processo de conexão para 34 dias, dentre outras atualizações que promoveram a possibilidade de grandes avanços para o setor.

A geração distribuída representa uma mudança radical no paradigma do setor elétrico mundial, em que clientes consumidores de energia (residências, prediais, comerciais e industriais, por exemplo) podem converter sua própria eletricidade. Com os custos decrescentes da tecnologia fotovoltaica e os aumentos das tarifas elétricas no mundo, a geração solar distribuída está cada vez mais presente em diversos Países, inclusive no Brasil (RAMOS, 2018).

¹ Empresa de tecnologia que disponibiliza dados, notícias, análises e insights independentes para profissionais dos mercados de energia.

A Figura 2 ilustra o crescimento de geração distribuída solar fotovoltaica no período de 2012 até o começo de 2019.

Figura 2 – Geração distribuída solar fotovoltaica.



Fonte: ABSOLAR, (2019).

Além da crescente competitividade de custo, a presença de pequenos geradores próximos às cargas pode proporcionar diversos benefícios para o sistema elétrico, dentre os quais se destacam: a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão, o baixo impacto ambiental e a melhoria da qualidade da energia da rede no período de carga pesada² (ANEEL, 2016). Pereira e contribuintes (2006) defendem a diversificação da matriz energética brasileira, com destaque para as fontes que geram baixo impacto ambiental.

2.2 CONVERSÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: DA ORIGEM À DISPONIBILIDADE ELÉTRICA

Aspectos relacionados à fonte energética são abordados nesta seção, como: Sol, o processo de fusão nuclear e transferência da energia radiante; os conceitos de radiação, irradiação e irradiância solar; o efeito fotovoltaico, tecnologias e equipamentos dos sistemas fotovoltaicos.

² O valor máximo de consumo, intitulado carga pesada, ocorre normalmente por volta das 19 horas e constitui a chamada ponta de carga, com cerca de 2 a 3 horas de duração (ANEEL, 2005).

2.2.1 Sol, o processo de fusão nuclear, transferência e disponibilidade da energia radiante

O Sol é uma esfera de matéria gasosa intensamente quente com um diâmetro de $1,39 \times 10^9$ m (DUFFIE; BECKMAN, 1991). É composto essencialmente por hidrogênio (73,4%) e hélio (25%), que constituem os dois elementos mais simples que existem no universo e também os mais abundantes (SOBRINHO, 2012), e o mecanismo responsável pela enorme quantidade de energia radiada pelo Sol é a fusão nuclear. Devido às altas temperaturas e densidades do seu interior, a fusão do hidrogênio acontece, criando energia e produzindo o hélio como subproduto (TAVARES, 1999).

A energia radiante é descrita como um fluxo energia, que se propaga por ondas eletromagnéticas com a velocidade da luz. Quando interagem com a matéria, a luz passa a se comportar como um conjunto de partículas (pacotes de energia) denominados fótons e é atribuído a cada um quantidade de energia relacionada à frequência da onda que se propaga. A radiação eletromagnética existe para um grande intervalo de comprimentos de onda e está dividida em bandas ou faixas espectrais (que vão desde o infravermelho até o ultravioleta, passando pela radiação visível) (GUIMARÃES, 2003). O Sol produz cerca de $3,86 \times 10^{23}$ kW de potência. Em uma comparação, se essa estrela tivesse sua energia canalizada por um segundo, isto daria energia suficiente para abastecer nosso País nos próximos 9,000,000 anos (TAVARES, 1999).

O fluxo de energia proveniente do Sol propaga-se como energia radiante por meio de ondas eletromagnéticas até o topo da atmosfera terrestre. A quantidade de radiação solar por unidade de área que atinge um ponto extra-atmosférico é denominada Constante Solar, cujo valor adotado pelo *World Radiation Center* foi de $1,367$ W/m² (GUIMARÃES, 2003). Cerca de 80% da radiação solar está em uma faixa de comprimentos de onda que vai do visível ao infravermelho do espectro eletromagnético. (PEREIRA *et al.*, 2017). Essa energia alimenta todos os processos térmicos (como o aquecimento da superfície terrestre e dos oceanos), dinâmicos (como a própria atmosfera) e químicos (como a fotossíntese) (ANTONIOLLI, 2015).

A energia proveniente do Sol é uma forma de energia renovável, praticamente inesgotável e que pode ser aproveitada pela sociedade para suprir suas necessidades energéticas (VIANA, 2010). Historicamente, a apropriação da energia pela humanidade se deu através da agricultura e da pecuária, as quais processam a energia direta do Sol por meio do aproveitamento controlado da fotossíntese e da cadeia alimentar (SAUER *et al.*, 2011).

Atualmente, o aquecimento solar, a conversão de eletricidade e a climatização de ambientes exemplificam os processos e tecnologias produzidos pelo desenvolvimento científico e tecnológico (PEREIRA *et al.*, 2017).

O aproveitamento fotovoltaico, conhecido como conversão fotovoltaica de eletricidade, também apresentou um intenso desenvolvimento com a crescente participação da energia solar na matriz energética mundial (PEREIRA *et al.*, 2017). Considerando-se a escala de tempo da vida no planeta Terra, a energia proveniente do Sol é uma fonte abundante. Nesse sentido, é vista como uma das alternativas energéticas mais promissoras para os desafios deste milênio (PEREIRA *et al.*, 2006).

2.2.2 Os conceitos de radiação e irradiância solar

Dada sua variação ao longo do dia, do ano, e de acordo com a localidade, o recurso solar não pode ser considerado como constante. Grande parte dessas variações se deve à geografia terrestre e seus movimentos astronômicos de rotação e translação, os quais possibilitam certa previsibilidade do recurso. No entanto, essas variações são acentuadas diariamente em função de fenômenos climáticos, como a formação de nuvens, que são mais difíceis de prever (EPE, 2018a).

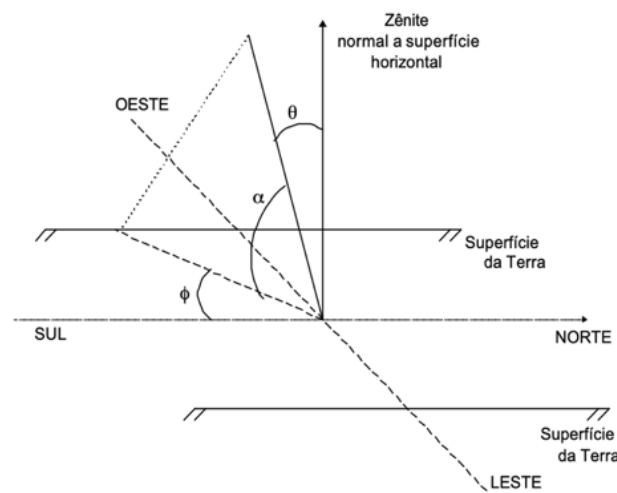
A radiação possui característica principal chamada radiância, ou intensidade de radiação. A radiação emitida pelo Sol e sua relação espacial com a Terra resultam em uma intensidade quase fixa de radiação solar fora da atmosfera terrestre. A constante solar refere-se à energia do Sol por unidade de tempo recebida em uma unidade de área da superfície perpendicular à direção de propagação da radiação na distância média da Terra-Sol fora da atmosfera (DUFFIE; BECKMAN, 1991). A irradiância solar que incide na superfície da Terra depende da interação da radiação eletromagnética com os constituintes do sistema Terra-Atmosfera, logo é uma grandeza de densidade de potência, medida em watt por metro quadrado (W/m^2) ou em quilowatt por metro quadrado (kW/m^2) (ABINEE, 2012). De modo geral, a irradiância representa a taxa na qual a energia radiante incide em uma superfície por unidade de área (DUFFIE; BECKMAN, 1991). Já a irradiação solar é uma grandeza de densidade de energia, uma vez que é expressa em quilowatt-hora por metro quadrado por dia ($kWh/m^2/dia$) ou quilowatt-hora por metro quadrado por ano ($kwh/m^2/ano$) (ABINEE, 2012).

A Terra orbita o Sol a uma distância média de cerca de 150 milhões de quilômetros, completando um ciclo a cada 365,25 dias solares. Ao longo desse período, a distância varia

entre $1,47 \cdot 10^8$ km e $1,52 \cdot 10^8$ km e, como resultado, o fluxo de irradiância solar oscila entre $1,325 \text{ W/m}^2$ e $1,412 \text{ W/m}^2$. (PEREIRA *et al.*, 2017). A partir da análise dos movimentos de translação e rotação da Terra, Guimarães (2003) reforçou que um plano recebe os raios do Sol com ângulos de incidência diferentes, conforme a hora do dia e a época do ano, e que eles se modificam com a orientação e a inclinação do plano.

Desse modo, a quantidade de energia que um módulo fotovoltaico consegue captar varia ao longo do dia, de acordo à variação da irradiância solar, devido à posição do Sol em cada momento. Também sofre influência do chamado Ângulo de Incidência, que diz respeito ao ângulo formado entre a irradiação direta incidente na superfície e à normal àquela superfície.

Figura 3 – Relações geométricas entre um ponto na superfície horizontal e a irradiação solar incidente.



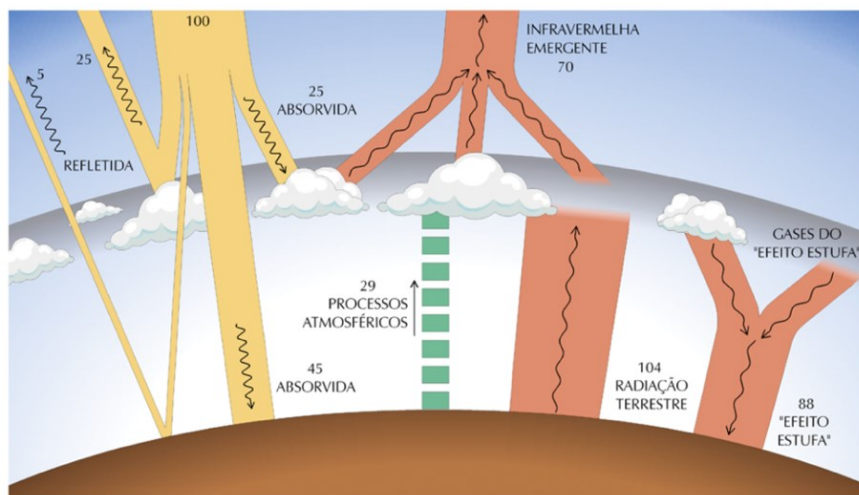
Fonte: Guimarães, (2003).

Na Figura 3, é possível identificar as relações geométricas entre os raios solares, que variam de acordo com o movimento aparente do Sol e com a superfície terrestre. Segundo Pinho e Galdino (2014), e Guimarães (2003), tais ângulos são definidos do seguinte modo: a) Ângulo Zenital (θ_z): ângulo formado entre os raios do Sol e a vertical local (Zênite); b) Altitude Solar ou Elevação Solar (α): ângulo compreendido entre os raios do Sol e a projeção destes sobre o plano horizontal (horizonte do observador); c) Ângulo Azimutal do Sol (ϕ): é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção norte/sul (horizonte do observador);

O deslocamento angular é tomado a partir do Norte (0°) geográfico, sendo, por convenção, positivo quando a projeção se encontrar à direita do Sul (a Leste) e negativo quando se encontrar à esquerda (a Oeste). Ou seja, $-180^\circ \leq \phi \leq 180^\circ$.

Ao atravessar a atmosfera, a radiação solar é atenuada por processos físicos de espelhamento e absorção dos constituintes atmosféricos e da superfície do planeta. A razão entre a irradiância solar na superfície terrestre e no topo da atmosfera é definida como transmitância atmosférica. As nuvens, os gases e as partículas atmosféricas refletem cerca de 30% da radiação incidente no topo da atmosfera. Os 70% restantes são absorvidos, produzindo o aquecimento do sistema e causando a evaporação de água ou a convecção (PEREIRA *et al.*, 2006). A Figura 4 apresenta os processos de interação da radiação solar com os principais constituintes atmosféricos.

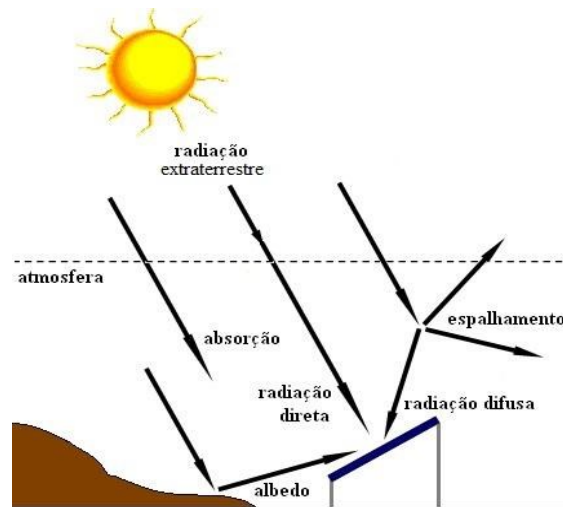
Figura 4 – Diagrama simbólico dos processos da interação da radiação solar com a atmosfera terrestre.



Fonte: Pereira *et al.*, (2006).

Em função dos efeitos causados pelas propriedades e características dos constituintes da camada atmosférica, a irradiação solar incidente na superfície terrestre se apresenta dividida em três componentes: Irradiação Direta (definida como a fração da irradiação solar que atravessa a atmosfera terrestre sem sofrer alteração em sua direção original), a Irradiação Difusa (componente da irradiação solar que ao atravessar a camada atmosférica é espalhada por elementos da atmosfera terrestre) e a Irradiação Global (soma das componentes direta e difusa) (GUIMARÃES, 2003). A irradiância solar extraterrestre média que chega no topo da atmosfera terrestre é de, aproximadamente, $1,367 \text{ W/m}^2$, e, devido às perdas de radiação na atmosfera terrestre, que são estimadas em 27%, o valor teórico utilizado para a irradiância global é de $1,000 \text{ W/m}^2$ (PINHO; GALDINO, 2014). As componentes da radiação solar podem ser observadas na Figura 5.

Figura 5 – Componentes da radiação solar.



Fonte: Pinho; Galdino, (2014).

Existem alguns modelos matemáticos que são utilizados como método de transposição da irradiação difusa, para fazer estudos de irradiação solar e simulação da conversão de sistemas fotovoltaicos. Tais métodos realizam o cálculo para transpor os valores de irradiação no plano horizontal para o plano inclinado. Entre os diferentes modelos existentes, destacam-se: Liu e Jordan (1960), Klucher (1979), Hay e Davies (1980) e Perez (1987).

No estudo dos modelos matemáticos de transposição da irradiação difusa dos dados de satélite realizado por Santos e Ruther (2014), concluiu-se que, para regiões de latitude menor (até 20°), localizadas ao norte, o modelo de Perez apresenta valores mais próximos aos utilizados como referência; para as regiões com latitude maior, localizadas ao sul, o modelo de Klucher apresenta a menor diferença.

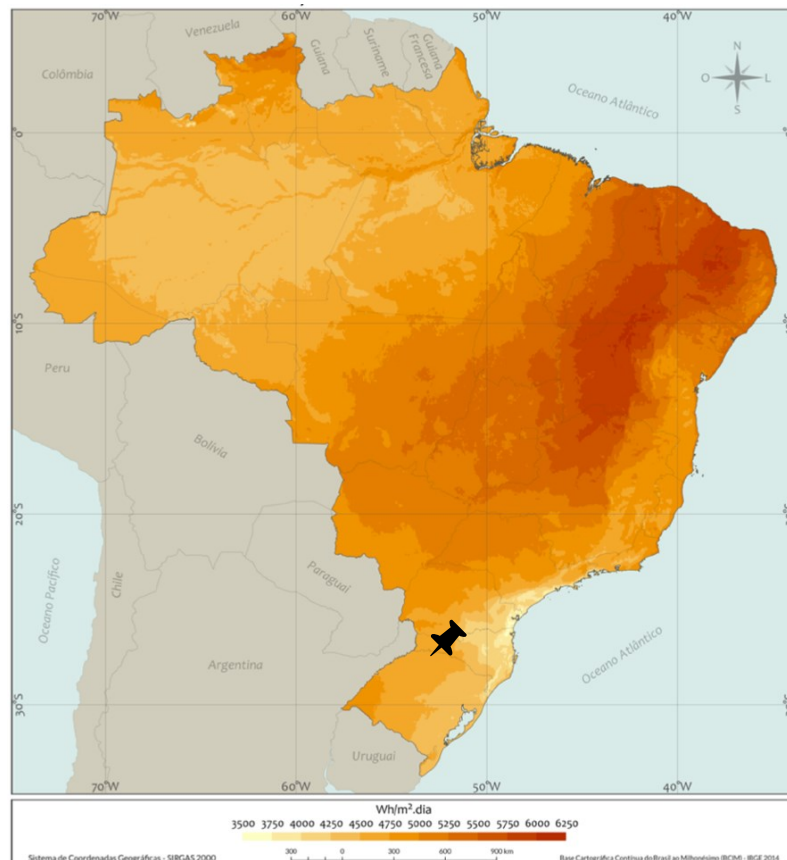
Em seu estudo da avaliação do desempenho de geradores fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil, Antonioli (2015), em sua análise utilizando valores medidos por piranômetros³ em solo, indicou Perez (1987) como o modelo que apresenta o menor erro na transposição de valores de irradiação solar na cidade de Florianópolis/SC. Como forma de complementação, Antonioli (2015) também citou estudo realizado por Khoo *et al.* (2014) em Cingapura, cuja categoria climática é a mesma do Brasil e a latitude é similar à região Norte, onde também foi encontrado o menor percentual de erro na transposição do plano horizontal para o plano inclinado, utilizando o modelo de Perez (1987).

³ Piranômetros são sensores utilizados para realizar a mensuração da radiação, sobre uma superfície plana horizontal.

Cerca de 30% da energia radiante do Sol que incide sobre a Terra é refletida de volta ao espaço. Essa fração refletida é denominada de albedo planetário. (PEREIRA; VEISSID, 2000). A reflexão da radiação no solo ou no ambiente aumenta a irradiação na superfície do módulo, ou seja, o albedo varia de acordo com a composição da superfície terrestre. Por exemplo, segundo a Valentin Software (2020), se o chão estiver coberto de neve, o albedo será de, aproximadamente, 80%, para áreas residenciais, o albedo é de 15% a 20%.

A irradiação solar é o recurso mais importante para a avaliação profissional do rendimento energético do sistema fotovoltaico. A análise de desempenho depende de fatores meteorológicos específicos do local (características de irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente) e de fatores do local de instalação (latitude, orientação, poeira, nível de poluição e cobertura arbórea). A temperatura ambiente mínima e máxima influencia bastante a produção de energia do sistema fotovoltaico. Na Figura 6, é possível observar o total diário da irradiação global horizontal que incide sobre o Brasil.

Figura 6 – Total diário da irradiação global horizontal no Brasil.



Fonte: Pereira *et al.*, (2017).

O conhecimento da irradiação solar incidente no plano dos módulos solares fotovoltaicos é fundamental para o correto dimensionamento do gerador integrado na edificação (telhado ou fachada) e a correta estimativa da quantidade de energia que o mesmo pode converter anualmente (PEREIRA *et al.*, 2017). O aproveitamento do recurso solar incidente na superfície terrestre pode ser otimizado por meio da orientação dos módulos em posições apropriadas para as necessidades de cada aplicação.

O efeito da inclinação dos módulos solares é mais relevante quanto maior a latitude. O ângulo que é usualmente considerado como ótimo é igual à latitude do local, orientado ao norte, no hemisfério sul, de forma que a superfície receptora esteja perpendicular aos raios solares na média anual, fazendo com que a variação da irradiação ao longo do ano seja atenuada, assim como maximizada a quantidade de energia incidente sobre tal superfície nesse período (EPE, 2018a).

O conhecimento sobre o potencial do recurso solar incidente na superfície é essencial, mas não suficiente para impulsionar o uso dessa fonte de energia. A variabilidade do recurso solar tem impactos em aspectos técnicos de qualidade e de segurança do sistema elétrico. Assim, além do potencial disponível, informações confiáveis sobre a variabilidade do recurso solar são imprescindíveis para dar suporte ao desenvolvimento de projetos para o aproveitamento dessa fonte de energia (PEREIRA *et al.*, 2006).

Estações meteorológicas automáticas (EMA's) operadas pelo INMET são empregadas para fins de estudos meteorológicos e de monitoramento ambiental. Operam de forma automática e desatendida, com dados transmitidos via satélite, e estão distribuídas por todo o território nacional (PEREIRA *et al.*, 2017). Por meio de um *datalogger* (unidade central de memória), os sensores de parâmetros meteorológicos disponibilizam, automaticamente, a cada hora, os valores observados de pressão atmosférica, temperatura e umidade relativa do ar, precipitação, radiação solar, direção e velocidade do vento.

Para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, é fundamental o uso de valores de irradiação referentes ao local onde o sistema será instalado, levando em conta períodos de longo prazo. Como normalmente não existem dados medidos *in loco*, esses valores são estimados por meio de banco de dados.

No Brasil, um dos primeiros bancos de dados de radiação solar disponíveis para o público geral é mantido pelo “Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito” (CRESESB). Essa entidade é vinculada ao “Centro de Pesquisa de Energia Elétrica” – CEPEL, que também disponibiliza uma vasta literatura sobre energias renováveis. No ano de

2000 o CRESESB publicou o “Atlas Solarimétrico do Brasil” (TIBA *et al.*, 2000), contendo valores de radiação solar para todo o território brasileiro, além de informações sobre a forma de coleta e tratamento matemático dos dados meteorológicos.

O chamado SunData é uma ferramenta de busca e análise disponibilizada *online* e gratuitamente pelo CRESESB, em que é possível consultar um banco de dados atualizado sobre o potencial solar no Brasil. De acordo com o CRESESB (2018), essa ferramenta de apoio ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos destina-se ao cálculo da irradiação solar diária média mensal em qualquer ponto do território nacional. O banco de dados utilizado na consulta disponível no SunData é o da irradiação global no plano horizontal, que contém informações de mais de 72,000 pontos em todo o território brasileiro com distâncias de, aproximadamente, 10 km entre eles. (CRESESB, 2018).

A análise dessa base de dados se deve, principalmente, à confiabilidade e precisão dos valores medidos ao longo de vários anos de pesquisa. Para se obter os valores de radiação solar para as chamadas localidades de referência, é necessário inserir as coordenadas geográficas do local a ser pesquisado, que o software busca os dados para três localidades de referência mais próximas, de modo a oferecer uma triangulação e permitir a análise dos valores na forma de interpolação, ou seja, calculando-se uma espécie de médias das três localidades.

2.2.3 A energia solar e o efeito fotovoltaico

A energia solar, além de abundante, é uma fonte capaz de reduzir os efeitos nocivos gerados pelo uso dos combustíveis fósseis, evitando, assim, os impactos negativos das grandes centrais de produção de energia (LOPO, 2010). Essa energia pode ser aproveitada tanto como fonte de calor quanto de luz e eletricidade. O calor pode ser utilizado diretamente para aquecimento de ambientes, aquecimento de fluídos ou para a conversão de energia elétrica. A luz diurna pode ser aproveitada para iluminação natural, através de uma arquitetura adaptada para tal, e também para a conversão de energia elétrica (ANTONIOLLI, 2015). A energia do Sol pode ser utilizada para a produção de eletricidade, por meio do efeito fotovoltaico, o qual consiste na conversão direta da luz solar, por meio dos fótons de luz, em energia elétrica (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

O Efeito Fotovoltaico foi observado, pela primeira vez, em 1839, pelo físico francês Edmund Becquerel, em uma solução de selênio. Becquerel notou o aparecimento de uma tensão entre os eletrodos de solução condutora, quando esta era iluminada pela luz solar. Mais tarde,

por volta do ano de 1870, a primeira célula fotovoltaica foi construída utilizando-se o selênio, com eficiência próxima de 2% (BRAGA, 2008). O efeito fotovoltaico ocorre quando fótons incidem sobre um material semicondutor, tipicamente silício, excitando elétrons e gerando uma corrente elétrica (RÜTHER, 2004).

Células solares são dispositivos capazes de transformar a energia luminosa, proveniente do Sol ou de outra fonte de luz, em energia elétrica (CARVALHO, et al., 2004). Nesse processo, são utilizados materiais semicondutores como o silício, o arsenieto de gálio, telurieto de cádmio ou disselenieto de cobre e índio. Segundo Santos (2011), a célula de silício cristalina é a mais comum do mundo, representando, aproximadamente, 95% de todas as células solares produzidas, e o material utilizado na sua produção deve ser da maior pureza possível, atingida por meio de sucessivas etapas na produção química.

De forma geral, quando fótons da luz do Sol atingem a junção semicondutora das células fotovoltaicas, elétrons são liberados pelo material e acelerados pelo campo elétrico da junção. Esse processo resulta no desenvolvimento de tensão elétrica entre dois elétrons que fluem (em único sentido) por meio dos terminais conectados ao material, produzindo corrente elétrica. A potência gerada em um sistema fotovoltaico, ou seja, a energia gerada no sistema por unidade de tempo depende de fatores como a radiação solar horária que incide sobre o painel, a área desse painel e o rendimento total do sistema (REIS, 2011).

Atualmente, os sistemas fotovoltaicos são utilizados em instalações remotas possibilitando vários projetos sociais, agropastoris, de irrigação e comunicação. As facilidades dos sistemas fotovoltaicos, tais como, modularidade, baixos custos de manutenção e vida útil longa fazem com que sejam de grande importância para instalações em lugares desprovidos da rede elétrica (CRESESB, 2006).

2.2.4 Tecnologia e equipamentos de um sistema fotovoltaico

Basicamente, o sistema fotovoltaico funciona com módulos fotovoltaicos que convertem a energia do Sol em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico. As instalações fotovoltaicas podem ser integradas juntamente ao ponto de consumo, ou seja, como parte da arquitetura do edifício. Também podem ser instaladas de forma centralizada, como uma grande usina, fornecendo energia para pontos mais distantes (RÜTHER, 2004).

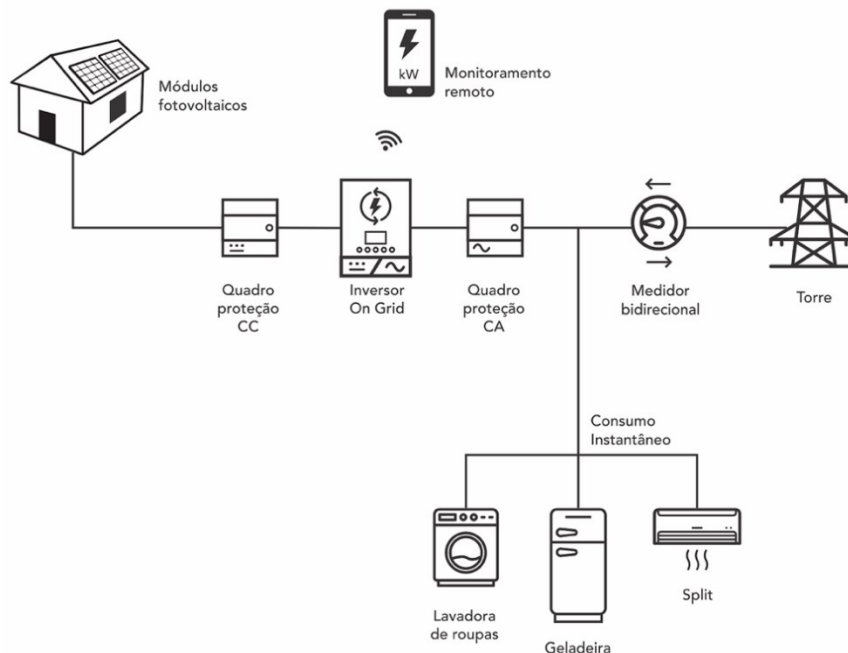
Os sistemas fotovoltaicos são classificados em distintas categorias, existindo duas principais: isolados ou conectados à rede. Os sistemas isolados são aqueles que utilizam um

banco de baterias para armazenar a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos, os quais podem ser do tipo puro (em que o Sol é a única fonte para a conversão de energia elétrica) ou híbrido (quando há complementariedade de outras fontes para conversão de energia). Os sistemas conectados à rede são aqueles que utilizam a rede elétrica pública para o armazenamento da energia, sendo esta a categoria utilizada no desenvolvimento desta dissertação.

Os dispositivos fotovoltaicos são compostos por células solares capazes de converter de forma direta a energia solar em energia elétrica. O sistema fotovoltaico conectado à rede é composto basicamente por: módulos fotovoltaicos; quadros de proteção em corrente contínua (CC) e corrente alternada (CA); inversor solar *on-grid*; estrutura de fixação; cabos e conectores.

A Figura 7 demonstra os componentes de um sistema fotovoltaico. O esquema mostra a conversão de corrente elétrica contínua pelos módulos fotovoltaicos, os quais geralmente são instalados nos telhados de modo a obter um melhor aproveitamento da área disponível. Através de cabos de conexão em Corrente Contínua (CC), a corrente flui até o inversor, passando pelo quadro de proteção CC. Esse último é acoplado ao sistema para protegê-lo de eventuais surtos elétricos⁴ ou descargas atmosféricas.

Figura 7 – Componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede.



Fonte: elaborada pela autora, (2019).

⁴ Surto elétrico é uma onda transitória de tensão, corrente ou potência que tem como característica uma elevada taxa de variação por um período curtíssimo de tempo. Ele se propaga ao longo de sistemas elétricos e pode causar sérios danos aos equipamentos eletroeletrônicos (CLAMPER, 2016).

Logo, o inversor converte a corrente contínua em alternada, adequando-a à rede elétrica convencional. Esta flui pelos cabos de conexão em Corrente Alternada (CA) passando pelo quadro de proteção CA. No ponto de fornecimento, efetua-se a interligação entre o sistema fotovoltaico e a rede elétrica da concessionária local.

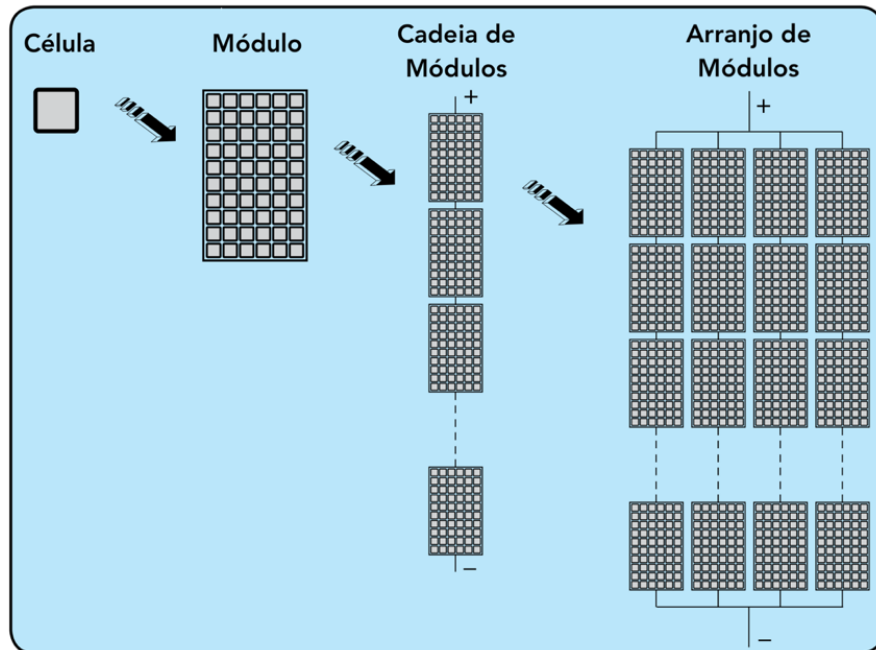
Durante o dia, a energia gerada pelo sistema fotovoltaico é consumida pelos equipamentos que compõem a carga, o chamado consumo simultâneo. A energia excedente é direcionada para fora da unidade consumidora e contabilizada pelo medidor bidirecional. Durante a noite, a carga é suprida pela energia advinda da concessionária, uma vez que o sistema fotovoltaico não está recebendo fótons.

Nos **módulos fotovoltaicos**, a conversão de energia solar em eletricidade ocorre por meio das células fotovoltaicas, compostas por um material semicondutor. Essa conversão ocorre de forma plena em dias ensolarados e em menor intensidade em dias nublados ou chuvosos. Como a tensão e corrente de circuito aberto de cada célula fotovoltaica são pequenas, e devido à sua fragilidade, as células são associadas e encapsuladas a fim de formar um módulo (ABINEE, 2012).

Os módulos são, na sua maioria, fabricados com células fotovoltaicas de silício cristalino, possuem massa em torno de 11 kg/m^2 , e para proteção superior dos módulos contém um vidro temperado de 3,2 mm, devido à sua robustez e resistência à radiação. Na parte posterior dos módulos convencionais, utiliza-se o elastômero termoplástico, comercialmente chamado de Tedlar, devido à resistência mecânica, durabilidade e alta resistência a variações de temperatura. Entre o vidro e as células fotovoltaicas, e entre as células e o Tedlar, são utilizadas folhas de etileno vinil acetato (EVA), que fornecem a vedação final ao módulo.

Na montagem dos módulos, primeiramente, as células são associadas em série até se obter um nível de tensão considerável e, em seguida, são associadas em paralelo até alcançar o nível de corrente desejado (FREITAS, 2008). Os módulos mais utilizados hoje possuem entre 72 e 144 células, ocupam uma área de $1,95 \text{ m}^2$ e $2,10 \text{ m}^2$ respectivamente e possuem potências entre 300 W – 360 W (72 células) e 330 W – 425 W (144 células), variando com a eficiência da célula usada. Em um arranjo fotovoltaico, o número de módulos é definido dependendo da potência pretendida. Os módulos podem ser ligados em série e/ou em paralelo, conforme a corrente e tensão desejadas (ABINEE, 2012). Conforme a Figura 8, o módulo fotovoltaico é composto de várias células interligadas e montadas em um mesmo conjunto. Uma cadeia de módulos (*String*) é composta de módulos eletricamente conectados em série. Um arranjo ou combinação dos módulos (*Array*) é composto de *Strings* conectadas em paralelo

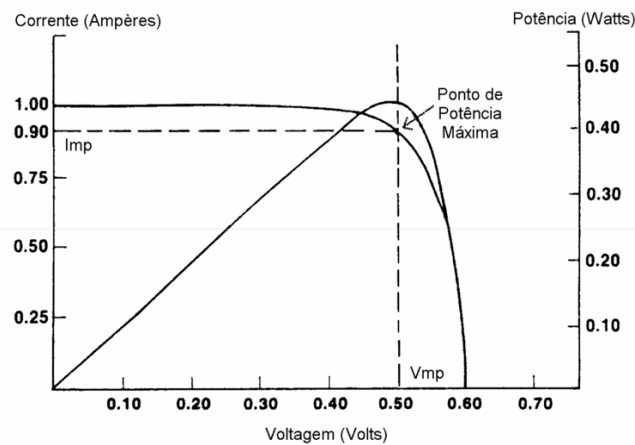
Figura 8 – Diferença entre célula, módulo, cadeia de módulos (*string*) e arranjo de módulos (fotovoltaico).



Fonte: adaptada de manual de instalação e operação de inversores ABB, (2019).

Comumente, a potência dos módulos é dada pela potência de pico mostrada na Figura 9, mas, além desse parâmetro, existem outras características elétricas que podem caracterizar a funcionalidade do módulo. A condição padrão para se obter as curvas características dos módulos é definida a $1,000 \text{ W/m}^2$ de irradiância (recebida na superfície da Terra em um dia claro, ao meio dia), e a uma temperatura de 25°C na célula (a eficiência da célula é reduzida com o aumento da temperatura) (CRESESB, 2006).

Figura 9 – Parâmetros de potência máxima.



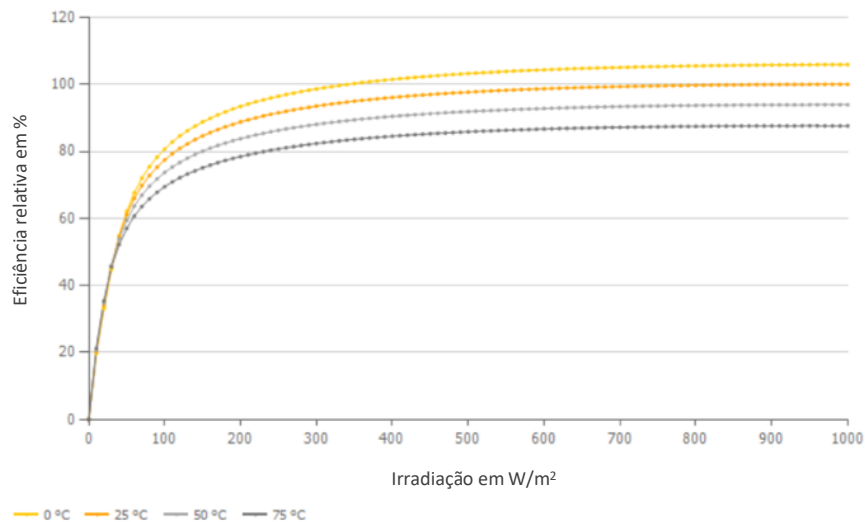
Fonte: CRESESB, (2006).

Os principais fatores que influenciam as características elétricas de um painel são: a intensidade luminosa e a temperatura da célula. A corrente gerada nos módulos aumenta linearmente com o aumento da intensidade luminosa. Por outro lado, o aumento da temperatura na célula faz com que a eficiência do módulo caia, baixando, assim, os pontos de operação para potência máxima gerada (CRESESB, 2006).

A temperatura influencia, fortemente, a curva característica dos módulos fotovoltaicos. Por regra, as células perdem eficiência com o aumento da temperatura de operação, seguindo as propriedades de seus materiais. Segundos dados de DGS (2014), para minimizar perdas decorrentes da elevação na temperatura, os módulos fotovoltaicos devem ser instalados de forma que favoreça a dissipação de calor. Em um sistema com boa ventilação traseira nos módulos, há um acréscimo menor na temperatura, e conseqüentemente uma queda menor na produtividade. Quando um módulo está integrado ao telhado e sem ventilação traseira, por exemplo, observam-se variações com aumento de mais de 15 °C na temperatura, além de perdas na produtividade que podem chegar até 5,4%.

Portanto, é necessário haver arranjo tal que permita a dissipação do calor, seja por efeito natural ou forçado (NAKANO, 2017). A Figura 10 mostra o quão considerável pode ser a perda de energia por conta o aquecimento.

Figura 10 – Curso típico da eficiência do módulo fotovoltaico em diferentes temperaturas.



Fonte: Valentin Software, (2020).

O modelo de temperatura estática não é adequado para uma simulação em intervalos de tempo mínimos com irradiação alternada, uma vez que não considera a inércia térmica do

módulo. Um modelo de temperatura dinâmica é, portanto, usado para um intervalo de simulação de um minuto (VALENTIN SOFTWARE, 2020).

Segundo o fabricante Canadian Solar, o módulo sofre um decréscimo de 1,2% da sua potência nominal no primeiro ano de conversão. Do segundo ao vigésimo quinto ano, o módulo sofre um decréscimo de, no máximo, 0,7% ao ano. Ao final dos vinte e cinco anos, prazo que se estende a garantia de conversão dos módulos fotovoltaicos, a queda não deve ultrapassar 18,0%, isto é, cada módulo deve permanecer com, pelo menos, 82,0% da sua potência nominal (CANADIAN SOLAR, 2017).

Quando é necessário fornecer energia a cargas de corrente alternada, ou quando o sistema fotovoltaico deve fornecer energia à rede pública de distribuição de energia elétrica, faz-se uso de conversor de corrente contínua para corrente alternada, o chamado **inversor**. Esse equipamento recebe, na sua entrada, a corrente contínua proveniente do arranjo fotovoltaico, e fornece, na sua saída, a corrente alternada que alimentará as cargas da instalação. Os inversores para sistemas fotovoltaicos são classificados em autônomos e em interativos. Aqueles são conectados diretamente a baterias e operam de forma independente, e estes operam conectados paralelamente à rede pública de distribuição de energia elétrica.

Existem diversos fabricantes e modelos de inversores, os quais possuem um tamanho médio de 650 mm de altura, 430 mm de largura e 200 mm de profundidade, e são tradicionalmente instalados na parede, próximos de pontos de passagem de circuitos. Por normas internacionais de segurança, os inversores desconectam o sistema fotovoltaico da rede quando os níveis de corrente, tensão ou frequência da rede elétrica estão fora da faixa admissível. Assim, o sistema fotovoltaico fica isolado da rede quando esta não estiver energizada, seja por falhas ou operações de manutenção. A tensão e correntes resultantes das ligações dos módulos precisam ser definidas observando-se a faixa operativa dos inversores (ABINEE, 2012).

O termo Seguidor do Ponto de Máxima Potência é a tradução do termo em inglês *Maximum Power Point Tracker* (MPPT). As maiorias dos inversores interativos possuem um ou mais circuitos de MPPT em suas entradas. Assim, quando há mais de uma entrada de MPPT no inversor, o mesmo permite conectar arranjos de módulos fotovoltaicos com características diferentes entre si, como número diferente de módulos por *string*, ou arranjos em diferentes orientações e inclinação.

O inversor pode apresentar um painel de informação com parâmetros de entrada e armazenamento de informações em *datalogger*. Por exemplo, podem ser registradas grandezas

elétricas como a tensão da corrente contínua e da corrente alternada, potência da corrente alternada, energia da corrente alternada diária e da acumulada entregue à rede, frequência, parâmetros meteorológicos e térmicos, como irradiância no plano dos geradores, e a temperatura de operação dos módulos (PEREIRA *et al.*, 2008).

O limite operacional de um inversor está relacionado aos máximos e mínimos de suas grandezas elétricas de operação. A principal característica de um inversor é sua potência máxima, visto que determina o máximo de potência advinda do arranjo fotovoltaico que pode ser condicionada. O rendimento de um inversor é fortemente relacionado com os limites de tensão, que se aplicam tanto à entrada de corrente contínua, quanto à saída de corrente alternada. Outras características importantes referem-se à classificação da frequência, da corrente, das harmônicas e do fator de potência (DUNLOP, 2010).

Os inversores interativos utilizados em sistemas fotovoltaicos devem atender a requisitos mínimos, em conformidade com as normas vigentes nos órgãos de normatização e padronização. No Brasil, são feitas pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), que utiliza as normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) como parâmetro. As normas brasileiras da ABNT para esse equipamento são: ABNT NBR IEC 62116:2012 (procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica), ABNT NBR IEC 16149:2013 (características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição) e ABNT NBR IEC 16150:2013 (características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição — procedimento de ensaio de conformidade).

A fim de proteger o inversor de danos causados por raios e por surtos elétricos, entre o arranjo fotovoltaico e o inversor, está o **quadro de proteção de corrente contínua**, e entre a saída do inversor e a rede elétrica de distribuição, está o **quadro de proteção de corrente alternada**.

Os diversos módulos fotovoltaicos ligados em série compõem uma *String*, que deve ser conectada a um ponto em comum, denominado caixa de junção (*String Box*) ou quadro de proteção corrente contínua (CC) (VILLALVA e GAZOLI, 2012). A finalidade é prover uma maior segurança contra surtos da instalação elétrica ao lado de corrente contínua, sendo composta, basicamente, de chaves seccionadoras, fusíveis e dispositivos de proteção contra surtos.

A chave seccionadora, apesar de não ser um componente de atuação imediata, é utilizada especialmente para aplicações em corrente contínua com o objetivo de permitir a

abertura do circuito de forma segura, possibilitando manutenções no inversor ou nos módulos fotovoltaicos. Os fusíveis protegem rapidamente o sistema de surtos de menor magnitude e são colocados um em cada polo das *Strings*. As principais vantagens da utilização desse componente são o baixo custo e facilidade de reposição.

É imprescindível que o dispositivo de proteção contra surtos (DPS) ou varistor, para essa aplicação, seja fabricado especialmente para utilização em corrente contínua, uma vez que deve ser capaz de evitar que descargas atmosféricas nos painéis ou em proximidades causem avarias ao sistema.

Independentemente dos dispositivos que compõem um quadro de proteção CC, o objetivo geral é unificar as *Strings* em paralelo, somando as correntes por consequência. O quadro de proteção corrente alternada é instalado entre o inversor solar e o quadro de distribuição da unidade consumidora, sua aplicação é análoga a do quadro de proteção CC, ou *String Box*, ou seja, proteger o inversor de surtos de tensão e corrente e oferecer um modo de desconexão rápido do circuito elétrico para eventualidades.

Os dispositivos que compõem esse quadro de proteção são disjuntores termomagnéticos e DPSs específicos para a aplicação em corrente alternada. A escolha da capacidade do disjuntor e do DPS estão relacionadas às características de saída do inversor.

O monitoramento da energia solar constitui um processo extremamente importante para o usuário do sistema fotovoltaico, uma vez que, a partir desse monitoramento, é possível ter um controle ativo sobre o sistema, avaliando sua performance em diferentes situações e em períodos distintos.

Os **sistemas de monitoramento** de energia para instalações fotovoltaicos são equipamentos eletrônicos de comunicação, também conhecidos como *datalogger*, que podem ficar acoplados ao inversor ou externos a ele. Os equipamentos são responsáveis por coletar informações de conversão de energia solar, as quais serão compiladas, transformadas e enviadas para uma plataforma online controlada por software para o monitoramento do desempenho de uma instalação.

É por meio desse monitoramento que o usuário pode acompanhar a eficiência do sistema fotovoltaico em tempo real, com acesso ao histórico de anos, meses, dias e até horas. Assim, é possível saber quanta energia elétrica foi produzida e qual foi a economia após o investimento inicial. O padrão de monitoramento mostra dados como: economia gerada em reais; economia produzida em quilowatt-hora do dia, mês, ano e total; dados ecológicos como árvores salvas, quilômetros não rodados e CO₂ não emitidos; status da usina. Outro recurso

oferecido é a possibilidade de identificar eventuais problemas que existem no sistema, permitindo ações preventivas e reparos imediatos, a fim de evitar a perda da produção de energia.

Para conexão com o sistema de distribuição da concessionária, os medidores de energia têm a função de medir a quantidade de energia da rede que é consumida pela instalação elétrica. Ademais, o medidor bidirecional é capaz de contabilizar a quantidade de energia injetada na rede pelo sistema fotovoltaico conectado à rede. É por meio desse dispositivo que a concessionária contabiliza a quantidade de energia consumida e injetada para emitir a fatura de energia elétrica mês a mês.

3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Este capítulo está dividido em duas partes que identificam: a) os objetos do estudo e; b) a simulação dos sistemas solares fotovoltaicos. Na seção referente aos objetos de estudo, é contextualizada a composição dos sistemas solares fotovoltaicos, enquanto as etapas do processo de simulação no software são abordadas na seção referente à simulação dos sistemas solares fotovoltaicos.

3.1 OS OBJETOS DE ESTUDO

O estudo foi realizado com o apoio de uma empresa na área de Energias Renováveis, localizada na cidade de Nonoai, no Rio Grande do Sul (RS), a qual atua no segmento de conversão de energia solar desde o ano de 2017 e com portfólio de cerca de 70 sistemas solares já instalados. Dentre as cidades de abrangência desse serviço, estão: Rio dos Índios, Gramado dos Loureiros, Trindade do Sul, Três Palmeiras, Constantina, Ronda Alta, Planalto, Alpestre, Liberato Salzano, Ametista do Sul e Nonoai.

Dentre os sistemas instalados, tomou-se como referência aqueles montados em Nonoai-RS, cidade localizada abaixo do trópico de capricórnio na Latitude 27° 21' 42" S e Longitude 52° 46' 17" W, com temperatura média anual de 21,4°C e umidade relativa média anual de 82%. O município obtém energia elétrica da rede pública da Rio Grande Energia (RGE), a qual pertence à rede Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL).

A Irradiação Global Anual média observada no município é de 1,687.86 kWh/m². A métrica foi obtida utilizando o programa SunData na base de dados do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (CRESESB), baseado nas coordenadas geográficas do município e observando estações selecionadas para a interpolação, muito próximas do local. Partindo do princípio que produção de eletricidade é menor, quando a irradiação é menor e, maior quando a irradiação é maior, a Tabela 1 mostra a variação da irradiação solar no município ao longo dos meses do ano, sendo os meses de junho e dezembro os de menor e maior incidência de irradiação, respectivamente. O período de estudo para fins de comparação dos dados reais e simulados dos dois sistemas instalados foi o ano de 2019.

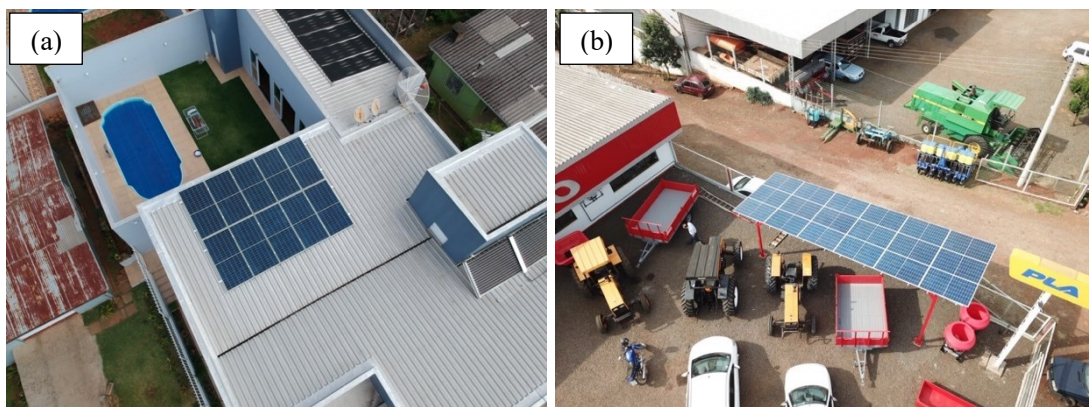
Tabela 1– Dados de irradiação solar no plano horizontal para as coordenadas geográficas das instalações objeto de estudo.

Mês Correspondente	Irradiação (kWh/m² por dia)	Irradiação (kWh/m² por mês)
Janeiro	6,28	194,68
Fevereiro	5,83	163,24
Março	5,16	154,80
Abril	4,10	127,10
Mai	3,13	93,90
Junho	2,64	81,84
Julho	2,90	87,00
Agosto	3,77	116,87
Setembro	4,01	120,30
Outubro	5,15	159,65
Novembro	6,15	184,50
Dezembro	6,58	203,98
Média de Irradiação	4,64	140,65
Total de Irradiação		1,687.86

Fonte: CRESESB, (2020).⁵

Duas edificações foram selecionadas para o estudo, ambas localizadas na parte central do município em questão, as quais estão citadas nesta dissertação como Unidade X e Unidade Y. A Unidade X trata-se de uma edificação residencial localizada nas coordenadas geográficas 27.360157° latitude sul e 52.775581°, longitude oeste, com elevação de 566 metros. A Unidade Y trata-se de uma edificação comercial localizada nas coordenadas geográficas 27.213152° latitude sul e 52.465123° longitude oeste, com elevação de 558 metros. O Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCCR) foi instalado em ambas as Unidades no ano de 2018. A Figura 11 ilustra a visão aérea do sistema fotovoltaico nas Unidades X e Y.

Figura 11 – Vista aérea dos sistemas da Unidade X (a) e Unidade Y (b).



Fonte: elaborada pela autora, (2019).

⁵ Dados para Irradiação Global Horizontal foram obtidos a partir da base de resolução moderada do CRESESB.

Para entender o consumo de energia elétrica anterior à instalação do sistema fotovoltaico nas Unidades X e Y, foi utilizado o histórico de consumo de energia presente na conta de luz referente ao ano de 2017. Naquele ano, foi observado um consumo energético total de 4,501.00 kWh e 8,754.00 kWh, conforme a Tabela 2. Posteriormente, aquele período foi utilizado como referência para uma estimativa de conversão de energia necessária para suprir a necessidade do cliente.

Tabela 2 – Consumo de energia das Unidades X e Y durante o ano de 2017.

Mês Correspondente	Consumo na Unidade X (kWh/mês)	Consumo na Unidade Y (kWh/mês)
Janeiro/2017	359,00	763,00
Fevereiro/2017	386,00	686,00
Março/2017	371,00	782,00
Abril/2017	305,00	671,00
Maió/2017	379,00	719,00
Junho/2017	523,00	789,00
Julho/2017	387,00	717,00
Agosto/2017	317,00	728,00
Setembro/2017	412,00	840,00
Outubro/2017	336,00	676,00
Novembro/2017	326,00	637,00
Dezembro/2017	400,00	746,00
Média de Consumo	375,08	729,50
Total de Consumo	4,501.00	8,754.00

Fonte: elaborada pela autora, (2018).

3.1.1 Componentes dos sistemas solares fotovoltaicos

Nesta seção são apresentadas as especificações dos principais equipamentos que compõem os sistemas solares fotovoltaicos das Unidades analisadas X e Y. Qualquer divergência de equipamentos e instalação entre elas, é cuidadosamente especificada ao longo do texto.

Os módulos fotovoltaicos que compõem os sistemas solares das Unidades X e Y são do fabricante Canadian Solar que, atualmente, é líder global no setor. Os modelos utilizados possuem tecnologia *Half-Cell* que torna o aproveitamento do recurso solar mais eficiente, visto que está relacionada com a associação e quantidade de células fotovoltaicas no módulo. Essa melhoria impacta, diretamente, a capacidade do módulo de continuar entregando o máximo de energia possível, uma vez que, caso haja sombreamento na parte inferior ou superior do módulo,

ainda é possível converter 50% da energia, ao contrário do que se observa nos módulos convencionais.

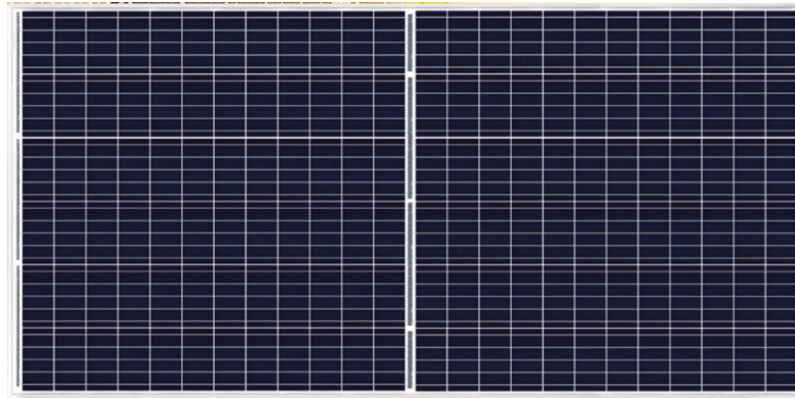
Dentre as linhas de módulos fotovoltaicos fabricados pela Canadian Solar estão: a linha *KuMax* e a linha *KuPower*. No presente estudo, a linha *KuMax* foi instalada na Unidade X e a linha *KuPower* na Unidade Y. Na Unidade X, o modelo selecionado foi o CS3U-355P, com 355 W de potência por módulo, comumente comercializado no ano de 2018. Tal modelo possui 144 células que estão associadas em dois circuitos menores distintos de 72 células, formando uma divisão no meio do módulo, cuja tecnologia é chamada *Half-Cell*. Já na Unidade Y, o modelo selecionado foi o CS3K-285P, com 285 W de potência por módulo, comumente comercializado no ano de 2017. Esse modelo possui 120 células igualmente divididas no módulo. A Figura 12 representa ambos modelos de módulos citados no texto e suas características elétricas estão dispostas na Tabela 3.

Tabela 3 – Características técnicas dos módulos fotovoltaicos.

Dados Elétricos STC	CS3U-355P	CS3K-285P
Potência Nominal Máxima (Pmax)	355 W	285 W
Tensão de Operação (Vmp)	39,2 V	31,4 V
Corrente de Operação (Imp)	8,94 A	9,08 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	46,6 V	38,1 V
Corrente de Circuito Aberto (Isc)	9,51 A	9,56 A
Eficiência do Módulo	17,64%	17,15%
Temperatura de Operação	-40°C ~ +85°C	
Máxima Tensão do Sistema	1500 V	
Desempenho de Incêndio do Módulo	Tipo 1/Classe C	
Máxima Classificação de Fusíveis em Série	30 A	
Classificação de Operação	Classe A	
Dados Mecânicos		
Tipo de Célula	Policristalina	
Arranjo Celular	144 [2x(12x6)]	120 [2x(10x6)]
Dimensões	2000x992x40 mm	1675x992x35 mm
Peso	22,6 kg	18,5 kg
Cobertura com Vidro Temperado	3,2 mm	
Quadro	Liga de Alumínio	
Caixa de Junção	IP68, 3 diodos	
Características Temperatura		
Coefficiente Temperatura (Pmax)	-0.38 % / °C	
Coefficiente Temperatura (Voc)	-0.29 % / °C	-0.31 % / °C
Coefficiente Temperatura (Isc)	0.05 % / °C	
Temperatura Operacional do Módulo	43±2°C	43±3°C

Fonte: adaptada de manual técnico da Canadian Solar, (2018).

Figura 12 – Módulo fotovoltaico Canadian Solar.



Fonte: adaptada de manual técnico da Canadian Solar, (2018).

Os sistemas solares das Unidades X e Y estão estruturados em um arranjo fotovoltaico composto de uma associação em série (*String*) de 10 módulos e 18 módulos, respectivamente, que são conectados na Caixa de Proteção CC (*String Box*) por meio da extensão de seus polos positivo e negativo e, então, conectados no inversor. O arranjo fotovoltaico foi dimensionado tendo como base as seguintes considerações: potência elétrica a ser injetado na rede de distribuição; integração mecânica dos módulos fotovoltaicos; tensão mínima, em ponto de máxima potência do inversor interativo; tensão máxima do funcionamento do inversor interativo; corrente máxima de entrada do inversor interativo; eficiência média do inversor interativo; potência pico dos módulos fotovoltaicos; temperatura de funcionamento das células fotovoltaicas; perdas de potência elétrica, por efeito Joule, nos condutores.

Uma grande vantagem do sistema fotovoltaico é a flexibilidade da escolha do local de instalação dos módulos fotovoltaicos, uma vez que estes podem ser instalados, basicamente, em qualquer área disponível que tenha uma boa incidência solar, como: em telhados, como forma de estacionamento, em solo e até mesmo sob a água. No caso da Unidade X, foi escolhido o telhado metálico da edificação para a instalação, tendo em vista o ótimo posicionamento solar e o aproveitamento de uma área não utilizada. A inclinação do telhado foi medida em 6° e sua orientação em 350° Norte ou -10° . A estrutura de fixação utilizada é composta de perfis de alumínio, que são fixados no telhado por meio de parafusos autobrocantes de inox e fita EPDM, que evita o contato entre o perfil e a telha metálica TP40, além de garantir a vedação do furo. Os módulos são posicionados sobre os perfis e fixados a estes com a utilização de grampos de alumínio, sendo importante ressaltar que é utilizado o grampo intermediário entre os módulos, bem como o grampo final ao final do módulo. São diferentes, pois cada um possui uma designação.

Na Figura 13, é possível observar que há fatores que notoriamente influenciam a eficiência do sistema fotovoltaico, como a sombra projetada pelo volume da caixa d'água e pelas platibandas da edificação, na área dos módulos.

Figura 13 – Vista do local de instalação dos módulos fotovoltaicos na Unidade X.



Fonte: elaborada pela autora, (2018).

No caso da Unidade Y, o cliente optou por utilizar os módulos fotovoltaicos como forma de cobertura de estacionamento. Assim, foi desenvolvida uma estrutura metálica própria para atender às necessidades associadas ao estacionamento e à conversão de energia, uma vez que, fabricada a estrutura para fixação dos módulos, foi possível posicioná-la de tal forma que sua inclinação ficasse em 7° e sua orientação em 0° Norte. Devido ao formato da instalação, os módulos foram parafusados juntamente aos perfis de alumínio que compõem a estrutura.

Na Figura 14, é possível observar a arquitetura da instalação como forma de estacionamento, podendo abrigar tanto carros quanto tratores, ramo de negócio do contratante.

Figura 14 – Vista do local de instalação dos módulos fotovoltaicos na Unidade Y.



Fonte: elaborada pela autora, (2018).

Os inversores utilizados nas Unidades X e Y dispõem de uma conexão com a rede de distribuição com ligação monofásica, além do neutro e proteção (aterramento). Nos casos em estudo, o uso de transformador é dispensável, pois ambos inversores têm saída controlada no intervalo de 180 V a 270 V e incluem, portanto, a tensão padronizada para o estado do Rio Grande do Sul (220 V – monofásico).

A configuração dos canais de entrada MPPT dos inversores podem variar de acordo com a finalidade em que será utilizada, uma vez que podem ser independentes MPPT1 e MPPT2 ou em paralelo MPPT1+MPPT2. Em ambos os casos, os inversores foram configurados no modo paralelo MPPT1+MPPT2, pois os respectivos arranjos fotovoltaicos conectados à primeira entrada (MPPT1) têm potência maior que o limite de potência do canal de entrada único.

Os inversores vêm de fábrica com as seguintes proteções: proteção de sub e sobre tensão, desbalanço de tensão, proteção de sub e sobre frequência, sistema de sincronismo digital, anti-ilhamento, proteção de sobrecorrente, proteção contra falha na rede, sistema de balanceamento de fases, elemento de desconexão automático e isolamento CC.

Para atender à potência necessária dos módulos da Unidade X, foi selecionado um inversor com potência de saída de 3,3 kW, modelo ABB UNO DM do fabricante ABB, cuja corrente máxima de saída é de 14,5 A por fase. No caso da Unidade Y, selecionou-se inversor com potência de saída de 4 kW, modelo Primo 4.0-1 do fabricante FRONIUS, cuja corrente máxima de saída é de 17,4 A por fase. Como todo inversor interativo, os modelos se adaptam às condições de operação (tensão, frequência, impedância etc.) da rede em que estão conectados. A Figura 15 ilustra os dois inversores citados no texto e a Tabela 4 expõe as características técnicas dos mesmos.

Figura 15 – Inversores dos fabricantes ABB e Fronius.



Fonte: adaptada de folheto técnico ABB UNO DM, (2018) e Fronius, (2017).

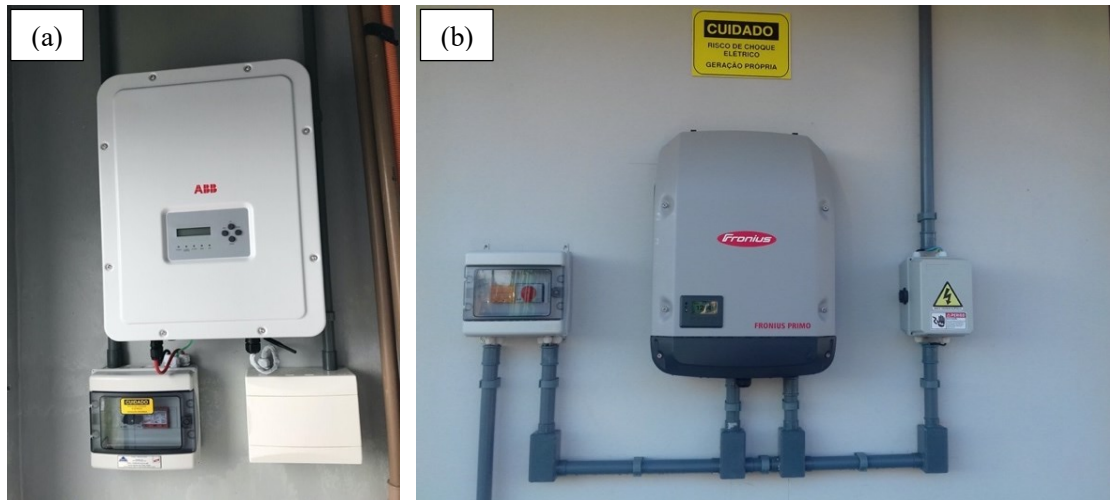
Tabela 4 – Características técnicas do inversor ABB e Fronius.

Características de Entrada (CC)	ABB 3,3kW	Fronius 4,0kW
Máxima Tensão de Entrada Absoluta (Vmax, abs)	600 V	1000 V
Tensão de Entrada CC Inicial (Vstart)	200 V	80 V
Faixa de Tensão de Entrada CC Operacional	140 – 580 V	80 – 800 V
Tensão Nominal de Entrada CC (Vdcr)	360 V	80 V
Potência Nominal de Entrada CC (Pdcr)	3500 W	6000 W
Número de MPPT Independente	2	2 + 2
Faixa de Tensão de Entrada Paralela no MPPT	170 – 530 V	80 – 800 V
Máxima corrente de entrada CC	20.0 A	18 ^a
Máxima corrente de entrada CC por MPPT	10.0 A	12 ^a
Máxima corrente de curto circuito por MPPT	12.5/25.0 A	18.0A/18.0 A
Características de Saída (CA)		
Potência CA Nominal (FP=1) (Pacr)	3300 W	4000 W
Potência Máxima de Saída (Pacmax)	3300 W	4000 W
Faixa de Tensão CA	180...264 V	180...270 V
Corrente Máxima de Saída CA (Iac,max)	14,5 A	17,4 A
Frequência de Saída Nominal (Fr)	50/60 Hz	50/60 Hz
Distorção Harmônica	< 3.5%	< 5%
Características de Performance		
Eficiência Máxima	97%	98,1%
Consumo Noturno	<0.4 W	<1 W
Características Físicas		
Índice de Proteção	IP 65	IP 65
Peso	15 kg	21,5 kg
Arrefecimento	Natural	Cooler

Fonte: adaptada do manual técnico da ABB UNO DM (2018), e da Fronius Primo, (2017).

O cliente da Unidade X utilizou área da edificação que se destina ao abrigo de ferramentas e materiais da piscina para a instalação do inversor; o da Unidade Y, área da parede que compõe a fachada da edificação. Nos dois casos, o local de instalação do inversor é ventilado e mantém o equipamento abrigado do tempo. Na Figura 16, é possível visualizar os respectivos locais.

Figura 16 – Vista do local de instalação do inversor nas Unidade X (a) e Unidade Y (b).



Fonte: elaborada pela autora, (2018).

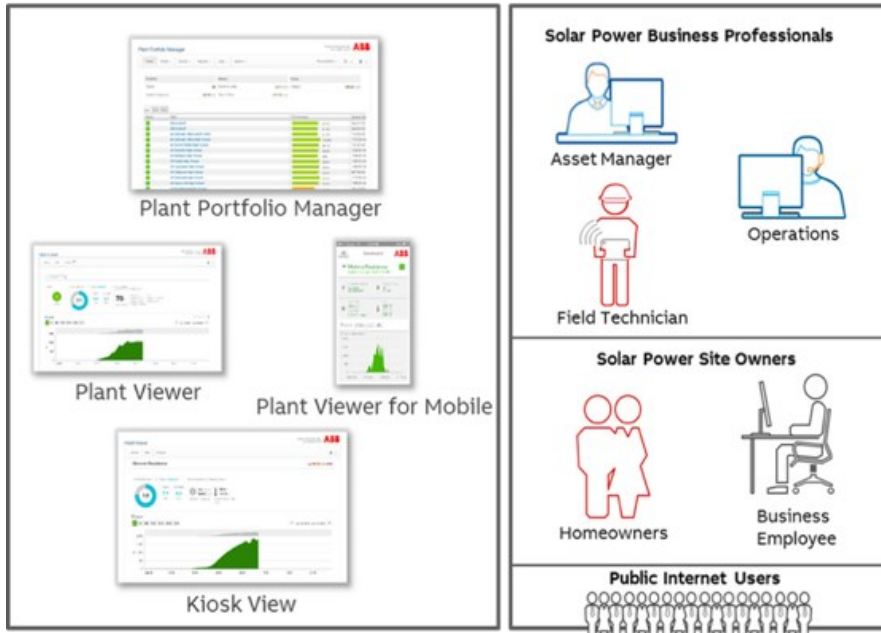
A maioria dos inversores contam com um sistema de monitoramento Wi-Fi, que permite acompanhar em tempo real o funcionamento do sistema fotovoltaico e a análise das informações detalhadas do desempenho do sistema por meio do uso de interface *Web* ou de aplicativos gratuitos. Além disso, em caso falhas ou erros apresentados pelos inversores, alertas são sinalizados pela plataforma de monitoramento, o que auxilia a resolução de eventuais problemas de forma mais eficaz e assertiva. Sabe-se que o acompanhamento da atuação dessas instalações tem se tornado cada vez mais necessário para garantir o desempenho de qualidade das mesmas.

Os inversores utilizados nas Unidades X e Y possuem o monitoramento integrado ao inversor. Entretanto, mesmo que tenham a mesma finalidade (o registro de informações), possuem características diferentes. Tal monitoramento efetua a leitura e o envio de dados para a plataforma a cada 5 minutos, além de compilar as informações de conversão de energia em dias, semanas, meses e anos. Ambos os sistemas de registro de informações estão disponíveis para versão móvel, que pode ser utilizado em smartphones, *tablets*, e outros dispositivos eletrônicos.

A Unidade X estrutura-se em plataforma baseada em nuvem que permite o monitoramento remoto e o gerenciamento de ativos de dispositivos ABB em diversas aplicações de energia solar, o chamado Aurora Vision. Faz parte desse sistema o Plant Viewer, que é um aplicativo de manutenção, baseado em *Web*, usado por profissionais de energia solar e proprietários para monitorar e coletar dados das usinas de energia solar de suas propriedades.

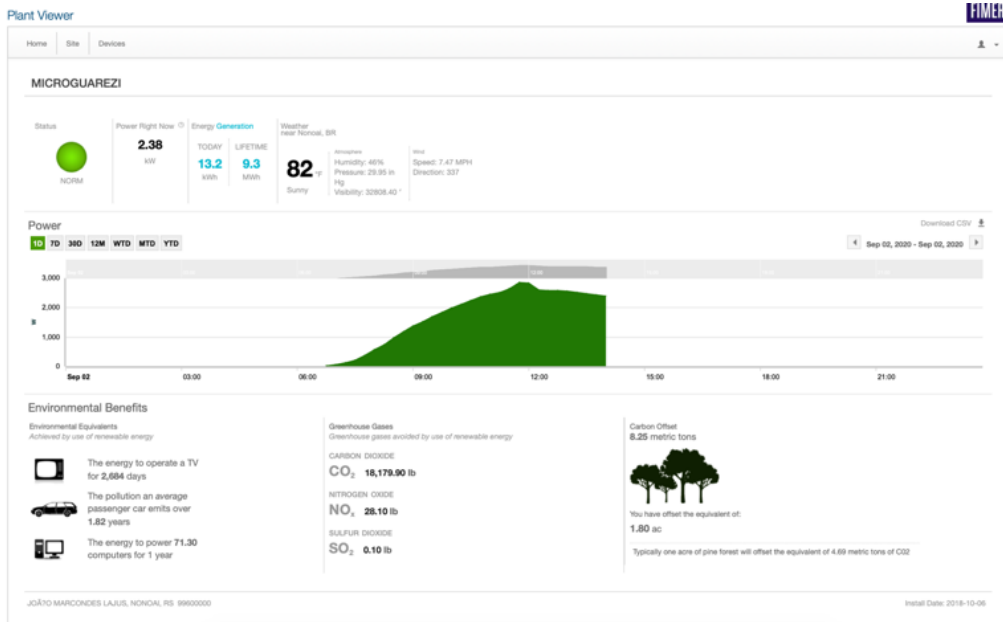
Na Figura 17, apresenta-se a Plataforma Aurora Vision. Acessando o Plant Viewer na plataforma, é possível visualizar o monitoramento do inversor da ABB, conforme a Figura 18.

Figura 17 – Plataforma Aurora Vision de inversores ABB (Plant Viewer).



Fonte: adaptada de manual de instalação de inversores ABB UNO DM, (2019).

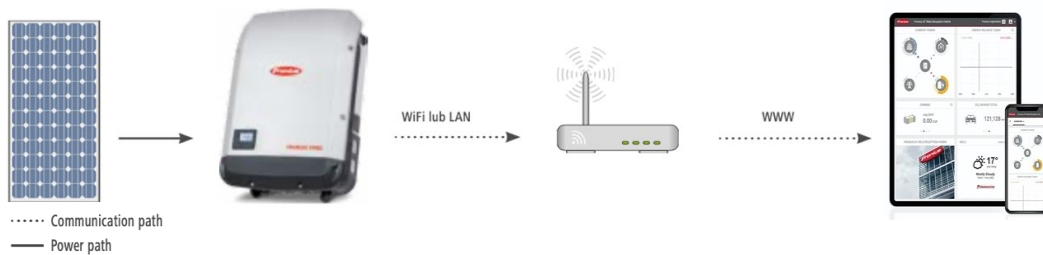
Figura 18 – Plataforma de monitoramento Plant Viewer.



Fonte: Plant Viewer ABB, (2020).

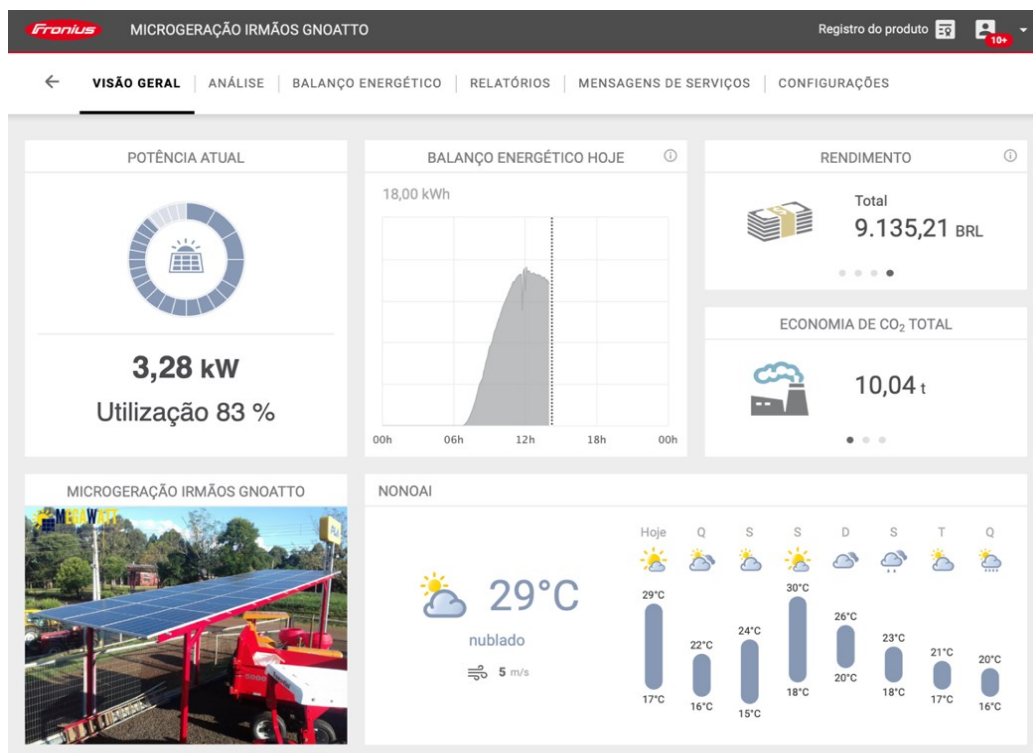
A Unidade Y organiza-se com base no Fronius Solar.Web, portal *online* em que operadores de sistemas fotovoltaicos podem se registrar a fim de monitorar e analisar a instalação de energia solar. O sistema obtém suas informações por meio de um *Datamanager* integrado ao inversor, que transmite todos os dados necessários para a plataforma através de conexão LAN ou WLAN. A Figura 19 exemplifica a transmissão de dados feita até o portal online da Fronius Solar.Web, o qual é ilustrado na Figura 20.

Figura 19 – Plataforma Solar.Web de inversores Fronius.



Fonte: adaptada de manual de instalação de inversores Fronius, (2018).

Figura 20 – Plataforma de monitoramento Solar.Web.



Fonte: adaptada de Solar.Web, (2020).

3.2 SIMULAÇÃO DOS SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Selecionou-se, para o desenvolvimento da pesquisa proposta nesta dissertação, o software PV*SOL Premium 2019, versão R8, em função das características técnicas, da familiaridade com o processo de simulação, do custo-benefício e da disponibilidade de recursos gráficos para a elaboração do projeto, uma vez que possibilita representação mais aproximada da edificação quanto às dimensões, inclinações e demais detalhes. Desenvolvido pela empresa alemã Valentin Software GmbH, o PV*SOL permite tratar os projetos desde o estágio preliminar até a simulação em níveis mais complexos, incluindo a modelagem no plano tridimensional, a qual possibilita a análise de sombreamento de objetos em seu entorno.

Segundo a Valentin Software, é possível projetar e simular todos os tipos de sistemas fotovoltaicos com o PV*SOL, tanto os sistemas de tamanho médio em coberturas comerciais quanto os grandes em parques solares. O grande diferencial do software é poder visualizar em 3D todos os tipos de sistemas comuns, integrados ou montados no telhado, sejam em pequenos telhados angulares, grandes salões industriais, ou em espaços abertos. Além disso, é possível calcular o sombreamento com base em objetos 3D, o que se supõe que permita maior confiabilidade na previsão dos ganhos. É essencial uma representação realista do sombreamento dos objetos do entorno para um cálculo preciso da eficiência do sistema.

O PV*SOL possui um banco de dados com especificações técnicas dos principais fabricantes mundiais de módulos e inversores. Como resultado final, o software fornece vários parâmetros técnicos do sistema simulado, incluindo as perdas e o grau de desempenho, além de permitir uma projeção da análise financeira do investimento.

O programa MeteoNorm⁶ é a fonte padrão de dados meteorológicos de entrada do PV*SOL. Esse banco de dados contém informações acerca de irradiação, temperatura e outros parâmetros meteorológicos em formato compatível com o software. O MeteoNorm possui 8,350 estações meteorológicas, cinco satélites geoestacionários e um histórico de 35 anos. O PV*SOL possui uma interface direta com o programa para síntese dos dados meteorológicos por intermédio do módulo MeteoSyn⁷. Os dados meteorológicos utilizados como entrada, consistem em: irradiação global no plano horizontal, irradiação difusa no plano horizontal, temperatura ambiental média e, opcionalmente, a velocidade do vento.

⁶ O MeteoNorm, desenvolvido pela MeteoTest, é uma fonte de dados de radiação solar amplamente usada na indústria de energia solar. Existe há mais de 30 anos e se tornou o banco de dados meteorológico padrão para simulações de energia solar.

⁷ O MeteoSyn é um módulo do software PV*SOL responsável pela manipulação dos dados climáticos.

De modo alternativo, é possível carregar módulos adicionais de dados meteorológicos via satélite, via fontes públicas, disponíveis na internet ou, ainda, via empresas de meteorologia. O software também permite inseri-los manualmente no formato kWh/m² por dia ou por mês.

Há série de etapas sequenciais estruturadas em inicialização, configuração e resultados para o desenvolvimento da simulação dentro do software. Na inicialização, são definidos o nome do cliente, o responsável pela simulação, as datas, entre outras informações de âmbito comercial. Na configuração, quatro etapas (de 1 a 4) devem ser seguidas, as quais prosseguem respectivamente: tipo de sistema, clima e rede; consumo; modelagem 3D; cabeamento. Nos resultados, é possível obter um diagrama unifilar elétrico, a análise financeira, os dados de conversão de energia e o comportamento do sistema fotovoltaico. As principais etapas da simulação estão aprofundadas nas próximas seções desse documento.

Visto que o objeto de estudo desta dissertação se trata da análise de dois sistemas solares fotovoltaicos, tratados como Unidades X e Y, algumas etapas da simulação seguem a mesma configuração, uma vez que ambas estão localizadas na mesma cidade. Desse modo, quando houver diferença no desenvolvimento da simulação, esta estará citada ao longo do texto.

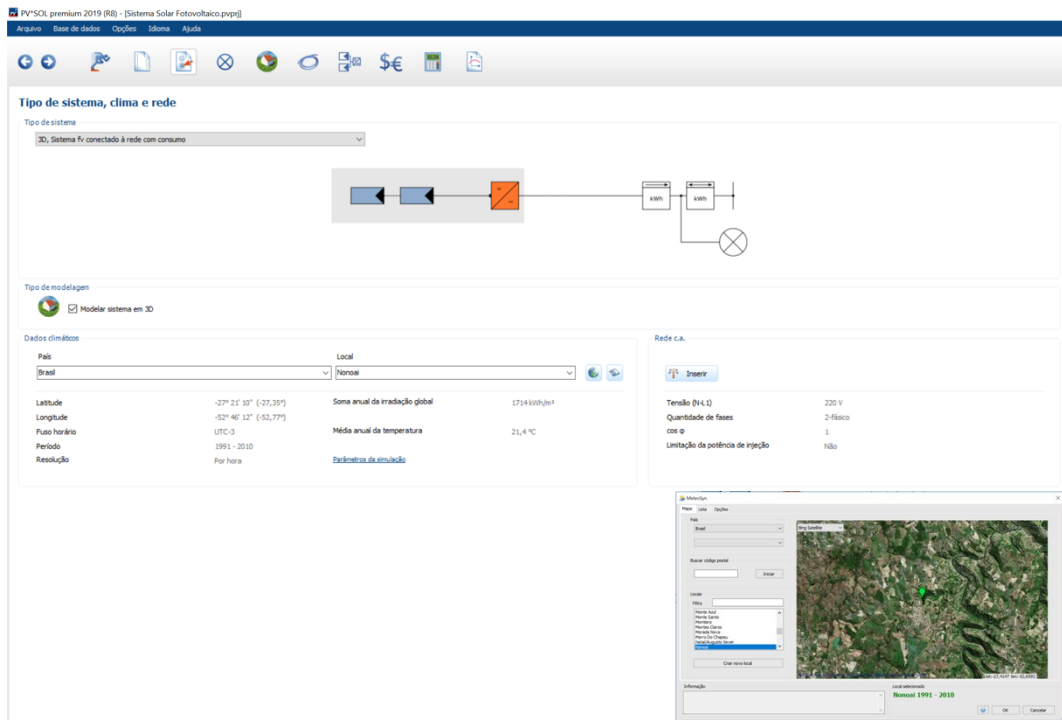
3.2.1 Etapa 1: tipo de sistema, clima e rede

Na primeira etapa das configurações para simulação de um sistema fotovoltaico no software PV*SOL, são definidos: o tipo de sistema, o tipo de modelagem, os dados climáticos e os dados da rede elétrica do objeto de estudo. Dentre as opções disponíveis para o tipo de sistema, selecionou-se “3D, sistema fotovoltaico conectado à rede com consumo”, uma vez que o software considera o consumo de energia da unidade nos resultados da simulação. Quanto ao tipo de modelagem, é possível simular com modelagem 3D ou entrar com os dados de forma genérica, nesse caso, optou-se por “Modelar sistema em 3D”.

Os dados climáticos podem ser selecionados ou inseridos com base nas coordenadas geográficas. Visto que as Unidades X e Y estão localizadas na mesma região, o País e a cidade foram inseridos, respectivamente, como: Brasil e Nonoai/RS.

De acordo com a base de dados utilizada pelo software, é possível verificar que a irradiação global do local geográfico inserido é de 1,714 kWh/m² e a média anual de temperatura é 21,4°C. Na Figura 21, é possível observar os dados climáticos utilizados pelo software com base no local geográfico inserido.

Figura 21 – Etapa 1 da simulação: tipo de sistema, clima e rede.



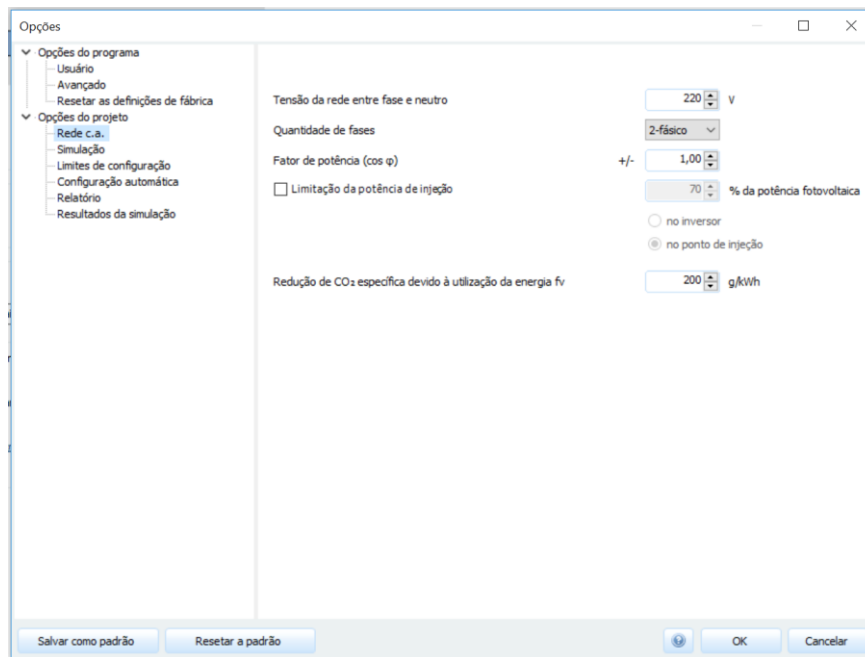
Fonte: elaborada pela autora, (2020).

Observou-se diferença de apenas 1,53% em um breve estudo comparativo entre os dados de irradiação global anual dos programas MeteoNorm (1,714 kWh/m²) e SunData-CRESESB (1,688 kWh/m²). Uma vez que é de utilização mundial, a fonte de dados meteorológicos *built-in* do PV*SOL, que é o programa *MeteoNorm*, foi adotada como base das simulações deste estudo.

Ainda na etapa de dados climáticos, é possível configurar os chamados “parâmetros de simulação” do programa ou do projeto. Nessa sub-janela, chamada opções do projeto, alguns parâmetros de rede, simulação, limites de configuração, configuração automática, relatório e resultados da simulação, podem ser ajustados conforme as características do objeto do estudo.

Dentre as opções da Rede CA, estão: a tensão de rede entre fase e neutro, a quantidade de fases, o fator de potência e a redução de CO₂ específica devido à utilização da energia fotovoltaica. Essas opções devem ser configuradas de acordo com as características da energia local. Na Figura 22, mostram-se as possíveis configurações.

Figura 22 – Parâmetros de simulação: rede CA.



Fonte: elaborada pela autora, (2020).

As opções da simulação são fatores de extrema importância, relacionados com o resultado da simulação no software. Nessa aba foram configurados os parâmetros para os dados climáticos e os parâmetros para as áreas de módulos, que englobam reflexão do solo (albedo) e perdas de potência devido à sujeira nos módulos fotovoltaicos.

Dentro dos parâmetros de dados climáticos, estão: a porcentagem de perdas devido ao desvio do espectro padrão, configurado em 1%, e os modelos matemáticos para radiação. Para o estudo realizado ao longo da dissertação, foi utilizado o modelo matemático Klucher (2017) para radiação no nível inclinado, e o modelo matemático de Hofmann (2017) para radiação difusa, que utiliza, como entrada, uma série temporal de irradiância global em resolução de um minuto e informações geográficas.

Quanto à configuração dos parâmetros da simulação do software, estão os parâmetros para áreas de módulos. Em que são definidas: a) as porcentagens de perdas de potência devido à queda da tensão nos diodos de desvio; b) as perdas de potência devido a *Mismatch*⁸ ou menor rendimento; c) os ganhos de reflexão do solo (albedo) e d) as perdas de potência devido à sujeira nos módulos fotovoltaicos.

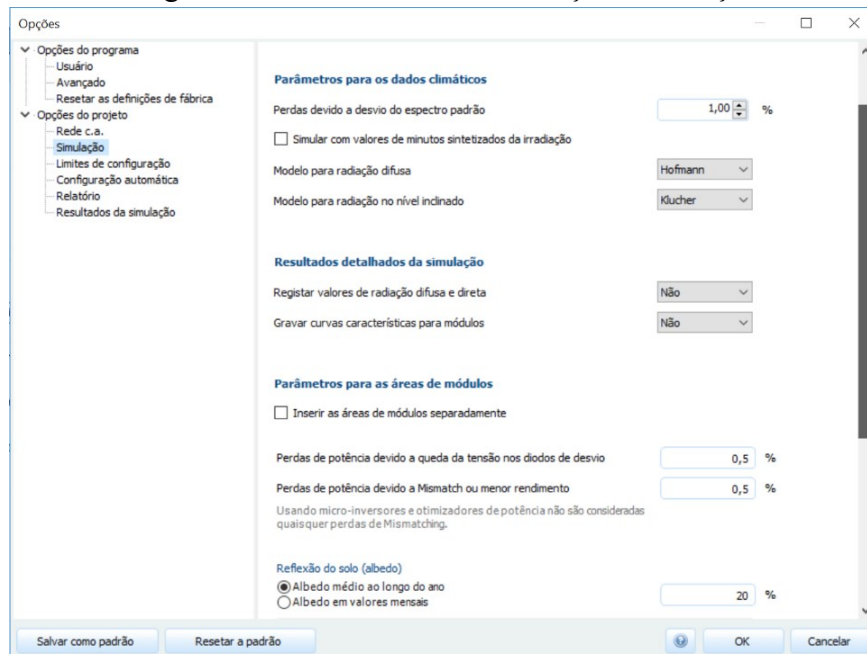
Mesmo que as perdas de potência devido à queda de tensão nos diodos de desvio sejam calculadas com precisão na simulação para projetos com modelagem 3D, foi estipulado 0,5%

⁸ O *Mismatch*, ou incompatibilidade em módulos fotovoltaicos, ocorre quando os parâmetros elétricos de uma célula são significativamente alterados em relação aos demais dispositivos.

de perda na análise deste estudo. Devido às tolerâncias de fabricação, as características elétricas dos módulos fotovoltaicos variam de unidade para unidade. Quando se associam módulos de diferentes níveis de tensão e corrente, ocorre um “nivelamento por baixo”, conhecido internacionalmente pelo termo, em inglês, “*mismatching losses*”, em que os valores de tensão e corrente são direcionados pelo módulo de menor potência. Ainda que se utilizem equipamentos idênticos e de boa qualidade, é importante considerar um pequeno valor de perda neste índice. Desse modo, manteve-se a orientação do software que considera 0,5% de perda de potência devido ao menor rendimento.

O índice selecionado sob condições normais para reflexão do solo, ou também chamado de albedo médio, foi de 20% ao longo do ano, por se tratar de uma área residencial/comercial. O fator de perdas de potência devido à sujidade⁹ nos módulos fotovoltaicos considerado nos parâmetros da simulação foi de 3,0% ao longo do ano, considerando-se que a manutenção foi realizada regularmente. Na Unidade X, nos meses de fevereiro, junho e novembro de 2019, e na Unidade Y, nos meses de fevereiro, agosto e dezembro de 2019. Os parâmetros supracitados, referentes à simulação, foram configurados conforme Figura 23.

Figura 23 – Parâmetros de simulação: simulação.

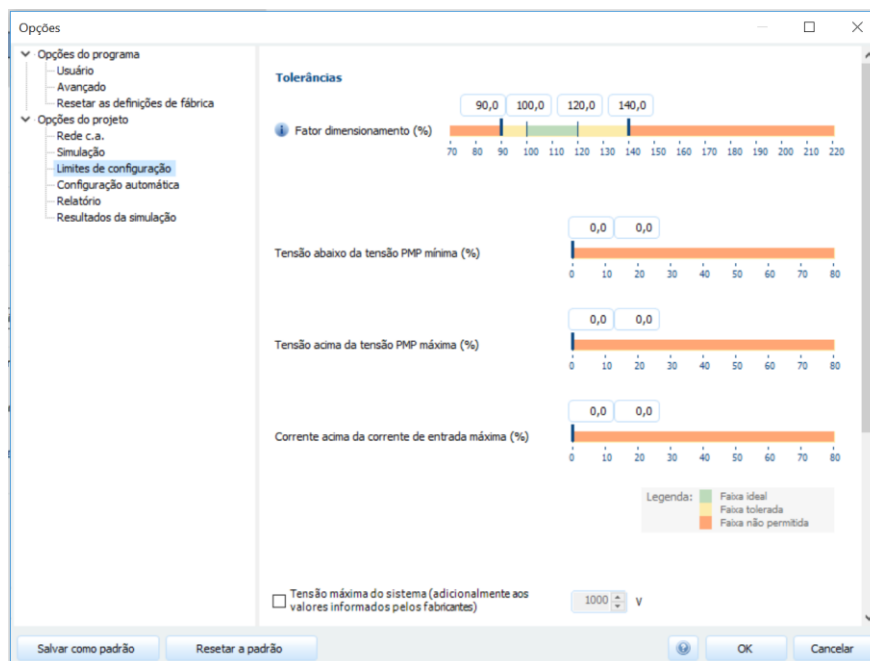


Fonte: elaborada pela autora, (2020).

⁹ O termo sujidade é empregado para o acúmulo de matéria sobre os módulos como neve, poeira, folhas e fezes de pássaros (FRAGA, 2018).

O terceiro parâmetro que está relacionado com a simulação pelo software são os limites de configuração, ou também chamados de tolerâncias. Nesse parâmetro define-se o fator de dimensionamento, para uma faixa previamente permitida, quanto à sobrecarga ou subcarga do inversor. Tal fator possui três faixas de classificação, em laranja a faixa não permitida, em amarelo a faixa tolerada, e em verde a faixa ideal. Os limites mínimo e máximo foram estipulados para essa simulação de acordo com as características do inversor, sendo de 90% e 140%, respectivamente. Essa configuração pode ser observada na Figura 24.

Figura 24 – Parâmetros de simulação: limites de configuração.

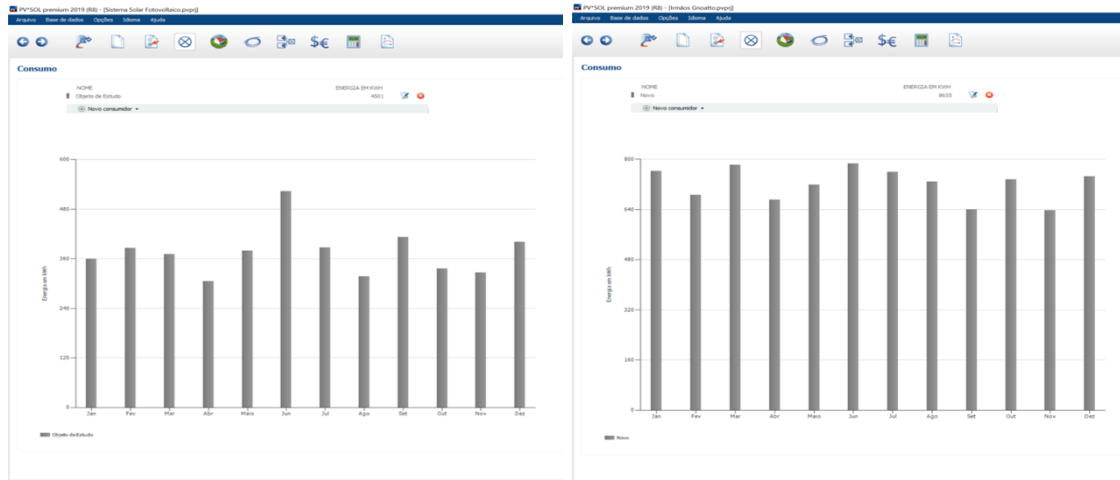


Fonte: elaborada pela autora, (2020).

3.2.2 Etapa 2: consumo

O segundo passo da simulação consiste na inserção de dados sobre a quantidade de energia consumida pelos equipamentos que compõem a unidade consumidora ao longo do tempo. Por meio do software, é possível definir o tipo de consumo e quantificá-lo a cada mês. As informações utilizadas neste capítulo são baseadas na Tabela 2 do item 3.1 deste documento. A Figura 25 apresenta as informações inseridas no software. Nela, é possível visualizar que os dados inseridos mês a mês resultam em um total de 4,501 kWh de consumo anual pela Unidade X, e de 8,655 kWh de consumo anual pela Unidade Y.

Figura 25 – Etapa 2 da simulação: consumo (Unidades X e Y).

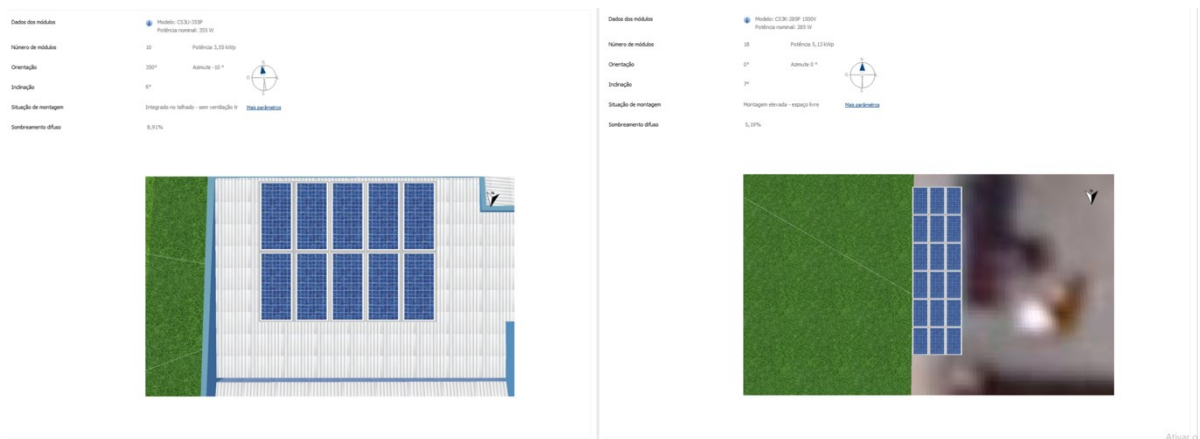


Fonte: elaborada pela autora, (2020).

3.2.3 Etapa 3: modelagem 3D

Após definido o consumo, a etapa seguinte do desenvolvimento foi a Modelagem 3D. Nessa etapa da simulação, o software PV*SOL abre uma sub-janela que envolve uma série de novos passos, denominados: vista do terreno, vista do objeto, cobertura com módulos, configuração dos inversores e plano de cabos. Essas etapas estão aprofundadas nas seções subsequentes. A Figura 26 apresenta a imagem inicial desse passo em relação à simulação para as Unidades X e Y, esquerda e direita, respectivamente.

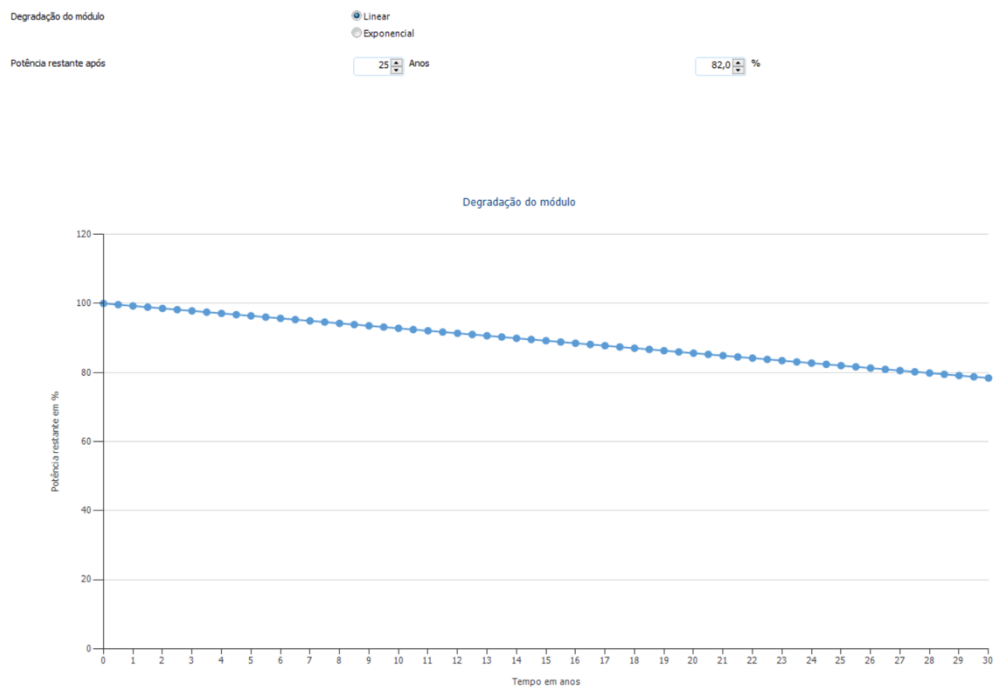
Figura 26 – Etapa 3 da simulação: modelagem 3D (Unidade X e Y).



Fonte: elaborada pela autora, (2020).

Nessa etapa, define-se a taxa de degradação linear ou exponencial dos módulos fotovoltaicos relacionados aos efeitos do tempo. De acordo com o fabricante dos módulos utilizados, a potência restante ao final de 25 anos é de 82%, consoante Figura 27.

Figura 27 – Etapa 3 da simulação: degradação dos módulos fotovoltaicos.

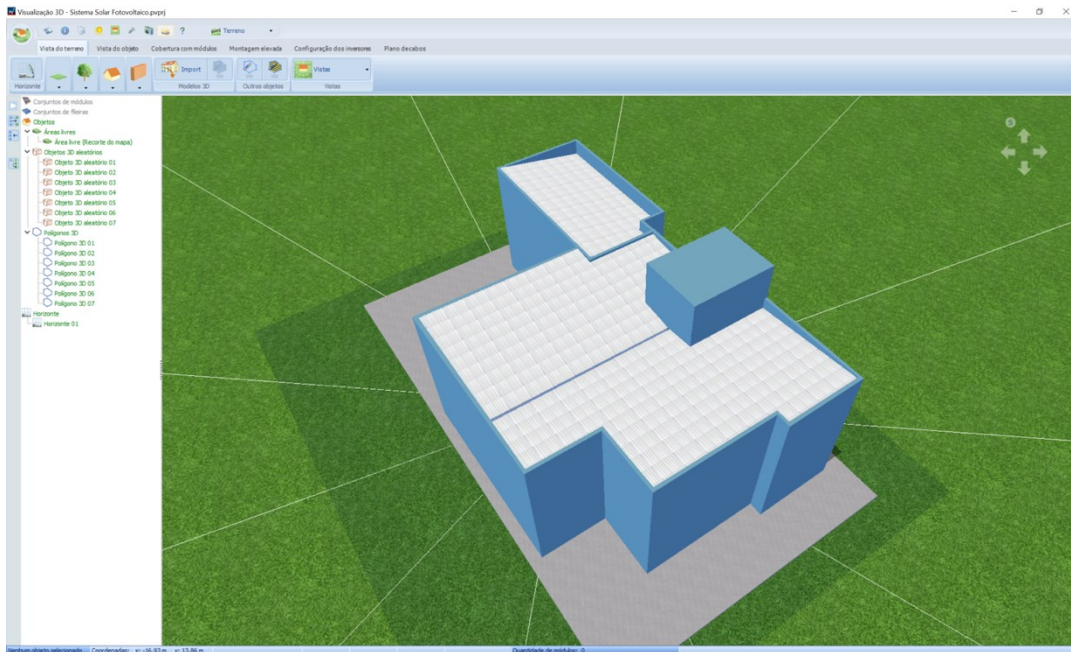


Fonte: elaborada pela autora, (2020).

Na subetapa de modelagem para a Vista do Terreno, foi necessário definir a vista do terreno, ou seja, modelar no modo tridimensional o local onde o sistema fotovoltaico seria instalado. O software permite inserir arquivos externos ou utilizar a própria plataforma para desenhar o objeto sobre o terreno. Nessa simulação, foi utilizada a própria plataforma, considerando-se a imagem de satélite do local, devido à orientação da edificação, que se encontrava em referência ao norte geográfico, fator importante para a análise de sombreamento.

A respeito do plano da área livre, foram utilizados polígonos para desenhar o contorno da edificação e a extrusão 3D de objetos aleatórios para torna-los tridimensionais, uma vez que esta permite definir altura, ângulo e inclinação de cada objeto independente. No processo de modelagem, também é possível inserir objetos como árvores, planos inclinados, muros, entre outros, a fim de se aproximar ao máximo do meio real, conforme Figura 28 por meio da simulação da Unidade X.

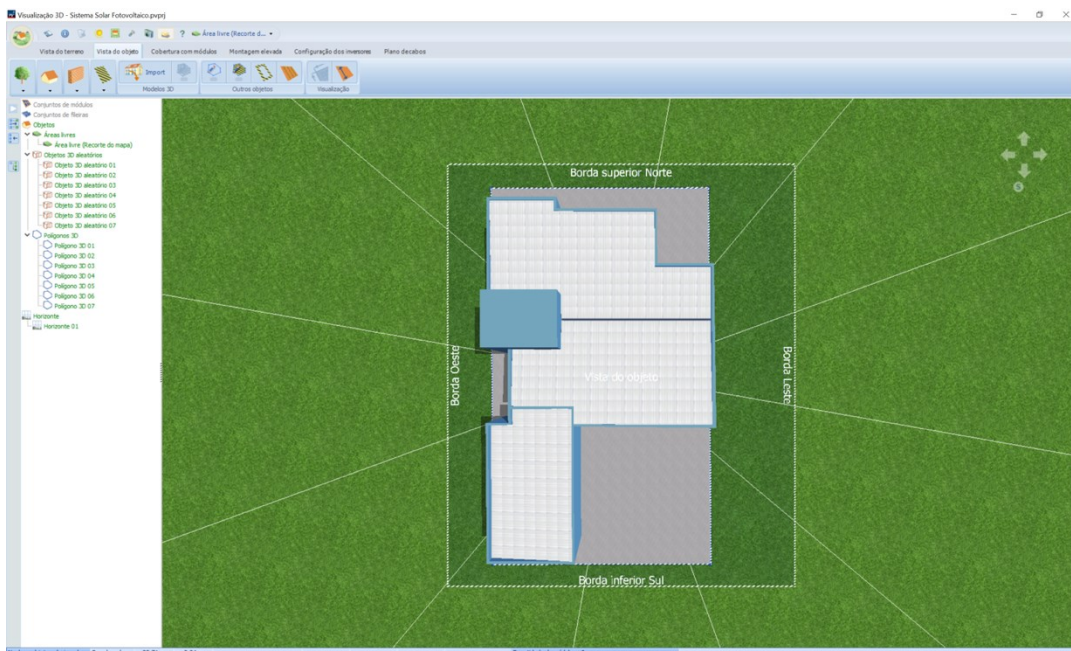
Figura 28 – Etapa da modelagem 3D: vista do terreno (Unidade X).



Fonte: elaborada pela autora, (2020).

Na subetapa de modelagem para Vista do Objeto, exemplificada na Figura 29, o foco é a vista do objeto em si, ou seja, o local onde os módulos fotovoltaicos são instalados. Na Unidade X, o telhado escolhido referiu-se ao norte geográfico; na Unidade Y, a estrutura de sustentação dos módulos foi desenvolvida a fim de voltar-se ao norte geográfico.

Figura 29 – Etapa da modelagem 3D: vista do objeto (Unidade X).

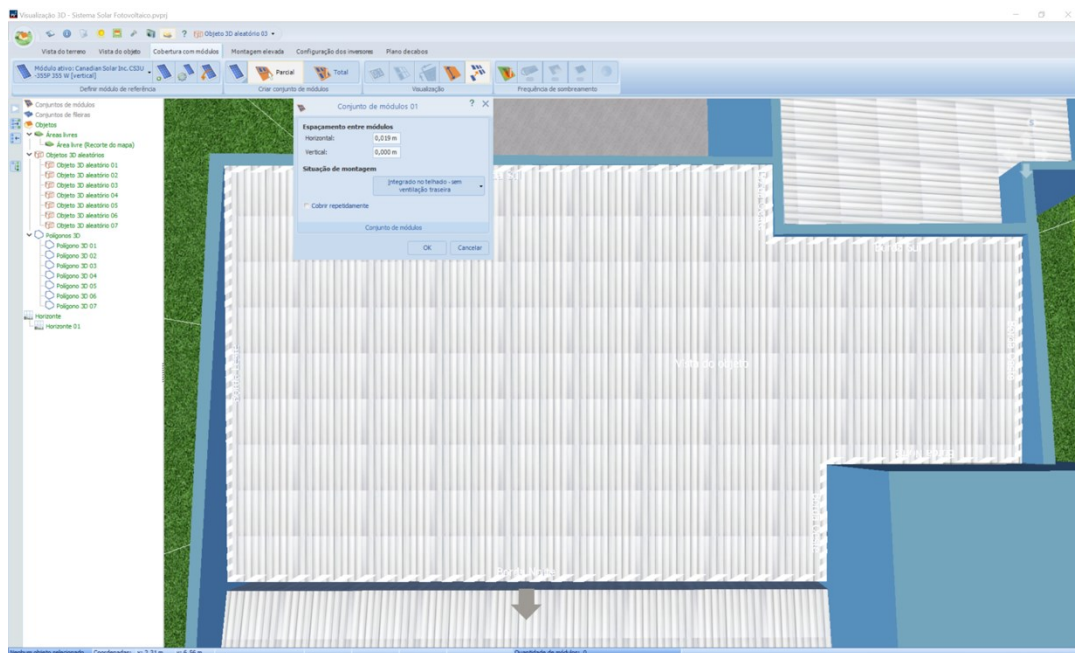


Fonte: elaborada pela autora, (2020).

Uma vez definida a área de estudo, o próximo passo da simulação é a etapa de configuração dos módulos, que se inicia pela escolha do fabricante, modelo e potência que foi utilizada na simulação. Posteriormente, os módulos são incorporados ao desenho 3D, o que pode ser feito de forma automática ou manual. Durante a configuração, o posicionamento do conjunto de módulos pode ser feito de forma parcial ou total, apenas definindo o espaçamento horizontal e vertical entre módulos, e a situação de montagem.

Dentre as opções de situação de montagem estão as seguintes: integrado ao telhado, com ou sem ventilação traseira; paralelo ao telhado com boa ventilação traseira; montagem elevada sobre telhado ou espaço livre. Na Unidade X, o espaço entre o telhado e os módulos é reduzido, foi selecionada a forma integrada ao telhado sem ventilação traseira, a qual pode ser observada na Figura 30. Para a Unidade Y, por se tratar de uma estrutura de estacionamento, a melhor opção a ser empregada é a montagem elevada em espaço livre.

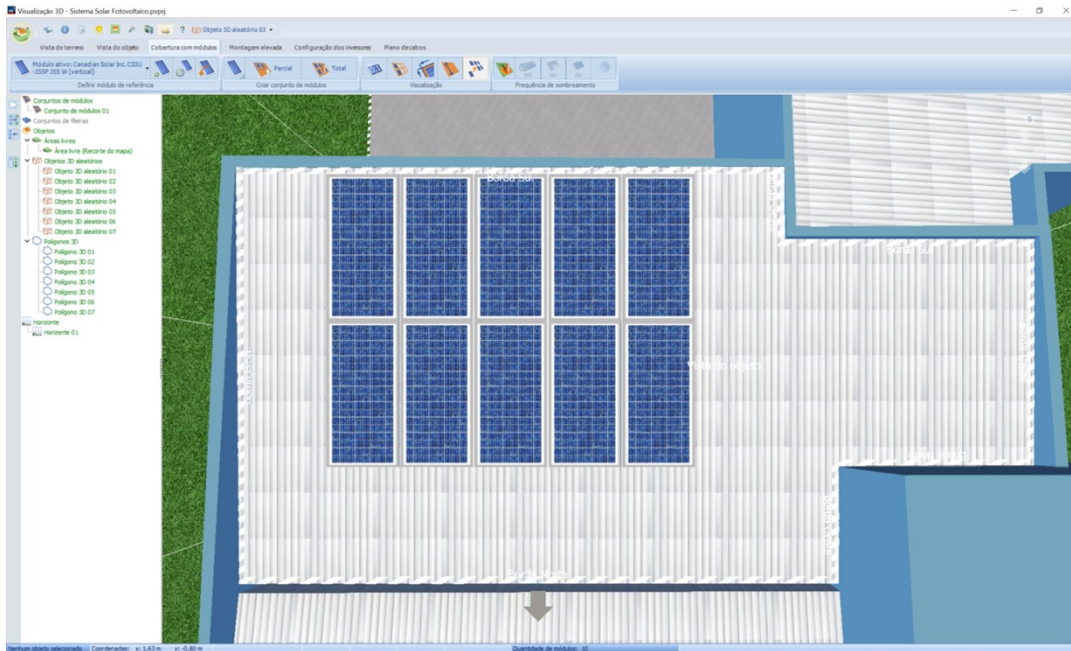
Figura 30 – Etapa da modelagem 3D: configuração dos módulos (situação de montagem).



Fonte: elaborada pela autora, (2020).

A maneira como é realizado o posicionamento dos módulos tem influência direta à sua eficiência, pois, quando ocorre elevação de temperatura, há queda significativa da tensão, e, conseqüentemente, de produtividade do módulo. Na Figura 31, exemplifica-se o posicionamento dos módulos fotovoltaicos na simulação da Unidade X.

Figura 31 – Etapa da modelagem 3D: vista do objeto.



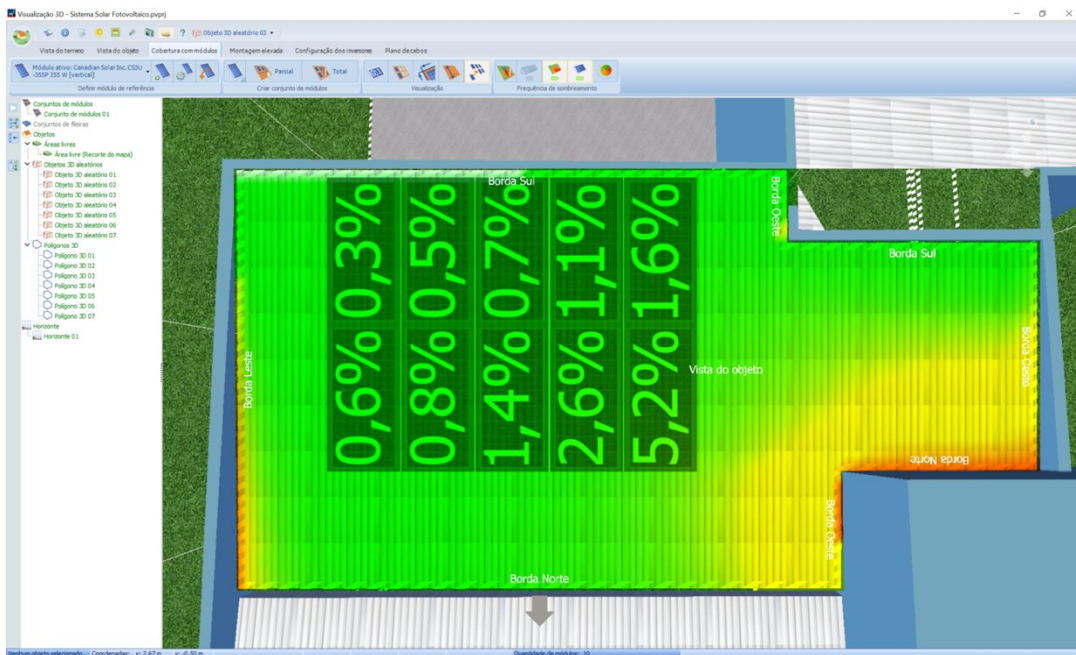
Fonte: elaborada pela autora, (2020).

Ainda nesse ponto da simulação, pode-se observar a porcentagem de sombra que o volume da caixa d'água e da platibanda exercem sobre o sistema fotovoltaico da Unidade X. Dessa forma, o software permite o reposicionamento do sistema para ocupar a área disponível que menos é afetada pelo sombreamento, já que este pode vir a se tornar um fator de perda de conversão de energia.

A Figura 32 demonstra a redução da irradiação solar no período em porcentagem para cada módulo fotovoltaico. A frequência de sombreamento é sinalizada por meio da classificação das cores, que vai da área mais sombreada, em vermelho, perpassando para a intermediária, em amarelo, e chegando na pouco sombreada, em verde. Essa ferramenta permite uma visualização imediata das áreas que podem prejudicar a captação pelos módulos fotovoltaicos, e auxilia no momento de posicioná-los sob o telhado.

Na simulação da Unidade X, a maior redução de irradiação observada nos módulos, ocorre naquele que está mais próximo do volume da caixa d'água, e, consequentemente, mais suscetível ao sombreamento, como também pode ser observado na Figura 32. Na simulação da Unidade Y, não se observou nenhuma sombra significativa.

Figura 32 – Etapa da modelagem 3D: frequência de sombreamento.



Fonte: elaborada pela autora, (2020).

Tendo definido o posicionamento dos módulos fotovoltaicos, é necessário seguir para a etapa de configuração do inversor que irá compor o sistema fotovoltaico. Nesse ponto, o software permite que sejam definidos inversores para cada área específica do modelo. No caso do estudo da Unidade X, apenas uma área de cobertura está preenchida por módulos, e o inversor definido foi o do fabricante ABB, modelo UNO DM 3,3 TL-PLUS. No caso do estudo da Unidade Y, os módulos foram acondicionados com a estrutura de estacionamento, e o inversor definido foi do fabricante Fronius, modelo Fronius Primo 4.0-1.

Em ambos os casos, o arranjo fotovoltaico é composto de uma associação de módulos em série, a chamada *String*. A ligação dessa *String* é feita, primeiramente, na entrada do quadro de proteção CC (*String* Box) e, somente depois de conectada às proteções, o polo negativo e o polo positivo são direcionados ao inversor. Os inversores foram configurados no modo operacional paralelo devido às características de tensão e corrente da *String* conectada a este. Assim, somente uma entrada de ponto de máxima potência, MPPT 1, foi utilizada para a conexão da *String* e, internamente, ambas entradas MPPT1+MPPT2 foram interconectadas em paralelo. Na Figura 33, exemplifica-se esse processo de configuração.

Figura 33 – Etapa da modelagem 3D: configuração do inversor.

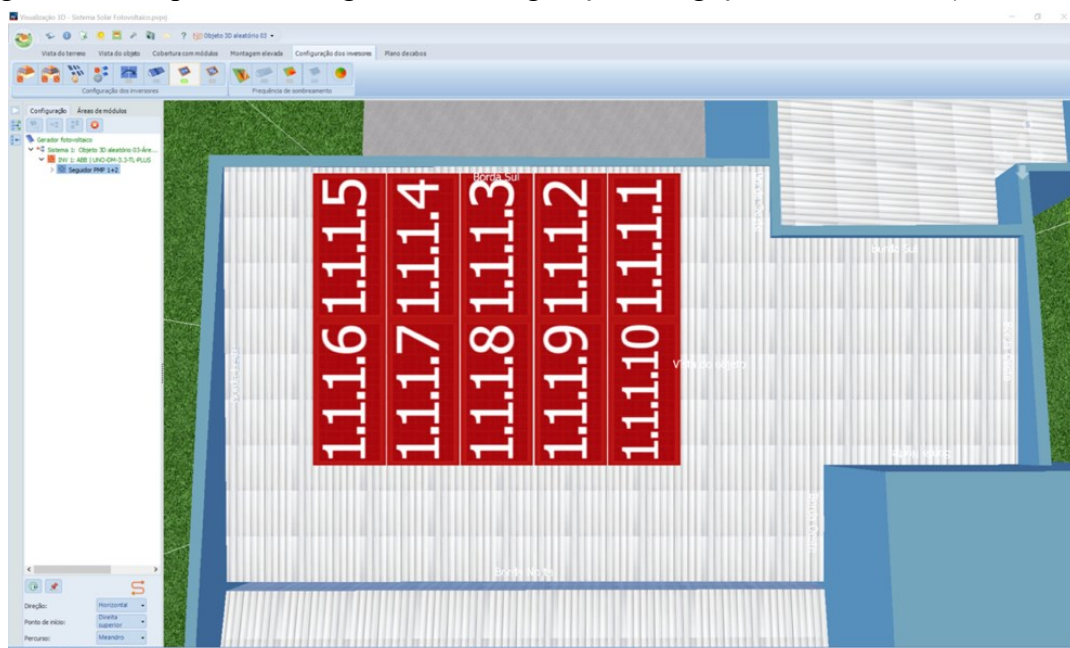


Fonte: elaborada pela autora, (2020).

Após a verificação do sistema, o software valida os limites de configuração deste, sendo positivo, permite a sequência na simulação. No passo seguinte, ainda dentro da configuração do inversor, é possível definir a forma de ligação dos módulos fotovoltaicos a fim de formar as *Strings*, e por consequência os arranjos.

Para a Unidade X, a direção de configuração selecionada foi horizontal, o ponto de início refere-se à direita superior, e o percurso é meandro. Na Figura 34, é possível observar o resultado dessa configuração. Demonstra-se, em vermelho, a *String* numerada do 1 a 10 conforme a ordem de conexão entre os módulos.

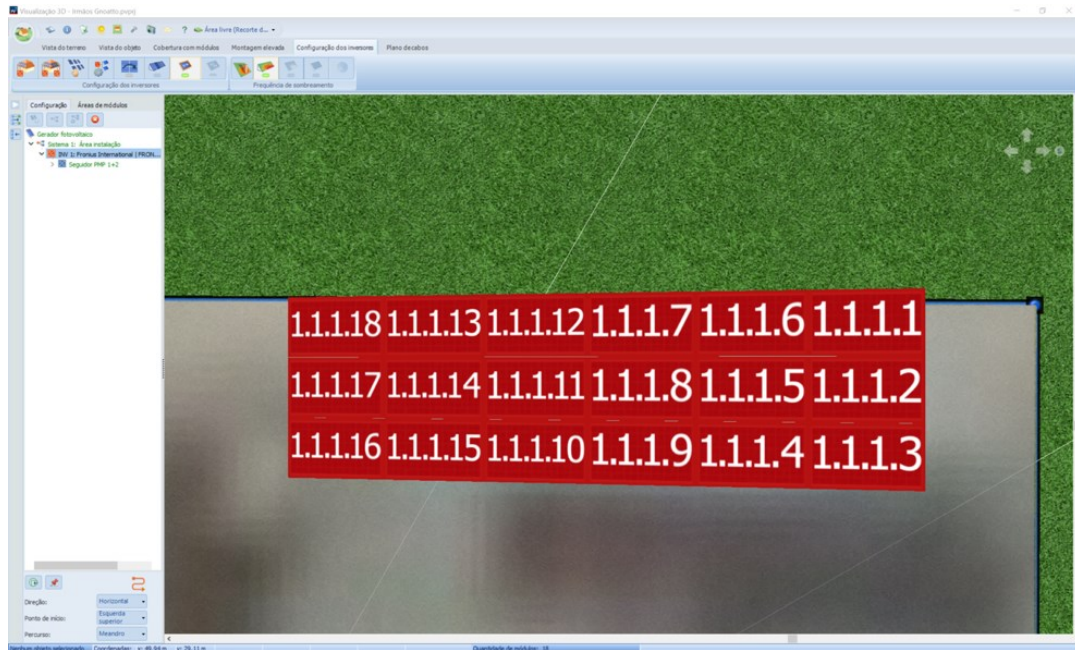
Figura 34 – Etapa da modelagem 3D: configuração de ligação dos módulos (Unidade X).



Fonte: elaborada pela autora, (2020).

Para a Unidade Y, a direção de configuração selecionada foi horizontal, o ponto de início é a partir da esquerda superior e o percurso é meandro. Na Figura 35, é possível observar o resultado dessa configuração, em que em vermelho está demonstrada a *String* numerada do 1 ao 18 conforme a ordem de conexão entre os módulos.

Figura 35 – Etapa da modelagem 3D: configuração de ligação dos módulos (Unidade Y).

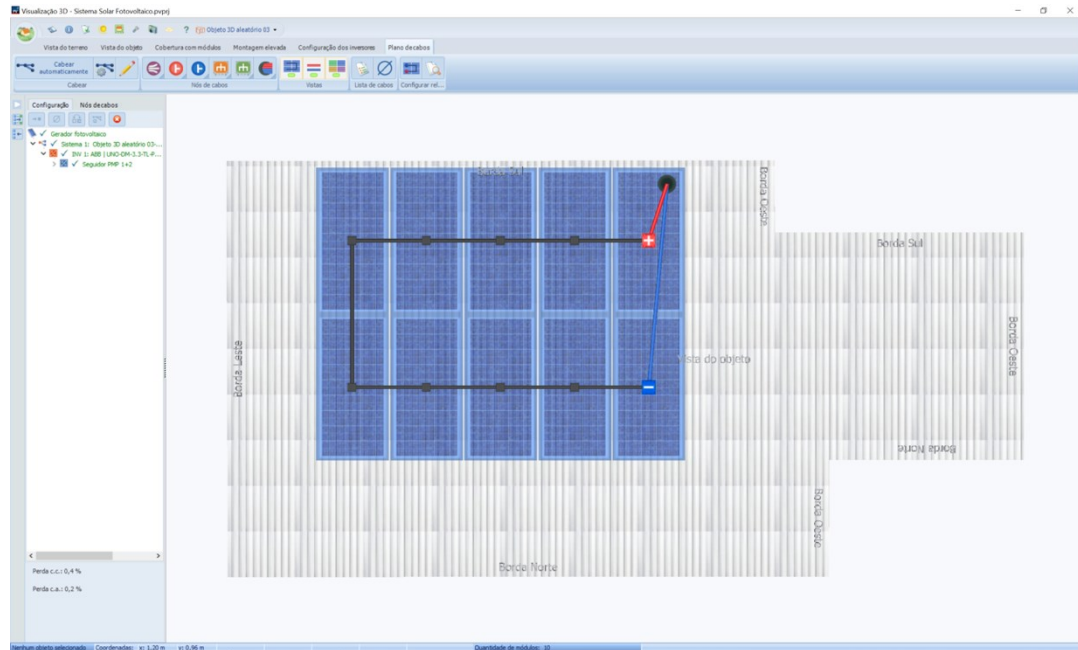


Fonte: elaborada pela autora, (2020).

No plano de cabos, é possível observar, de forma mais clara, a ordem de ligação dos módulos fotovoltaicos, do polo positivo para o polo negativo. Os módulos fotovoltaicos já vêm de fábrica com os cabos e conectores MC4 instalados para realizar essa ligação. Os conectores MC4 são conectores elétricos de contato único. Foram desenvolvidos e patenteados pela empresa Multi-Contact, hoje pertencente ao grupo Stäubli. O número 4 refere-se ao cabo solar 4 mm², usualmente utilizado pelos fabricantes de módulos fotovoltaicos.

Nesse caso, o cabeamento se dá do polo positivo para o polo negativo, ou seja, o polo positivo de um módulo é ligado ao polo negativo do outro módulo por meio do conector MC4, e assim sucessivamente, até que todos os módulos que compõem a *String* estejam ligados. Na Figura 36, observa-se o esquema de ligação das *Strings* que compõem o arranjo fotovoltaico da Unidade X, assim como o local de passagem de cabos.

Figura 36 – Etapa da modelagem 3D: plano de cabos.



Fonte: elaborada pela autora, (2020).

A configuração da passagem de cabos permite que seja especificada a distância entre os módulos e o inversor, como também a distância entre o inversor e o ponto de conexão. Esse processo resulta no cálculo da perda de energia, tanto em relação ao cabeamento de corrente contínua quanto ao cabeamento de corrente alternada. Esse processo também pode ser feito de forma detalhada nas etapas iniciais da simulação, que está exemplificado na etapa de cabeamento. A modelagem 3D é finalizada nessa etapa.

3.2.4 Etapa 4: cabeamento

De volta às etapas iniciais, nesta fase da simulação, é possível definir qual a entrada da perda nos cabos, que pode ser de forma detalhada ou definida por uma porcentagem de perda total. Em ambos os estudos, o cálculo da perda nos cabos de corrente contínua e alterada foram definidos de forma automática pelo processo de modelagem 3D. Dados os parâmetros de distância entre os módulos fotovoltaicos e o inversor, e a distância entre o inversor e o ponto de conexão, as perdas resultantes totais são de 0,57% para a Unidade X e 1,5% para a Unidade Y.

Ainda nessa etapa, o software permite que seja estruturado um diagrama funcional, onde estão definidos módulos fotovoltaicos, dispositivos de proteções CC, inversor, dispositivos de proteção CA, carga, medidor de energia e rede. Este recurso pode auxiliar tanto na fase de homologação da microgeração ou minigeração na concessionária de energia, quanto

na fase de instalação do sistema fotovoltaico. O diagrama completo para a Unidade X e para a Unidade Y podem ser observados nos Anexos 1 e 2, respectivamente, em diagrama do circuito.

O software também permite que seja desenvolvido um sistema para realizar análises econômicas e estimar fluxos financeiros da geração fotovoltaica. A análise financeira não foi aprofundada neste trabalho, portanto, é citada como uma sugestão de trabalho futuro.

3.2.5 Etapa 5: resultados

Nesta etapa, o primeiro ponto notório refere-se à qualidade técnica do sistema fotovoltaico, que traz resultados da energia convertida no gerador fotovoltaico (rede CA) em kWh/ano, do rendimento anual específico (produtividade) em kWh/kWp e do desempenho do sistema fotovoltaico (*Performance Ratio* – PR) em percentual, que constitui a relação entre o desempenho real do sistema e seu desempenho máximo teórico possível no período de análise.

Baseado nas informações de consumo inseridas no início da simulação, o software prevê a interação do sistema, presumindo o quanto de energia seria consumido pela rede em kWh/ano e o quanto de energia seria injetado na rede em kWh/ano. O gráfico resultante da previsão de rendimento com consumo, mostra o quanto de energia é gerada em kWh pelo sistema fotovoltaico, quanta energia é consumida em kWh pela carga e pelo inversor (quando em estado de espera), e quanta energia é injetada na rede em kWh no período de 12 meses. Ainda, em formato de gráfico, as resultantes de utilização de energia fotovoltaica e cobertura do consumo trazem informações relevantes para a análise. Os resultados da simulação da Unidade X e Y são explanados no Capítulo 4.2.

3.2.6 Etapa 6: relatório

Ao final da simulação, o PV*SOL permite que o usuário gere um relatório personalizado. O relatório segue uma estrutura completa e padronizada da seguinte forma: vista Geral do Projeto (Sistema Fotovoltaico, Rendimento e Análise Financeira); Configuração do Sistema (Vista Geral, Áreas do Módulo, Linhas do Horizonte, Configuração do Inversor, Rede CA); Resultados da Simulação (Resultados Sistema Completo e Resultados por Área de Módulo); Balanço Energético do Sistema Fotovoltaico; Análise Financeira (Vista Geral e Fluxo de Caixa); Folha de Dados (Módulo Fotovoltaico e Inversor); Planos (Diagrama do Circuito, Planta das Dimensões, Plano de *Strings*).

Os relatórios completos da simulação para a Unidade X e para a Unidade Y podem ser observados no Anexo 1 e no Anexo 2, respectivamente. Os procedimentos realizados até esta etapa encerram as configurações da simulação. A apresentação e análise dos resultados gerados pelo software estão discutidas no Capítulo 4.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos ao longo do estudo e avaliados comparativamente com a finalidade de observar se há e qual é a diferença entre os valores resultantes da simulação no software PV*SOL, e a efetiva conversão de energia dos sistemas solares, das Unidades X e Y, durante o período de um ano. Na primeira seção, são analisadas as conversões reais de energia das unidades estudadas; na segunda seção, são apresentados e analisados os resultados da simulação em software e, na terceira seção, são comparados os dados da primeira e da segunda seção quanto à conversão de energia. A Figura 37 apresenta comparativo visual entre as instalações físicas reais e as imagens tridimensionais simuladas no software, a fim de mostrar a semelhança nos dois casos estudados das unidades X e Y.

Figura 37 – Imagem real *versus* imagem da simulação (Unidades X e Y).



Fonte: elaborada pela autora com base em software PV*SOL, (2020).

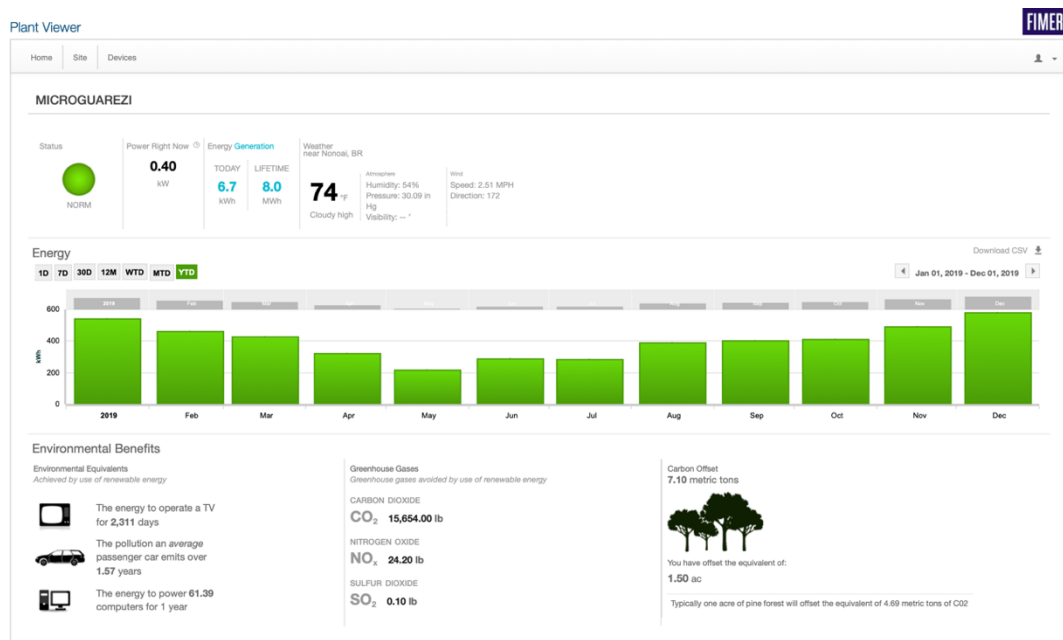
4.1 ANÁLISE DA CONVERSÃO REAL DE ENERGIA

Em ambos os casos de estudo, o mecanismo de registro de informações está integrado ao inversor, o que permite obter dados confiáveis, pois, mesmo na falta de sinal da rede de internet, os dados ficam registrados e são carregados em suas respectivas plataformas assim que a conexão à rede retorna. Essa condição é privilegiada em relação aos sistemas de

monitoramento externos ao inversor, pois estes coletam dados a cada 5 ou 10 minutos, podendo tornar imprecisas as informações de conversão, uma vez que, na falta de conexão à internet, não seria registrada nenhuma informação desta conversão.

O *datalogger* está integrado ao inversor da ABB na Unidade X, registrando as informações do inversor na plataforma *online*, intitulada Plant Viewer. Visto que o período de análise em questão é do ano de 2019, os dados de conversão de energia de janeiro a dezembro foram obtidos por meio dessa plataforma, conforme Figura 38. A plataforma permite que os dados sejam transformados em um arquivo no formato Excel, o que torna a análise mais completa e precisa.

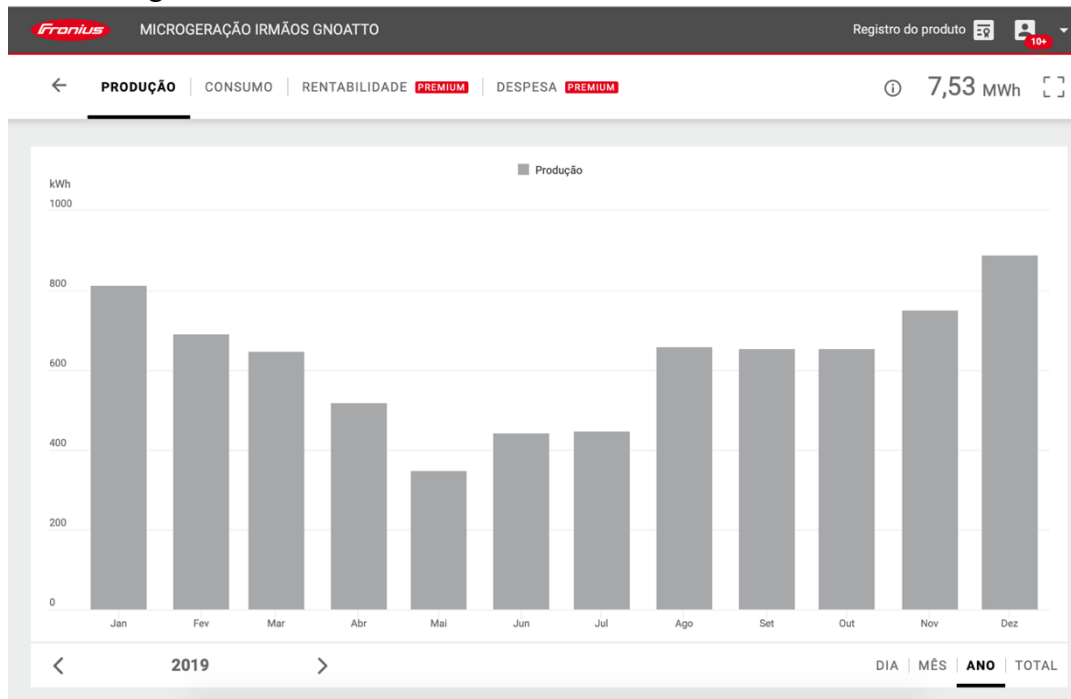
Figura 38 – Monitoramento do sistema fotovoltaico da Unidade X.



Fonte: Plant Viewer ABB, (2020).

Na Unidade Y, o inversor da Fronius também possui um *datalogger* integrado a ele, o qual transmite todos os dados necessários para a plataforma de monitoramento, denominada Solar.Web. As informações de conversão do mesmo período de análise da Unidade X foram extraídas do gráfico de produção e são apresentados na Figura 39.

Figura 39 – Monitoramento do sistema fotovoltaico da Unidade Y.



Fonte: adaptada de Solar.Web, (2020).

Em ambas plataformas de monitoramento, outras informações podem ser observadas, como o total de energia convertida por dia, mês, ano e total, uma estimativa de redução de emissão de CO₂ por kWh de energia convertida, além do valor estimado economizado no período de operação. A visualização do gráfico de conversão energética do dia permite análise mais apurada do desempenho instantâneo do sistema fotovoltaico.

O sistema fotovoltaico da Unidade X entrou em operação em outubro de 2018; o da Unidade Y, em fevereiro de 2018. Ambos os sistemas continuam operando normalmente até os dias atuais. O período escolhido para análise de dados foi de janeiro de 2019 até dezembro de 2019. Vale a pena ressaltar que a produção total, nos 365 dias relativos ao período observado de operação do sistema, foi de 4,803.14 kWh para a Unidade X, e de 7,529.25 kWh para a Unidade Y, o que se refere a uma produção de energia diária média de 13,15 kWh e 20,62 kWh, respectivamente. Quanto ao rendimento anual específico (produtividade), foi observado 1,352.99 kWh/kWp na Unidade X, e 1,467.69 kWh/kWp na Unidade Y. Os dados de conversão de energia foram transcritos das respectivas plataformas de monitoramento e compiladas na Tabela 5 para uma análise mais completa dos dados de conversão em kWh, ao longo do período.

Tabela 5 – Conversão de energia real da Unidade X e Y.

Mês Correspondente	Conversão Real Unidade X (kWh/mês)	Conversão Real Unidade Y (kWh/mês)
Janeiro/2019	542,82	812,72
Fevereiro/2019	459,66	692,67
Março/2019	425,60	648,28
Abril/2019	321,37	519,90
Mai/2019	213,81	349,39
Junho/2019	287,51	443,97
Julho/2019	282,66	449,42
Agosto/2019	388,09	660,80
Setembro/2019	400,43	654,49
Outubro/2019	411,40	655,83
Novembro/2019	492,22	752,21
Dezembro/2019	577,57	889,57
Média de Conversão Real	400,26	627,44
Total de Conversão Real	4,803.14	7,529.25
Produtividade (kWh/kWp)	1,352.99	1,467.69

Fonte: elaborada pela autora, (2020).

Observa-se que, em relação a esse período, maior conversão ocorreu nos meses de dezembro e janeiro, período com os índices de irradiação mais elevados. Segundo Pinho e Galdino (2014), um gerador fotovoltaico tem suas características elétricas dependentes, basicamente, da irradiância e da temperatura nos módulos.

De acordo com Beltrão (2008), a corrente gerada nos módulos aumenta linearmente com o aumento da intensidade luminosa. O aumento da temperatura, no entanto, faz com que a eficiência do módulo caia, abaixo da eficiência padrão dos mesmos. Segundo Pinho e Galdino (2014), a influência da irradiância solar é muito mais significativa do que a da temperatura. A irradiância pode variar, significativamente, em curtos intervalos de tempo, especialmente em dias com nuvens, já a variação da temperatura é atenuada pela capacidade térmica dos módulos.

4.2 ANÁLISE DA CONVERSÃO DE ENERGIA SIMULADA

A última etapa da simulação no PV*SOL expõe alguns resultados prévios, que auxiliam a análise do pré-dimensionamento de um sistema fotovoltaico. Essa janela resumo, apresenta as principais informações de cada vertente, por exemplo, quanto à análise financeira estão a taxa interna de retorno, o lucro/economia esperados e o fluxo de caixa acumulado no período analisado. Quanto à qualidade técnica do sistema fotovoltaico, o software sintetiza as

informações da quantidade de energia convertida pelo gerador fotovoltaico, o rendimento anual específico e o desempenho do sistema. Além da análise da integração do sistema, que apresenta a quantidade de energia consumida da rede, e a quantidade de energia injetada na rede.

Desse modo, tratando-se da qualidade técnica do sistema fotovoltaico, os resultados observados para as Unidades X e Y são, respectivamente, a energia convertida no gerador fotovoltaico de 4,718.56 kWh/ano e 7,670.36 kWh/ano, o rendimento anual específico (produtividade) de 1,329.17 kWh/kWp e 1,497.12 kWh/kWp e o desempenho do sistema fotovoltaico (PR) de 74,8% e 83,3%. Além disso, uma previsão de rendimento com consumo é apresentada pelo software em forma de gráfico de barras, em que, para cada mês do ano, relaciona-se a quantidade de energia em kWh. A cor azul escuro representa a quantidade de energia injetada na rede, a cor cinza representa o consumo da carga, a cor amarela representa a energia convertida do gerador fotovoltaico e a cor azul claro representa o consumo da rede. Assim, é possível visualizar um fluxo da utilização da energia por meio desse gráfico. As Figuras 40 e 41 mostram a visualização da etapa de resultados da simulação para as Unidades X e Y.

Figura 40 – Etapa 4 da simulação: resultados (Unidade X).



Fonte: elaborada pela autora, (2020).

Figura 41 – Etapa 4 da simulação: resultados (Unidade Y).



Fonte: elaborada pela autora, (2020).

Sobre os valores de desempenho do sistema fotovoltaico, quanto mais próximos de 100%, mais eficaz é o sistema fotovoltaico. Um valor de 100% nunca será atingível na realidade, pois, durante a operação do sistema fotovoltaico, também ocorrem perdas inevitáveis. Sobretudo, sistemas fotovoltaicos eficientes atingem de 80% a 90% ao longo de um ano (IEA, 2014). O acompanhamento desse valor com intervalos de tempo regulares não se destina a uma comparação absoluta e sim ao controle do progresso do rendimento do sistema fotovoltaico, sendo assim possível detectar falhas (SMA, 2011).

Nesse sentido, é possível observar que a Unidade X, cujo desempenho é de 74,8%, está abaixo do considerado eficiente pela literatura. Já a Unidade Y, cujo desempenho é de 83,8%, está dentro dos padrões. Acredita-se que o baixo desempenho da Unidade X esteja relacionado à situação da montagem selecionada para os módulos, uma vez que, pela falta de ventilação traseira, ocorre elevação na temperatura, o que influencia a produtividade do sistema fotovoltaico. Em breve análise realizada no software PV*SOL, observou-se que as perdas nos cabos, a situação de montagem e a sujeira são os fatores que mais influenciam o percentual de desempenho.

Na Tabela 6, é possível observar a estimativa de conversão de energia resultante da simulação para cada mês de 2019, para ambas as unidades. De acordo com a simulação, em ambas unidades, o mês de pico de maior conversão energética ocorre em novembro, atingindo cerca de 530 kWh/mês para a Unidade X, e cerca de 830 kWh/mês para a Unidade Y. Enquanto o mês de menor conversão energética ocorre em junho, atingindo cerca de 247 kWh/mês para a Unidade X, e cerca de 418 kWh/mês para a Unidade Y.

Tabela 6 – Previsão de conversão de energia resultante da simulação (Unidades X e Y).

Mês Correspondente	Conversão Simulada	Conversão Simulada
	Unidade X (kWh/mês)	Unidade Y (kWh/mês)
Janeiro/2019	509,08	791,97
Fevereiro/2019	411,12	672,15
Março/2019	418,47	689,31
Abril/2019	343,94	576,37
Maio/2019	299,97	507,44
Junho/2019	247,85	418,58
Julho/2019	275,90	471,01
Agosto/2019	324,18	554,08
Setembro/2019	356,38	586,89
Outubro/2019	471,92	762,52
Novembro/2019	530,26	831,25
Dezembro/2019	524,06	808,79
Média de Conversão Simulada	392,76	639,19
Total de Conversão Simulada	4,718.56	7,670.36
Produtividade (kWh/kWp)	1,329.17	1,497.12

Fonte: elaborada pela autora, (2020).

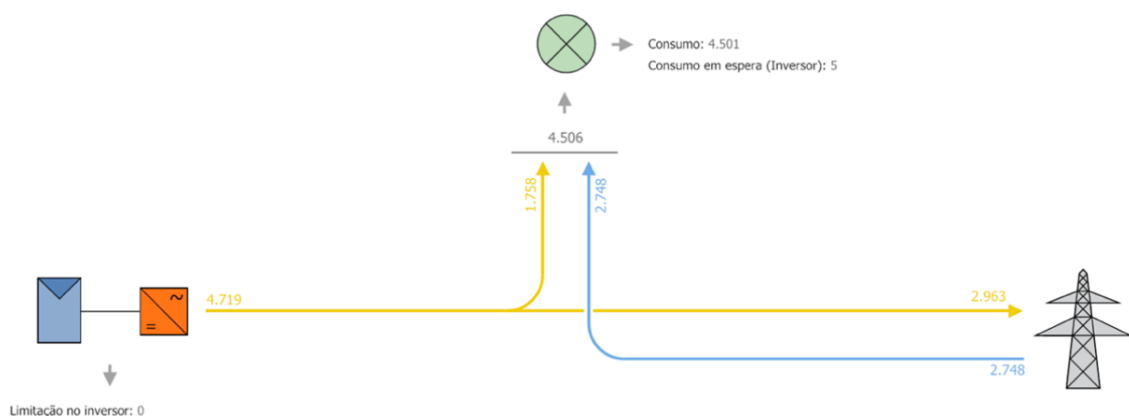
O software de simulação PV*SOL utiliza dados climáticos históricos de 20 anos, sendo esse período de 1991 a 2010, fornecidos pelo programa MeteoNorm. Como forma de complementação para este trabalho, tomando como exemplo a Unidade X, realizou-se simulação utilizando o banco de dados de irradiação fornecida pelo SunData do CRESESB e adicionando-o manualmente ao software com as demais configurações mantidas. Observou-se como resultado total de conversão fotovoltaica de 4,697 kWh/ano. Em comparação ao estudo supracitado, utilizando o banco de dados de entrada do próprio PV*SOL, essa conversão fotovoltaica é de 4,719 kWh/ano, ou seja, 0,47% maior (22 kWh/ano), diferença quase insignificante o que demonstra, praticamente os mesmos resultados com o uso de fontes de dados diferentes.

4.2.1 Fluxo de energia

Uma informação muito importante de ser compreendida refere-se à ocorrência do fluxo de energia em um sistema fotovoltaico conectado à rede, uma vez que a carga da instalação é alimentada tanto pela energia convertida do sistema fotovoltaico quanto pela rede elétrica da concessionária, quando aquela não é suficiente. Nas Figuras 42 e 43, observam-se os fluxos de energia das Unidades X e Y, respectivamente. Em amarelo está representada a conversão de energia do sistema fotovoltaico e, em azul, está representada a energia utilizada da concessionária. Baseado na opção de análise de consumo durante a parametrização do software, o mesmo estima quanto da energia convertida será direcionado para o consumo, e quanto será injetado na rede da concessionária.

No fluxo de energia da Unidade X, conforme Figura 42, nota-se que o consumo médio da carga é de 4,506 kWh/ano, sendo 4,501 kWh/ano referente à instalação e 5 kWh/ano referente ao consumo em espera do inversor. A conversão de energia prevista na simulação é cerca de 4,719 kWh/ano, ou seja, aproximadamente 4,5% maior que o consumo médio da carga. Observa-se que o software previu que, cerca de 37% da energia convertida pelo sistema fotovoltaico será consumida simultaneamente pela carga, e cerca de 63% será injetada na rede da concessionária, tornando-se créditos de energia. Do consumo, 40% será suprido pelo sistema fotovoltaico e 60% pela rede da concessionária.

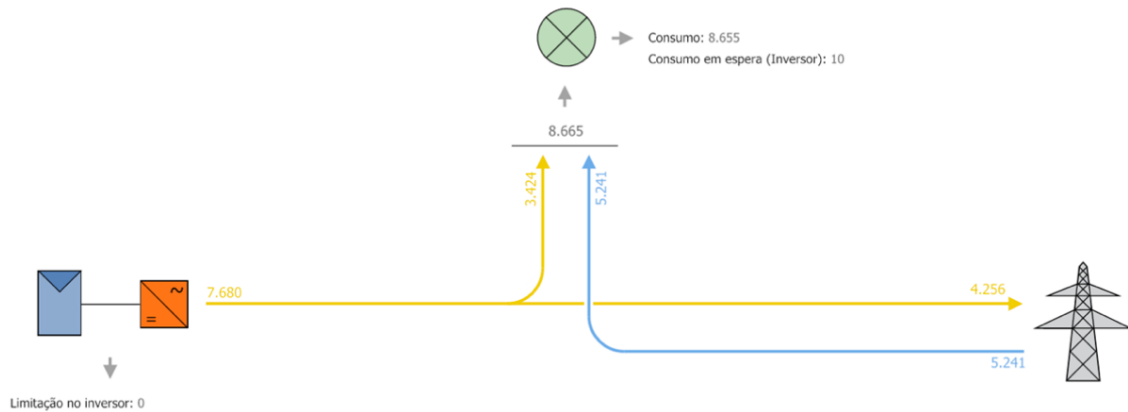
Figura 42 – Fluxo de energia do sistema fotovoltaico da Unidade X.



Fonte: elaborada pela autora, (2020).

No fluxo de energia da Unidade Y, conforme Figura 43, a conversão de energia prevista na simulação é cerca de 7,680 kWh/ano, ou seja, aproximadamente 11% menor que o consumo médio da carga, que é de 8,665 kWh/ano. Da energia entregue pelo sistema, o software previu que 44% será consumida, simultaneamente, pela carga, e 56% será injetado e convertido em créditos na rede da concessionária.

Figura 43 – Fluxo de energia do sistema fotovoltaico da Unidade Y.



Fonte: elaborada pela autora, (2020).

Um ponto interessante de ser observado é que a Unidade X trata-se de uma residência, que possui um consumo simultâneo menor, pois, durante o período de conversão energética, ocorre uma redução da utilização da carga. Já a Unidade Y trata-se de um comércio, que possui consumo simultâneo maior durante o período de conversão, dada a utilização da carga ser maior em horário comercial.

4.2.2 Balanço energético

O balanço energético é um dos resultados de maior relevância da simulação. Observa-se que os primeiros dados tratados pelo software são os da irradiação global horizontal, que são transformados para a obtenção da irradiação global no plano dos módulos. Com isso, obtêm-se a irradiação global fotovoltaica no local do estudo. Um fator significativo é a conversão dessa irradiação para a real, dada a eficiência do módulo utilizado. Com base na energia fotovoltaica nominal, são aplicados os fatores de perdas de energia, como sombra, diodos, *mismatch*, consumo em espera do inversor, entre outros. Assim, a energia real entregue pelo sistema fotovoltaico é tida como resultado.

Na Figura 44, verifica-se o balanço energético do sistema fotovoltaico da Unidade X. Destacados em cinza e em negrito, estão as zonas de equilíbrio, que possuem valor inicial e um valor final. São listados entre o valor inicial e final as perdas, em vermelho, e os ganhos, em verde. A última coluna mostra o valor percentual da variação, sempre em relação ao total dos valores anteriores no balanço.

Figura 44 – Balanço energético do sistema fotovoltaico (Unidade X).

Balanço energético do sistema fotovoltaico		
Irradiação global - horizontal	1.713,72 kWh/m²	
Desvio em relação ao espectro padrão	-17,14 kWh/m ²	-1,00 %
Reflexão do solo (albedo)	0,93 kWh/m ²	0,05 %
Orientação e inclinação do plano dos módulos	94,62 kWh/m ²	5,57 %
Sombreamento independente do módulo	-16,72 kWh/m ²	-0,93 %
Reflexão na superfície de módulo	-16,82 kWh/m ²	-0,95 %
Irradiação global no plano dos módulos	1.758,59 kWh/m²	
	1.758,59 kWh/m ²	
	x 19,84 m ²	
	= 34.890,37 kWh	
Irradiação global fotovoltaica	34.890,37 kWh	
Sujeira	-1.046,67 kWh	-3,00 %
Conversão de STC (eficiência nominal do módulo 17,91 %)	-27.781,38 kWh	-82,09 %
Energia fotovoltaica nominal	6.062,32 kWh	
Sombra parcial, específica do módulo	-274,13 kWh	-4,52 %
Comportamento sob baixa irradiação	-179,61 kWh	-3,10 %
Desvio em relação à temperatura nominal do módulo	-565,55 kWh	-10,08 %
Diodos	-7,87 kWh	-0,16 %
Mismatch (indicações do fabricante)	-25,18 kWh	-0,50 %
Mismatch (conexão/sombra)	-42,88 kWh	-0,86 %
Cabo do string	-4,65 kWh	-0,09 %
Energia fotovoltaica (c.c.) sem redução pelo inversor	4.962,45 kWh	
Potência CC mínima não atingida	-0,67 kWh	-0,01 %
Redução devido à faixa de tensão PMP	-0,33 kWh	-0,01 %
Redução devido à corrente c.c. máx.	0,00 kWh	0,00 %
Redução devido à potência c.c. máx.	0,00 kWh	0,00 %
Redução devido à potência c.a. máx./cos phi	0,00 kWh	0,00 %
Perda no seguidor PMP	-26,77 kWh	-0,54 %
Energia fotovoltaica (c.c.)	4.934,69 kWh	
Energia na entrada do inversor	4.934,69 kWh	
Divergência entre tensão de entrada e tensão nominal	-2,59 kWh	-0,05 %
Conversão c.c./c.a.	-206,39 kWh	-4,18 %
Consumo em espera (Inversor)	-5,43 kWh	-0,11 %
Cabo c.a.	-7,16 kWh	-0,15 %
Energia fotovoltaica (c.a.) menos consumo em espera	4.713,13 kWh	
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	4.718,56 kWh	

Fonte: adaptada com base nos resultados de simulação PV*SOL, (2020).

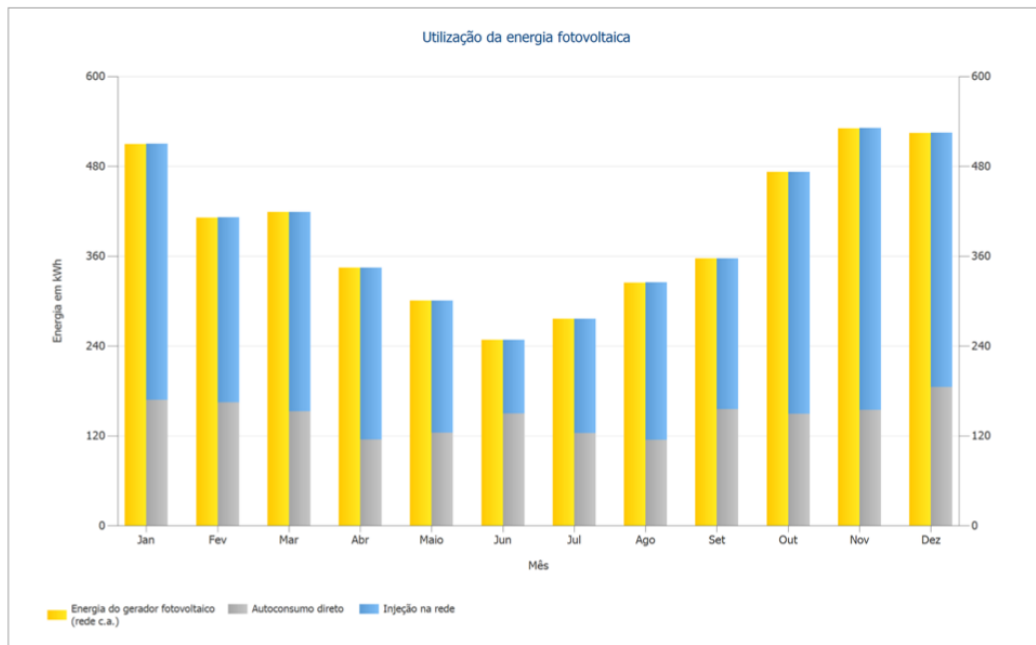
Por meio do balanço energético do sistema fotovoltaico, é possível analisar a ocorrência das perdas e dos ganhos que no final resultam na quantidade de energia convertida que é efetivamente entregue pelo sistema fotovoltaico. Os valores apresentados dizem respeito ao período de um ano, e alguns fatores possuem maior influência que outros, como o caso das

perdas por sombreamento parcial específica do módulo, que, para a Unidade X, reduzem cerca de 274 kWh/ano da conversão. Além disso, são observadas as perdas mais significativas como sujeira (-3,0%), desvio em relação à temperatura nominal do módulo (-10,08%) e conversão corrente contínua/alternada (-4,18%), que reduzem cerca de 1.818 kWh/ano da conversão. O balanço energético da Unidade Y pode ser observado no anexo B.

4.2.3 Gráfico de utilização da energia fotovoltaica

Associado ao fluxo de energia, outro resultado de grande relevância é o gráfico de utilização da energia fotovoltaica, uma vez que é possível observar a parte da energia que é consumida simultaneamente pela instalação e a parte da energia que é injetada na rede para ser utilizada como créditos, quando for necessário. Na Figura 45, observa-se, por meio do gráfico de barras, o fluxo de utilização da energia fotovoltaica. A energia do gerador fotovoltaico está representada na cor amarelo, a quantidade de energia que foi injetada na rede está representado em azul, e a quantidade de energia que foi consumida simultaneamente pela carga está representado em cinza.

Figura 45 – Gráfico de utilização da energia fotovoltaica (Unidade X).



Fonte: adaptada com base nos resultados de simulação PV*SOL, (2020).

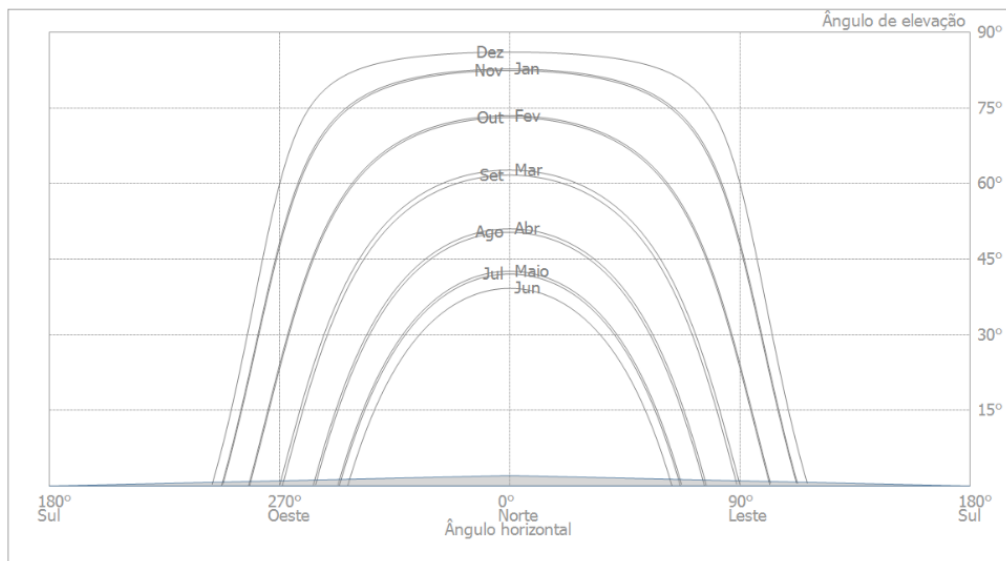
No período de verão, a quantidade de energia convertida pelo gerador fotovoltaico é maior, assim como a quantidade de energia que é injetada na rede, visto que o consumo simultâneo praticamente se mantém. No período de inverno, esse cenário se inverte, pois a quantidade de energia injetada é maior, e geralmente, os créditos de energia excedentes do verão, são utilizados para compensação na conta de energia.

4.2.4 Posição solar do sistema fotovoltaico

Dependendo da localização geográfica, o movimento aparente do Sol pode apresentar grandes variações no decorrer do ano e em diferentes horas do dia. A Figura 46 mostra a posição do Sol ao longo do período de 365 dias e compara o ângulo de azimute (pontos cardeais), com o ângulo de elevação (0° horizonte e 90° Zênite) da Unidade X. Para o hemisfério Sul, o solstício de verão ocorre quando o Sol atinge o ponto mais alto, em aproximadamente 85° para o local de estudo, por volta dos dias 21 e 22 de dezembro ao meio dia. Os dias são os mais longos do ano nesse período do verão. Já o chamado solstício de inverno ocorre quando o Sol atinge o ponto mais baixo, de aproximadamente 40° no mesmo local, por volta do dia 21 de junho. Os dias são os mais curtos do ano nesse período do inverno (PEREIRA *et al.*, 2017).

Nos meses de março e setembro, é possível observar o equinócio, onde a duração do dia é idêntica à da noite, e os hemisférios Norte e Sul recebem a mesma quantidade de luz. A posição solar da Unidade Y pode ser observada no anexo B.

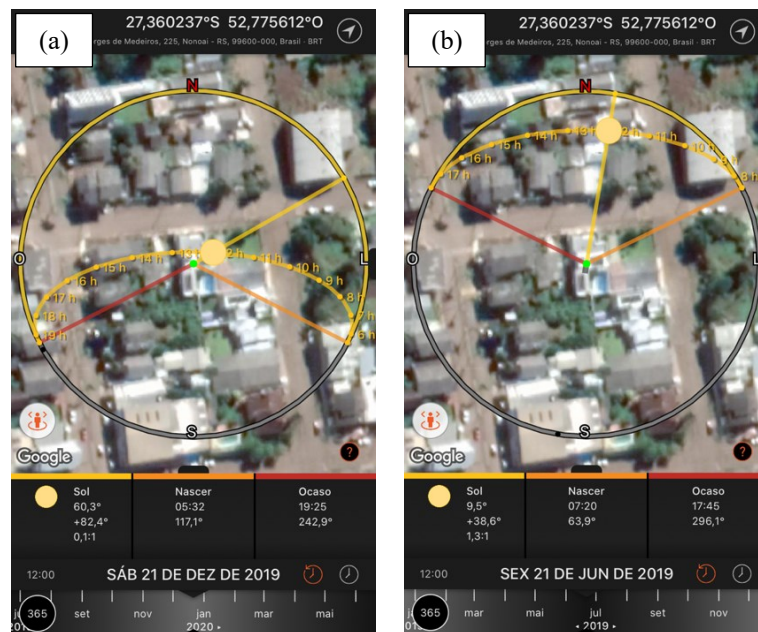
Figura 46 – Posição solar por meio do ângulo de elevação x ângulo horizontal (Unidade X).



Fonte: adaptada dos resultados de simulação PV*SOL, (2020).

O mesmo pode ser observado na Figura 47, em que foi possível traçar a trajetória do Sol sob o local do estudo com o auxílio do mapa interativo do aplicativo Sun Surveyor. O resultado permite uma melhor visualização das possíveis sombras causadas por obstáculos próximos ao local da instalação dos módulos. Os fenômenos chamados solstício de verão e solstício de inverno podem ser observados no lado esquerdo e direito, respectivamente.

Figura 47 – Visualização do posicionamento solar por meio do mapa interativo do aplicativo Sun Surveyor (Unidade X), solstício de verão (a) e solstício de inverno (b).



Fonte: adaptada com base em Sun Surveyor, (2020).

Esse mesmo aplicativo, além de permitir rápida visualização do posicionamento solar em qualquer local de estudo, pode ser utilizado para entender a influência solar para o projeto, posicionando os módulos na direção que favoreça a maior captação de energia durante o dia. Carvalho (2011) destaca que a trajetória do Sol deve ser conhecida, assim como a localização geográfica, pois definirá o melhor direcionamento e inclinação para os módulos fotovoltaicos para melhor aproveitamento da irradiação solar, em todos os horários do dia.

4.3 CONVERSÃO REAL *VERSUS* CONVERSÃO SIMULADA

Após validado o modelo, realizada a simulação e coletados os dados de conversão através do monitoramento, é possível analisar os dados obtidos. Por meio da tabela comparativa entre os valores resultantes da simulação e os valores obtidos pela conversão real do sistema

fotovoltaico, nota-se mais facilmente as diferenças entre a energia simulada pelo software e a energia efetivamente produzida pelo sistema. A análise comparativa é primeiramente apresentada para a Unidade X e, posteriormente, para a Unidade Y.

4.3.1 Análise comparativa da Unidade X

A Tabela 7 ilustra as diferenças absolutas e percentuais em relação à energia produzida durante o período considerado. Os valores negativos significam que o sistema produziu a menos do que a simulação por meio do software, enquanto os valores positivos indicam o contrário.

Tabela 7 – Comparativo entre conversão real e prevista por simulação da Unidade X.

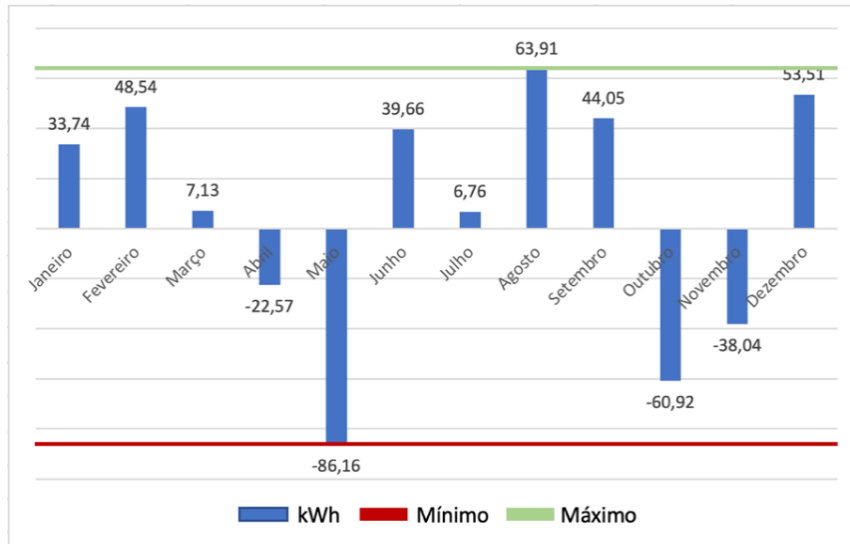
Mês Correspondente	Conversão Real (kWh/mês)	Conversão Simulada (kWh/mês)	Diferença de valores entre a conversão real e simulada (kWh)	Diferença percentual entre conversão real e simulada (%)
Janeiro/2019	542,82	509,08	33,74	6,22%
Fevereiro/2019	459,66	411,12	48,54	10,56%
Março/2019	425,60	418,47	7,13	1,68%
Abril/2019	321,37	343,94	-22,57	-7,02%
Maio/2019	213,81	299,97	-86,16	-40,30%
Junho/2019	287,51	247,85	39,66	13,79%
Julho/2019	282,66	275,90	6,76	2,39%
Agosto/2019	388,09	324,18	63,91	16,47%
Setembro/2019	400,43	356,38	44,05	11,00%
Outubro/2019	411,00	471,92	-60,92	14,82%
Novembro/2019	492,22	530,26	-38,04	-7,73%
Dezembro/2019	577,57	524,06	53,51	9,26%
Média de Conversão	400,22	392,76	7,46	1,90%
Total de Conversão	4,802.74	4,713.13	89,61	1,90%
Produtividade	1,352.99	1,329.17	23,82	

Fonte: elaborada pela autora, (2020).

Segundo a observação inicial dos dados, principalmente as diferenças entre a conversão real e o valor resultante da simulação, obteve-se diferença de 1,90% entre a conversão real e a simulação. Apesar de a diferença apresentada não ser significativa em comparação à média dos 12 meses, observando os resultados mês a mês nota-se uma grande discrepância em alguns meses. As diferenças mais significativas observadas são nos meses de maio, agosto e outubro, em que a diferença registrada foi de -40,30%, 16,47% e -14,82%, respectivamente, entre os dados de conversão simulada e real. A Figura 48 destaca a diferença

apurada em kWh, bem como a amplitude por meio do comparativo entre energia real e valores resultantes da simulação.

Figura 48 – Amplitude da diferença entre conversão e simulação em kWh da Unidade X.



Fonte: elaborada pela autora, (2020).

Outra forma de observar e comparar os resultados da simulação com os dados de conversão real refere-se ao cálculo do erro absoluto médio. De acordo com Wang e Lu (2018), o erro absoluto médio (MAE) é amplamente adotado para medir a diferença entre a predição e o valor real, visto que possui unidade de dimensão igual às dos valores observados. Em sua interpretação, quanto mais próximo de zero o valor resultante do MAE, menor o desvio médio absoluto observado entre os valores reais e preditos.

Conforme observado na Tabela 7, anteriormente, para a Unidade X, o cálculo do erro de previsão entre os resultados simulados no software PV*SOL e o medido por meio do monitoramento resultou em um erro absoluto médio de 7,46 kWh.

4.3.2 Análise comparativa da Unidade Y

A Tabela 8 ilustra as diferenças absolutas e percentuais em relação à energia produzida durante o período considerado. Os valores negativos significam que o sistema produziu menos do que a simulação, enquanto os valores positivos indicam o contrário.

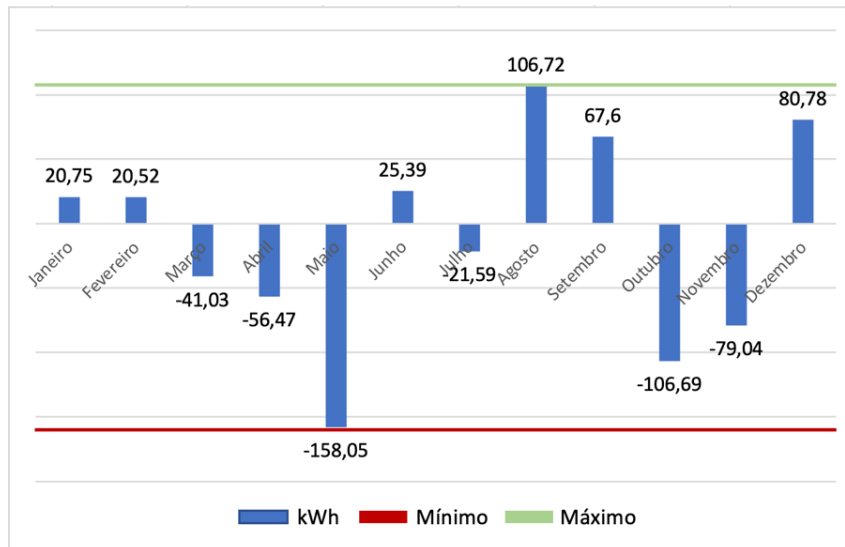
Tabela 8 – Comparativo entre conversão real e prevista por simulação da Unidade Y.

Mês Correspondente	Conversão Real (kWh/mês)	Conversão Simulada (kWh/mês)	Diferença de valores entre a conversão real e simulada (kWh)	Diferença percentual entre conversão real e simulada (%)
Janeiro/2019	812,72	791,97	20,75	2,62%
Fevereiro/2019	692,67	672,15	20,52	3,05%
Março/2019	648,28	689,31	-41,03	-5,95%
Abril/2019	519,90	576,37	-56,47	-9,80%
Mai/2019	349,39	507,44	-158,05	-31,15%
Junho/2019	443,97	418,58	25,39	6,07%
Julho/2019	449,42	471,01	-21,59	-4,58%
Agosto/2019	660,80	554,08	106,72	19,26%
Setembro/2019	654,49	586,89	67,60	11,52%
Outubro/2019	655,83	762,52	-106,69	-13,99%
Novembro/2019	752,21	831,25	-79,04	-9,51%
Dezembro/2019	889,57	808,79	80,78	9,99%
Média de Conversão	627,43	639,19	-11,76	-1,84%
Total de Conversão	7,529.25	7,670.36	-141,11	-1,84%
Produtividade	1,467.69	1,497.12	-29,43	

Fonte: elaborada pela autora, (2020).

Com a diferença percentual, observa-se que o sistema fotovoltaico produziu 1,84% a menos do que a estimativa da simulação indicava. Do mesmo modo, como o ocorrido com a Unidade X, ainda que a diferença apresentada não seja significativa em comparação à média dos 12 meses, em relação aos resultados mês a mês, há grande variação em alguns meses. As diferenças mais significativas observadas refere-se aos meses de maio, agosto e outubro, em que a diferença registrada foi de -31,15%, 19,26% e -13,99%, respectivamente, entre os dados de conversão simulada e real. A Figura 49 destaca a diferença apurada em kWh, bem como a amplitude por meio do comparativo entre energia real e valores resultantes da simulação para a Unidade Y.

Figura 49 – Amplitude da diferença entre conversão e simulação em kWh da Unidade Y.



Fonte: elaborada pela autora, (2020).

Ao calcular o erro de previsão entre os resultados simulados no software PV*SOL e o medido por meio do monitoramento, para a Unidade Y, observa-se erro médio absoluto (MAE) de -11,76 kWh, conforme Tabela 8 mostrada anteriormente.

De modo geral, a diferença encontrada entre os resultados da simulação e os dados de conversão real para a Unidade X foi de 1,9%, e o erro médio absoluto observado foi 7,46 kWh, o que corresponde a 1,86% do valor médio de conversão real. Enquanto a diferença encontrada para a Unidade Y foi de -1,84%, o erro médio absoluto foi de -11,76 kWh, o que corresponde a -1,87% do valor médio de conversão real.

Em estudo realizado por Valandares Ramanholo (2019), a respeito da análise dos efeitos da sujidade em um sistema fotovoltaico, verificou-se que o fenômeno de deposição da sujidade está intimamente relacionado à precipitação atmosférica e à direção dos ventos, de forma que as chuvas contribuem para a limpeza e os ventos para a poluição da superfície dos módulos. Do mesmo modo, em uma análise realizada por Rezende e Zilles (2018), verificou-se que o impacto da sujidade para a produtividade dos geradores fotovoltaicos pode acarretar perdas que podem ser de 0,6% em um mês, e chegar até 10% em maiores períodos de tempo em ambientes urbanos altamente propensos ao efeito da sujidade.

Nesse sentido, uma vez que o sistema fotovoltaico da Unidade Y está instalado próximo ao chão (coberto por pedras britadas), e há fluxo maior de pessoas e veículos ao redor dos módulos, por se tratar de uma edificação comercial, fez-se nova checagem e conferência do modelo de simulação com o índice de sujidade em 5%, a fim de obter melhor avaliação do

desempenho de conversão. De acordo com a nova comparação, obteve-se como resultado conversão energética anual de 7,535 kWh/ano, o que corresponde a uma diferença de 5,75 kWh/ano em comparação à produção real do sistema fotovoltaico. Ou seja, apesar de ainda ser menor, mostra aproximação superior ao esperado em relação à conversão energética.

Segundo a análise de desempenho de um sistema fotovoltaico desenvolvida por Ströher (2020), os valores dos modelos ficaram muito próximos. A diferença percentual entre o modelo teórico e o real ficou em 4,5%. Por se tratar de estudo realizado no estado do Rio Grande do Sul, e devido à utilização do software PV*SOL para desenvolvimento das simulações, torna-se relevante para esta dissertação, ainda que o estudo tenha sido realizado em regiões diferentes do mesmo Estado. O autor, ainda, relata o impacto observado das condições climáticas na conversão energética do sistema fotovoltaico. Ao comparar os parâmetros de configuração do software para a realização da simulação, observa-se que há diferenças com o realizado neste estudo.

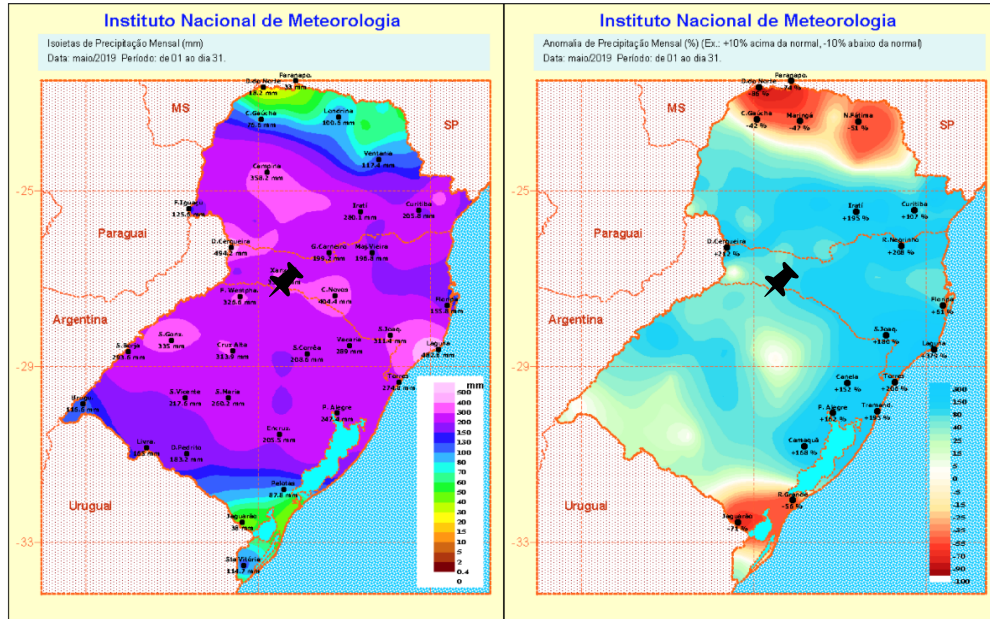
4.3.3 Análise climática no período

Como foi possível observar nas seções acima, as maiores diferenças entre a quantidade de energia produzida, em comparação à quantidade de energia prevista pelo software, se mantiveram nos meses de maio e agosto, para ambos os casos estudados.

Segundo dados do prognóstico climático de inverno, publicados em julho de 2019 pelo INMET (2019), durante os meses de março a maio, as chuvas foram acima da média histórica em grande parte do sul do País, em consequência da atuação do fenômeno El Niño, que provoca maior atuação das frentes frias sobre a região, favorecendo a ocorrência de chuvas mais intensas, bem como maior aquecimento das águas do Atlântico Subtropical, próximas à costa do Rio Grande do Sul.

O boletim climático para o estado do Rio Grande do Sul, fornecido pelo INMET, mostrou que, no mês de maio de 2019, as precipitações no RS ficaram acima do padrão climatológico, em grande parte do Estado. As temperaturas mínimas mantiveram-se acima do padrão em todo o Estado, enquanto as máximas, dentro do padrão, no oeste e noroeste; e acima do padrão, nas demais áreas, que engloba a região do local deste estudo. Na Figura 50, adaptada do boletim climático, é possível observar as anomalias de precipitação mensal para a região sul no mês de maio de 2019.

Figura 50 – Precipitação acumulada e percentual relativo ao padrão climatológico (maio/2019).

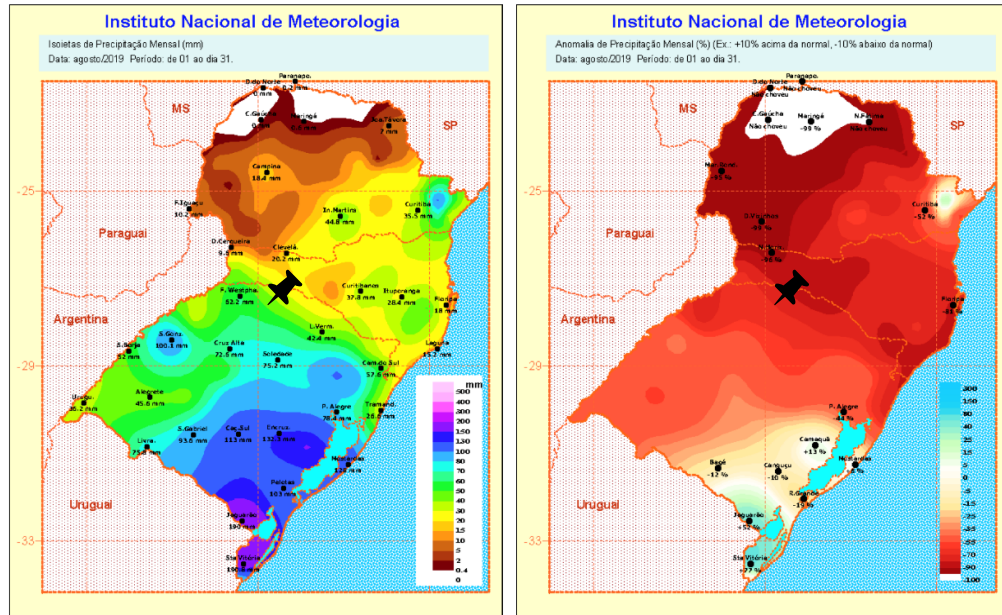


Fonte: adaptada do boletim climático para o estado do Rio Grande do Sul no mês de maio de 2019, (2020).

Em decorrência disso, podemos observar que o mês de maio foi um período de anormalidade climática notória, com os índices de chuva acima da média. Consequentemente, houve menor incidência de irradiação na região, o que contribuiu fortemente para que, nesse mês, ambas Unidades X e Y apresentassem queda significativa de conversão, que ficou próxima de 40% e 30%, respectivamente, em comparação à previsão de conversão de energia.

Do mesmo modo, segundo o prognóstico climático de primavera, publicado em setembro de 2019 pelo INMET (2019), durante os primeiros dias de junho, deu-se o início da temporada de temperaturas mais baixas, entretanto, as temperaturas abaixo de zero somente ocorreram nos meses de julho e agosto. Nesses meses, a atuação das massas de ar frio causou, além da queda na temperatura, a formação de geadas, com intensidade variando de moderada a forte em áreas de serra e planalto da Região Sul do País. Na Figura 51, adaptada do boletim climático, é possível observar as anomalias de precipitação mensal para a região sul no mês de agosto de 2019.

Figura 51 – Precipitação acumulada e percentual relativo ao padrão climatológico (agosto/2019).



Fonte: adaptada do boletim climático para o estado do Rio Grande do Sul no mês de agosto de 2019, (2020).

O boletim climático para o estado do Rio Grande do Sul, fornecido pelo INMET (2019), revela que, no mês de agosto, as precipitações no Rio Grande do Sul ficaram pouco acima do padrão climatológico no extremo sul, dentro do padrão no Sudeste e abaixo do padrão nas demais regiões do Estado. As temperaturas mínimas ficaram abaixo do padrão climatológico em todo o Estado. Já as máximas ficaram pouco abaixo do padrão, no sul e oeste, e dentro do padrão, nas demais regiões.

Dessa maneira, podemos observar que, no mês de agosto, as precipitações na região do estudo ficaram abaixo do padrão climatológico, conseqüentemente, houve maior incidência de irradiação na região, o que contribuiu para aumento de cerca de 16% e 19% na conversão de energia da Unidade X e Y, respectivamente, em comparação à previsão de conversão pela simulação.

Outro mês que mostrou grande diferença na conversão foi o mês de outubro. Segundo o boletim informativo emitido pelo INMET (2019) para este período, as precipitações no Rio Grande do Sul ficaram acima do padrão climatológico em grande parte do Estado. As temperaturas mínimas e máximas, médias, ficaram pouco abaixo do padrão climatológico em todo o Estado. Em decorrência disso, houve menor incidência de irradiação na região, e, conseqüentemente, redução na conversão energética em ambas Unidades X e Y.

Pode-se observar que o mesmo padrão se mantém para os demais meses de conversão, entre o previsto e o real, dos sistemas fotovoltaicos analisados nesse documento. A conversão

varia quando alguma anomalia ocorre nos padrões climáticos, sendo maior, quando a precipitação está abaixo do estimado, e menor, quando a precipitação está acima do estimado. Neste ponto, cabe destacar que notou-se uma limitação quanto à metodologia utilizada, pois as grandes diferenças observadas nos meses destacados acima estão relacionadas com as variações por eventos climatológicos, que o software não considera na simulação, uma vez que utiliza dados históricos. Desse modo, a tendência é que nas médias anuais os valores sejam similares, e a medida que a escala temporal vai sendo reduzida, os valores podem ter variações maiores, como foi constatado.

4.4 COMPORTAMENTO DO CONSUMO ENERGÉTICO

A média de consumo da instalação é base fundamental para o estudo de um sistema fotovoltaico em uma unidade consumidora. Com base nesse dado, é possível dimensionar sistema fotovoltaico para atender à necessidade da carga em questão.

É notório que os consumidores, em geral, evitam a utilização dos equipamentos elétricos para reduzir o gasto financeiro em energia. Após a instalação de um sistema fotovoltaico, o consumidor tende a utilizar mais seus equipamentos, o que causa aumento no consumo de energia da instalação. Segundo a EPE (2018c), uma mudança de temperatura, por exemplo, influencia o comportamento do consumidor, que busca por conforto térmico, implicando mudanças no consumo de energia. Do mesmo modo, após a instalação, o consumidor costuma adquirir novos aparelhos e eletrodomésticos que alteram a composição da carga da instalação.

Por ser uma região fria nos períodos de inverno, equipamentos como ar-condicionado, chuveiro elétrico e torneira elétrica são utilizados em suas potências mais elevadas, o que aumenta o gasto energético. A Tabela 9 mostra o consumo de energia elétrica da Unidade X no ano de 2017, período anterior à instalação do sistema fotovoltaico, bem como consumo de energia elétrica em 2019, primeiro ano de conversão pelo sistema fotovoltaico.

Tabela 9 – Comparativo do comportamento do consumo na Unidade X.

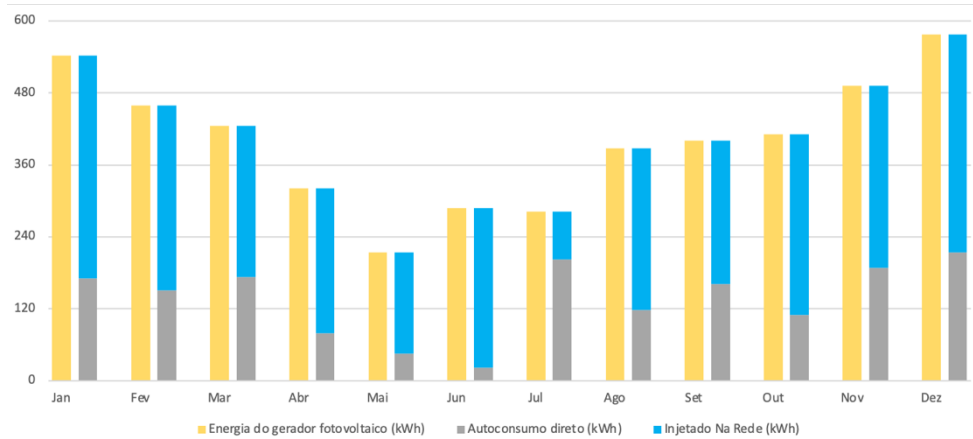
Mês Correspondente	Consumo no Ano de 2017 (kWh/mês)	Consumo no Ano de 2019 (kWh/mês)	Diferença percentual entre o consumo anterior e atual (%)
Janeiro	359,00	477,82	33,10%
Fevereiro	386,00	403,66	4,58%
Março	371,00	410,60	10,67%
Abril	305,00	310,37	1,76%
Mai	379,00	464,81	22,64%
Junho	523,00	329,51	-37,00%
Julho	387,00	549,66	42,03%
Agosto	317,00	419,09	32,21%
Setembro	412,00	436,43	5,93%
Outubro	336,00	397,00	18,15%
Novembro	326,00	456,22	39,94%
Dezembro	400,00	425,57	6,39%
Média de Consumo	375,08	423,40	12,88%
Total de Consumo	4,501.00	5,080.74	12,88%

Fonte: elaborada pela autora, (2020).

Com isso, é possível notar que a Unidade X aumentou seu consumo em 12,88% em comparação ao período anterior à instalação do sistema fotovoltaico. Os meses de maior relevância foram observados em decorrência do clima nas estações de inverno e verão.

Sabe-se que, ao conectar um sistema fotovoltaico em uma carga, durante o dia, parte da energia gerada é consumida simultaneamente pela unidade consumidora, o excedente é injetado na rede elétrica da concessionária que atende essa instalação. Sendo assim, na Figura 52, é possível observar o balanço energético da conversão real da Unidade X durante o ano de 2019. A conversão real é apresentada em amarelo, enquanto a quantidade correspondente de energia injetada na rede e o consumo simultâneo (autoconsumo direto) são apresentados em azul e cinza, respectivamente.

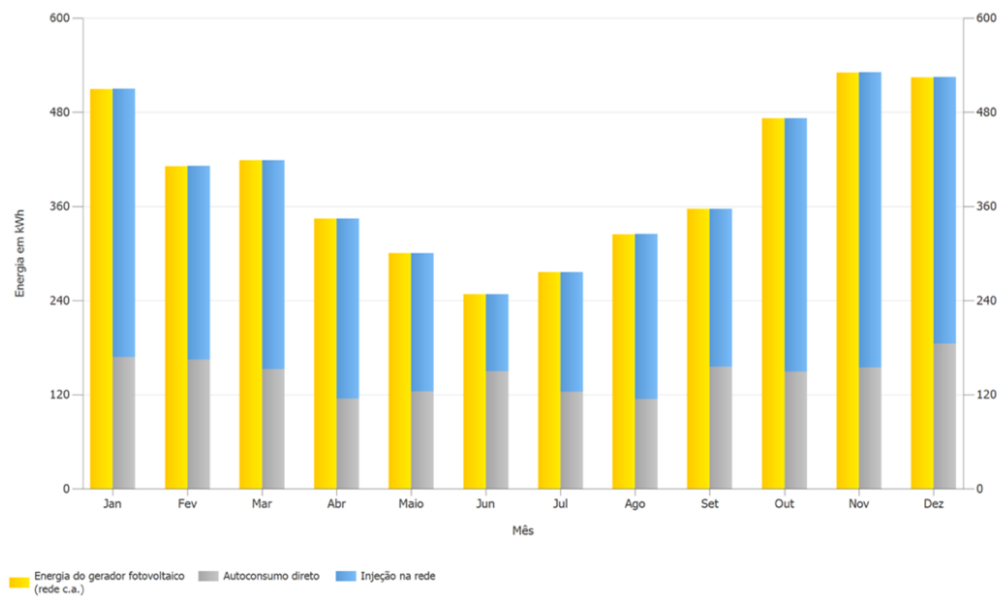
Figura 52 – Balanço energético real no ano de 2019 (Unidade X).



Fonte: elaborada pela autora, (2020).

A Figura 53 mostra o balanço energético resultante da simulação pelo software. Ao comparar a Figura 52 com a Figura 53, é notório que o consumo simultâneo foi menor que o estimado, o que, conseqüentemente, torna a quantidade de energia injetada na rede maior. Em relação ao total de 4,802.74 kWh de energia convertidos no ano, a soma de 1,674.34 kWh/ano (34,86%) foi consumida, simultaneamente, pela carga da Unidade X, e a soma de 3,168.00 kWh/ano (65,14%) foi injetada na rede da concessionária. Assim, é notório que mais da metade da energia convertida foi injetada na rede.

Figura 53 – Balanço energético resultante da simulação (Unidade X).



Fonte: adaptada com base nos resultados da simulação PV*SOL, (2020).

Em comparação à previsão do software, também observado no subitem 4.2.1, observa-se que a quantidade de energia consumida simultaneamente pela carga foi 4,75% menor do que a resultante simulada, do mesmo modo, a quantidade de energia injetada na rede da concessionária foi 6,47% maior do que a resultante simulada.

Do mesmo modo, para a Unidade Y, pode-se observar que, apesar de se tratar de um perfil de consumo comercial, houve aumento decorrente da maior utilização dos equipamentos e iluminação interna, mesmo que pequeno. Essa unidade aumentou seu consumo em 2,96% em comparação ao período anterior à instalação do sistema fotovoltaico. Os meses de maior relevância foram observados durante o verão.

Tabela 10 – Comparativo do comportamento do consumo na Unidade Y.

Mês Correspondente	Consumo no Ano de 2017 (kWh/mês)	Consumo no Ano de 2019 (kWh/mês)	Diferença percentual entre o consumo anterior e atual (%)
Janeiro	763,00	685,00	-10,22%
Fevereiro	686,00	648,00	-5,54%
Março	782,00	686,00	-12,28%
Abril	671,00	675,00	0,60%
Mai	719,00	751,00	4,45%
Junho	789,00	711,00	-9,89%
Julho	717,00	813,00	13,39%
Agosto	728,00	830,00	14,01%
Setembro	840,00	732,00	-12,86%
Outubro	676,00	684,00	1,18%
Novembro	637,00	808,00	26,84%
Dezembro	746,00	990,00	32,71%
Média de Consumo	729,50	751,08	2,96%
Total de Consumo	8,754.00	9,013.00	2,96%

Fonte: elaborada pela autora, (2020).

Como observado no balanço energético da Unidade X, o mesmo ocorre para a Unidade Y, uma vez que, em relação ao total de 7,529.25 kWh de energia convertidos no ano, a soma de 3,819.25 kWh/ano (50,72%) foi consumida simultaneamente pela carga da Unidade Y, e a soma de 3,710.00 kWh/ano (49,28) foi injetada na rede da concessionária. Em comparação à previsão do software, também observado no subitem 4.2.1, a quantidade de energia consumida simultaneamente pela carga foi 10,34% maior do que a resultante simulada. Do mesmo modo, a quantidade de energia injetada na rede da concessionária foi 14,71% menor do que a resultante simulada.

5 CONCLUSÃO

O Brasil dispõe de um dos maiores potenciais do mundo para o aproveitamento de energias renováveis, principalmente a energia solar fotovoltaica, que, além de ser uma fonte abundante de energia, apresenta-se como excelente opção para complementar as fontes convencionais já consolidadas na matriz elétrica. No processo de dimensionamento de um sistema fotovoltaico, a utilização de parâmetros corretos é imprescindível, pois está diretamente relacionado à quantidade de energia convertida pelo sistema implantado. Nesse sentido, as ferramentas de simulação de sistemas fotovoltaicos são de grande valia, visto que aperfeiçoam esse processo.

Neste trabalho, foi realizada análise de rendimento de dois sistemas fotovoltaicos nomeados Unidade X e Unidade Y, durante o período de janeiro a dezembro de 2019, em comparação com a estimativa de conversão resultante da simulação destes no software PV*SOL, a fim de avaliar a confiabilidade.

Apesar de haver diferenças evidentes entre a energia elétrica convertida pelos sistemas solares fotovoltaicos, e os dados apontados nas simulações com o software PV*SOL, principalmente em relação aos meses de maio e agosto do período analisado, observou-se que, em média anual, essa diferença foi de 1,90% para a Unidade X, e de -1,84% para a Unidade Y. Ou seja, a conversão da energia elétrica foi maior, para a Unidade X, e menor, para a Unidade Y, em comparação às simulações.

Nos meses em que a variação entre os valores reais e os simulares foram mais acentuados, realizou-se análise mais aprofundada, em que ficou evidente a influência do clima na conversão energética, visto que, em determinadas épocas do ano, divergem do padrão climatológico previsto, contrastando secas e chuvas fortes. Além disso, a pequena cidade de Nonoai/RS, que possui como principal atividade econômica a agropecuária, é rodeada de lavouras. Devido a isso, no período de colheita de soja, relativo ao mês de março, e no período de colheita de milho, que perdurou de dezembro a janeiro, houve volume de poeira depositada nos módulos fotovoltaicos. O acúmulo dessa fina camada de sujeira pode provocar a queda do rendimento do sistema.

Ainda quanto à diferença observada no comparativo das conversões, os módulos do sistema fotovoltaico da Unidade X estão acondicionados sob uma edificação de dois andares, e encontra-se em uma rua asfaltada pouco movimentada. Já os módulos do sistema fotovoltaico da Unidade Y estão acondicionados sob a estrutura de estacionamento cujo solo é coberto por

britas, e encontram-se na principal rua de acesso à cidade. Apesar de as manutenções de ambas as unidades terem sido realizadas regularmente, no momento da limpeza, os módulos da Unidade Y apresentavam camada maior de sujeira em comparação aos módulos da Unidade X. Com isso, observa-se que o efeito da sujeira devido ao local da instalação pode ter ocasionado tal diferença na análise de conversão energética.

Do ponto de vista do fluxo energético, observou-se que em relação ao total de energia convertida no ano, a porcentagem utilizada pelo consumo simultâneo foi menor na Unidade X (34,86%) do que na Unidade Y (50,72%), enquanto a porcentagem injetada na rede da concessionária foi maior para a Unidade X (65,14%) do que para a Unidade Y (49,28%). Isso se justifica pelo fato de a Unidade X tratar-se de uma residência, em que a utilização da carga tende a ser menor durante o período de conversão energética. A Unidade Y, por se tratar de uma edificação comercial, possui consumo simultâneo maior dado que a maior utilização da carga ocorre durante o horário comercial. Observa-se que a previsão do fluxo energético pelo software foi mais aproximada para a Unidade X do que para a Unidade Y, apesar de pouco significativa.

Apesar de não ser o foco do estudo, houve alteração no comportamento do consumo energético em ambas unidades após a instalação do sistema fotovoltaico. Uma vez que não houve modificação na carga, atribui-se o aumento do consumo à maior utilização dos equipamentos elétricos e eletrônicos. A mudança no padrão de consumo observada para a Unidade X foi de 12,88% (residência), e, para a Unidade Y foi de 2,96% (comércio). Os meses de maior aumento ocorreram, principalmente, em decorrência do clima, nas estações de inverno e verão.

Verifica-se que programas de simulação para energia solar são convenientes porque incluem as especificações dos mais variados equipamentos em suas bases de dados, sistematizam as várias etapas necessárias para a elaboração do projeto e realizam os cálculos automaticamente. Além disso, uma particularidade do PV*SOL, utilizado neste estudo, refere-se à possibilidade de desenvolver um modelo em 3D, que permite melhor visualização da planta, além de prever perdas por sombreamento de uma forma mais concreta. Verifica-se a importância dos programas de simulação para um eficiente dimensionamento de sistemas solares fotovoltaicos, visto que englobam diversas variáveis. O cálculo manual, além de muito trabalhoso, é mais suscetível a erros.

Nesse sentido, pode-se ressaltar que o software se mostrou muito útil para a análise e previsão da conversão de energia de sistemas fotovoltaicos, uma vez que se aproximou, de forma positiva, dos dados reais de conversão elétrica obtidos pelas unidades analisadas.

A fim de revalidar os resultados obtidos com esse trabalho, sugerem-se novos estudos em diferentes regiões do Brasil e com períodos mais longos. Ademais, seria de grande valia uma análise financeira resultante da simulação do software.

REFERÊNCIAS

ABB. **Folheto técnico ABB UNO DM.** 2018. Disponível em: <<https://new.abb.com/products/6AGC063452/uno-dm-3-3-tl-plus-sb-inverter.>> Acesso em: agosto 2019.

AGÊNCIA DE SERVIÇOS PÚBLICOS DO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO (ASPE). **Energia Solar no Espírito Santo – Tecnologias, Aplicações e Oportunidades.** Vitória: ASPE, 2013. 120 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Altera a Resolução Normativa no 482, de 17 de abril de 2012, e os Modulo 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. **Lex:** Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

_____. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. **Lex:** Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.** Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição. Seção 2.0 – Introdução e Definições. Brasília: ANEEL, 2005.

_____. **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica / Agência Nacional de Energia Elétrica.** 2. ed. Brasília: ANEEL, 2016. 30 p.

_____. **Brasil alcança 170 mil megawatts de capacidade instalada em 2019.** Brasília: ANEEL, 2020. Disponível em: <<http://bit.ly/35IP2Vo>>. Acesso em: maio 2020.

_____. **Capacidade de Geração no Brasil. Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA.** Brasília: ANEEL, 2020. Disponível em: <<https://bit.ly/2IGf4Q0>>. Acesso em: fevereiro 2019.

ANTONIOLLI, A.F.G. **Avaliação do desempenho de geradores solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil.** 2015. 165 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Faculdade de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA (ABINEE). Proposta para inserção da energia solar fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira. ABINEE, 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR IEC 62116:** Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Rio de Janeiro, 2012. 21 p.

_____. **NBR-16149:** Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro, 2013. 12 p.

_____. **NBR-16150: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade.** Rio de Janeiro, 2013. 24 p.

BELTRÃO, R.E.A. **Efeito da temperatura na geração de energia de módulos fotovoltaicos submetidos a condições climáticas distintas. Estudo de caso para as localidades de Recife e Araripina.** Dissertação (Mestrado em Ciências) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2008.

BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE (BNEF). **New energy outlook 2019.** BloombergNEF, 2019. Disponível em: <<https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>>. Acesso em: maio 2020.

BP GLOBAL – BRITISH PETROLEUM. **Global backdrop.** Disponível em: <<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/global-backdrop.html>>. Acesso em: agosto 2020.

BRAGA, R.P. **Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos e Aplicações.** 2008. 80f.. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica do Rio de Janeiro, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Balanco Energético Nacional 2001.** Brasília, 2001. 146 p.

CANADIAN SOLAR. **Manual técnico Canadian Solar KuMax.** Disponível em: <https://canadiansolar.com.br/la/knowledge-base/pt_canadiansolar_kumax_cs3u-p_he_v5-6_f16_j2/>. Acesso em: agosto 2019.

_____. **Manual técnico Canadian Solar KuPower.** Disponível em: <https://canadiansolar.com.br/la/knowledge-base/en_canadian_solar-datasheet-kupower_cs3k-p_v5-6/>. Acesso em: agosto 2019.

CARVALHO, P.C.M., *et al.* The Brazilian experience with a photovoltaic powered reverse osmosis plant. **Progress in Photovoltaics: Research and Application**, v. 12, p. 373-385, 2004.

CARVALHO, D. R. **Desenvolvimento de um rastreador solar biaxial.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Agrícola) – Universidade Federal de Viçosa, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, Viçosa, 2011.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). **Programa Solar – SunData.** Rio de Janeiro: CRESESB, 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em: janeiro 2020.

_____. **Energia Solar – Princípios e Aplicações.** Rio de Janeiro: CRESESB, 2006. 28 p.

CHIVELET, N. M.; SOLLA, I. F. **Técnicas de vedação fotovoltaica na arquitetura.** Tradução de SALVATERRA, A. Porto Alegre: Bookman, 2010.

CLAMPER. **O que é DPS? Conheça os Dispositivos de Proteção contra Surtos e como eles protegem seus equipamentos contra queimas causadas por raios.** Clamper, 2016.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ (CPFL). **GED 15303 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica.** São Paulo: CPFL, 2019, v. 1,6. 58 p. Disponível em: <<http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-15303.pdf>>. Acesso em: agosto 2019.

DGS. Planning and installing photovoltaic system: a guide for installers, architects and engineers. *International Journal of Environmental Studies*, [S.l.], v.71, 11 2014.

DONDARIYA, C., *et al.* Performance simulation of grid-connected rooftop solar PV system for small households: A case study of Ujjain, India. **Energy Reports**, Elsevier, v. 4, p. 546-553, 2018.

DUFFIE, J.A.; BECKMAN, W.A. **Solar Engineering of Thermal Processes.** New York: John Wiley & Sons, 1991. 2. ed.

DUNLOP, J.P. **Photovoltaic Systems.** National Joint App Apprenticeship and Training Committee, 2010. 2. ed.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2020 – Workbook.** Rio de Janeiro: EPE, 2020c. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt>>. Acesso em: agosto 2020.

_____. **Balanco Energético Nacional – Séries Históricas Completas, 1970-2018.** Rio de Janeiro: EPE, 2018b. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>>. Acesso em: agosto 2020.

_____. **Balanco Energético Nacional 2020. Relatório Síntese BEN 2020.** Rio de Janeiro: EPE, 2020a. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt>>. Acesso em: agosto 2020.

_____. **Balanco energético nacional 2020 – Ano base 2019.** Rio de Janeiro: EPE, 2020d. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>>. Acesso em: maio de 2020.

_____. **Fact Sheet: Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020.** Rio de Janeiro: EPE, 2020b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt>>. Acesso em: agosto 2020.

_____. **Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050 – Nota Técnica PR 04/18.** Série: Recursos Energéticos. Rio de Janeiro: EPE, 2018a.

_____. **ABDC Energia: Matriz Energética e Elétrica.** Rio de Janeiro: EPE, 2020e. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em: agosto 2020.

_____. **Considerações sobre o comportamento do consumidor.** Rio de Janeiro: EPE, 2018c. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados->

abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/Comportamento%20do%20Consumidor.pdf>. Acesso em: agosto 2020.

FANTINELLI, J.T. **Tecnologia solar de interesse social e baixo custo para aquecimento de água na moradia**. 2002. 179p. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos), Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

FRAGA, M.M. **Avaliação do impacto de sujidades no desempenho de módulos fotovoltaicos em Minas Gerais**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2018.

FREITAS, S.S.A. **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial) – Instituto Politécnico de Bragança, Portugal, 2008.

FRONIUS. **Folheto técnico Fronius Primo**. 2017. Disponível em: <<https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/produtos/todos-os-produtos/inversor/fronius-primo/fronius-primo-4-0-1>>. Acesso em: agosto 2020.

GEA – Global Energy Assessment. **Toward a Sustainable Future**. Cambridge University Press, Cambridge UK and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria, 2012.

GUIMARÃES, L.N.M.R. A efetividade do programa nacional de universalização do acesso e uso da energia elétrica – luz para todos. **Revista Brasileira de Políticas Públicas**, v. 1, n. 2, p. 207-233, Brasília, 2011.

GUIMARÃES, A. P. C. **Estimativa de parâmetros da camada atmosférica para cálculo da irradiação solar incidente na superfície terrestre**. Tese (Doutorado em Ciências em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

GREENER. **Estudo estratégico do Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída – 4º Trimestre de 2019**. Greener, 2020. 84 slides, color. Acompanha texto.

HAY, J. E.; DAVIES, J. A. **Calculation of the solar radiation incident on an inclined surface**. In Proceedings of First Canadian Solar Radiation Data Workshop, Toronto, 1980.

HOFMANN, M.; SECKMEYER, G. **A new model for estimating the diffuse fraction of solar irradiance for photovoltaic system simulations**. *Energies*, v. 10, 2017.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). **Produto Interno Bruto – PIB**. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/explica/pib.php>>. Acesso em: agosto 2020.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). **Boletim Climático – Agosto - Setembro-Outubro (2019) para o Estado do Rio Grande do Sul**. Pelotas: INMET, julho de 2019. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=clima/boletimRioGrandeDoSul>>. Acesso em: abril 2020.

_____. **Boletim Climático – Julho-Agosto-Setembro (2019) para o Estado do Rio Grande do Sul.** Pelotas: INMET, junho de 2019. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=clima/boletimRioGrandeDoSul>>. Acesso em: abril 2020.

_____. **Boletim Climático – Outubro-Novembro-Dezembro (2019) para o Estado do Rio Grande do Sul.** Pelotas: INMET, setembro de 2019. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=clima/boletimRioGrandeDoSul>>. Acesso em: abril 2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **World Energy Balances: 2017 edition.** Paris, France: IEA, 2018. 21 p.

_____. **Technology Roadmap, Solar Photovoltaic Energy.** Paris, France: IEA, 2014.

_____. **Key world energy statistics - 2016.** Paris: IEA, 2016. Disponível em: <<https://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2016/09/KeyWorld2016.pdf>>. Acesso em: agosto 2020.

_____. **Solar energy perspective.** Paris: IEA, 2011. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/solar-energy-perspectives>>. Acesso em: novembro 2019.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Renewable energy benefits: leveraging local capacity for solar PV.** Abu Dhabi: IRENA, 2017. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications/2017/Jun/Renewable-Energy-Benefits-Leveraging-Local-Capacity-for-Solar-PV>>. Acesso em: janeiro 2020.

_____. **Renewable energy saves significant amounts of water, says new report.** Abu Dhabi: IRENA, 2015. Disponível em: <<https://www.irena.org/newsroom/articles/2015/Jan/Renewable-Energy-Saves-Significant-Amounts-of-Water-Says-New-Report>>. Acesso em: janeiro 2020.

JUNIOR, A.M., et al. **Análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos com diferentes ângulos de inclinação e azimute localizados em Palmas-TO.** XIV CEEL – Uberlândia, MG, n. 5, outubro 2016.

KHOO, Y. S., *et al.* **Optimal Orientation and Tilt Angle for Maximizing in-Plane Solar Irradiation for PV Applications in Singapore.** IEEE Journal of Photovoltaics, v. 4, p. 647-653, 2014.

KLUCHER, T.M. Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. **Solar Energy**, Elsevier, v. 23, p. 111-114, 1979.

KUMAR, N. M. Simulation Tools for Technical Sizing and Analysis of Solar PV Systems. In. **WORLD CONFERENCE ON APPLIED SCIENCES, ENGINEERING AND TECHNOLOGY**, 6., Indonesia, 2017. **Proceedings.** Indonesia: 2017, p. 218-222.

LIMA, B.G.; HACK, R.R.; AVENCA, R.B. **Comparação dos níveis de irradiação**

apresentados por diferentes fontes de dados no estado do paraná e determinação do potencial de geração de energia elétrica por fonte fotovoltaica em Curitiba. 2015. 98 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2015.

LIU, B. Y. H.; JORDAN, R. C. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. **Solar Energy**, Elsevier, v. 4, p. 1-19, 1960.

LOPO, A. B. **Análise do desempenho térmica de um sistema de aquecimento solar de baixo custo.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2010.

METEONORM. **Worldwide irradiation data.** Disponível em: <<https://meteonorm.com/en/>>. Acesso em: maio 2020.

MISSOUM, M., et. al. Impact of a grid connected PV system application in a bioclimatic house toward the zero energy status in the north of Algeria. **Energy and Buildings**, Elsevier, v. 128, p. 370-383, 2016.

NAKANO, A. **Simulação de desempenho energético de tecnologias fotovoltaicas em fachada de edifício no município de São Paulo.** Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

NASCIMENTO, A.A.R. **Inclusão elétrica e desenvolvimento como liberdade: desafios no desfecho da universalização brasileira e os aportes da matriz tributária.** Dissertação (Mestrado em Direito, Estado e Constituição) – Universidade de Brasília, Brasília, 2018.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Sistema Interligado Nacional.** ONS, 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: maio 2020.

PEREIRA, E.B.; VEISSID, N.. Estimativa do albedo planetário empregando dados do experimento célula solar do satélite brasileiro SCK2. **Revista Brasileira de Geofísica**, Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, v. 18, São Paulo, 2000.

PEREIRA, E.B., *et al.* **Atlas brasileiro de energia solar.** 1. ed. São José dos Campos: INPE, 2006. 66 p.

_____. **Atlas brasileiro de energia solar.** 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 88 p.

PEREIRA, L.S; GONÇALVES, F.F. Dimensionamento de Inversores para Sistema Fotovoltaicos Conectados  rede elétrica: Estudo de caso do sistema de tubarão - SC. **Revista Brasileira de Energia**, v. 14, p. 25-45, 2008.

PEREZ, R., *et al.* A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. **Solar Energy**, Elsevier, v. 39, p. 221-231, 1987.

PINHO, J.T.; GALDINO, M.A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.** Rio de Janeiro: CEPEL – CRESESB, 2014. 530p.

PV*SOL. **The design and simulation software for photovoltaic systems**. Disponível em: <<https://valentin-software.com/en/products/pvsol-premium/>>. Acesso em: 2019.

RAMOS, C., *et al.* **Cadeia de valor da energia solar fotovoltaica no Brasil**. Brasília: SEBRAE, 2018. 362p.

REIS, L. B. **Geração de energia elétrica**. 2. ed. São Paulo: Manole, 2011. 484 p.

REN21 SECRETARIA. **Renewables Global Status Report**: 2018. Paris, France: REN21, 2018. 324 p.

REZENDE, V. G. S.; ZILLES, R. Análise das perdas de produtividade em geradores fotovoltaicos por efeito de sujidade. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 7, 2018, Gramado. **Anais...** Gramado: Associação Brasileira de Energia Solar, 2018.

ROCHA, B.F.A. **Análise da produção de energia gerada de um sistema fotovoltaico em Rio Negro em comparação com os valores de energia simulados pelo software PVSyst**. Monografia (Especialização em Energias Renováveis) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2019.

RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial de geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligadas a rede elétrica pública no Brasil**. Florianópolis: LABSOLAR, 2004. 114p.

SANTOS, F.F. **Utilização de energia fotovoltaica para a eficiência energética de uma moradia**. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2011.

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

SANTOS, I.P.; RÜTHER, R. Limitations in solar module azimuth and tilt angles in building integrated photovoltaics at low latitude tropical sites in Brazil. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 63, p. 116-124, 2014.

SAUER, I. L. *et al.* Energia, Recursos Minerais e Desenvolvimento. In: FISENGE. **9º CONSENGE: Sociedade, Energia e Meio Ambiente**. FISENGE, 2011. v. 1, p. 43-89.

SMA. **Performance Ratio – fator de qualidade para sistema fotovoltaico**. Informações técnicas, 2011.

SAUER, I.L. **Energia elétrica no Brasil contemporâneo: a reestruturação do setor, questões e alternativas**. In: BRANCO, Adriano Murgel (Org.). Política energética e crise de desenvolvimento: a antevisão de Catullo Branco. São Paulo: Paz e Terra, 2002. p. 158.

SOBRINHO, J.L.G. **O Sol e o seu interior**. Grupo de Astronomia da Universidade da Madeira, Outubro, 2012.

STRÖHER, L.M. **Análise de desempenho de um sistema fotovoltaico: estudo de caso comparando ensaios experimentais e simulação computacional.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade de Caxias do Sul, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Caxias do Sul, 2020.

TAVARES, M. Aprendendo sobre o Sol. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, v. 22, 1999.

TIBA, C., *et al.* **Atlas Solarimétrico do Brasil: banco de dados solarimétricos.** Recife: Ed. Universitária da UFPE, 2000. 111 p.

TIEPOLO, G. M. **Estudo do potencial de geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no estado do Paraná.** Tese (Doutorado em Engenharia de Produção e Sistemas) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas, Pontifícia Universidade Católica do Paraná, Curitiba, 2015.

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

VALANDARES ROMANHOLO, P.V. **Análise dos efeitos da sujidade no sistema fotovoltaico de 34kWp da UMC/UFG.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e de Computação) - Universidade Federal de Goiânia, Goiânia, 2019.

VALENTIN SOFTWARE. **Design and simulation software for renewable energy.** Alemanha, 2020. Disponível em: <<https://valentin-software.com/en/>>. Acesso em: 2019.

VIANA, T. S. **Avaliação da irradiação solar direta e do potencial da geração solar fotovoltaica com sistemas com concentração no Brasil.** Tese (Doutorado em Engenharia Civil) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica – Conceitos e Aplicações.** São Paulo: Érica, 2012. 224p.

WANG, W.; LU, Y. **Analysis of the Mean Absolute Error (MAE) and the Root Mean Square Error (RMSE) in Assessing Rounding Model.** In: CONFERENCE ON MECHANICAL ENGINEERING, MATERIALS SCIENCE AND CIVIL ENGINEERING, Kuala Lumpur, Malaysia, 2018.

WORLD HERALTH ORGANIZATION (WHO). **More people have access to electricity than ever before, but world is falling short of sustainable energy goals.** Departamental News, 2019. Disponível em: <<https://www.who.int/news-room/detail/21-05-2019-more-people-have-access-to-electricity-than-ever-before-but-world-is-falling-short-of-sustainable-energy-goals>>. Acesso em: setembro 2020.

APÊNDICE A – Imagens da microgeração fotovoltaica da Unidade X



APÊNDICE B – Imagens da microgeração fotovoltaica da Unidade Y



ANEXO A – Relatório Simulação Software – Unidade X

MEGAWATT ENERGIAS RENOVÁVEIS

JÚLIO GOLIN
99600000
BRASIL

Nome do projeto: Sistema Solar Fotovoltaico
No. da proposta: Projeto Estudo Dissertação

16/05/2020

Documentação - Projeto Estudo Dissertação

Dados do cliente

Empresa

Número de cliente

Contato

Endereço

Telefone

Fax

E-mail

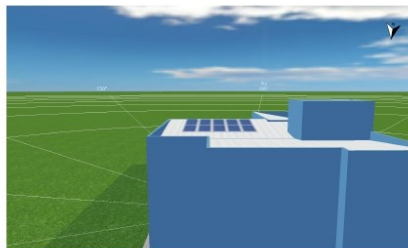
Dados do projeto

Nome do projeto Sistema Solar Fotovoltaico

No. da proposta Projeto Estudo Dissertação

Responsável Lisa Karen Zaki

Endereço



Descrição do projeto:

Projeto de um sistema solar para atendimento de uma unidade.



Criado com PV^pSOL premium 2019 (R8)
Valentin Software GmbH

Sistema Solar Fotovoltaico

Responsável: Lisa Karen Zaki

Número da proposta: Projeto Estudo Dissertação

Vista geral do projeto

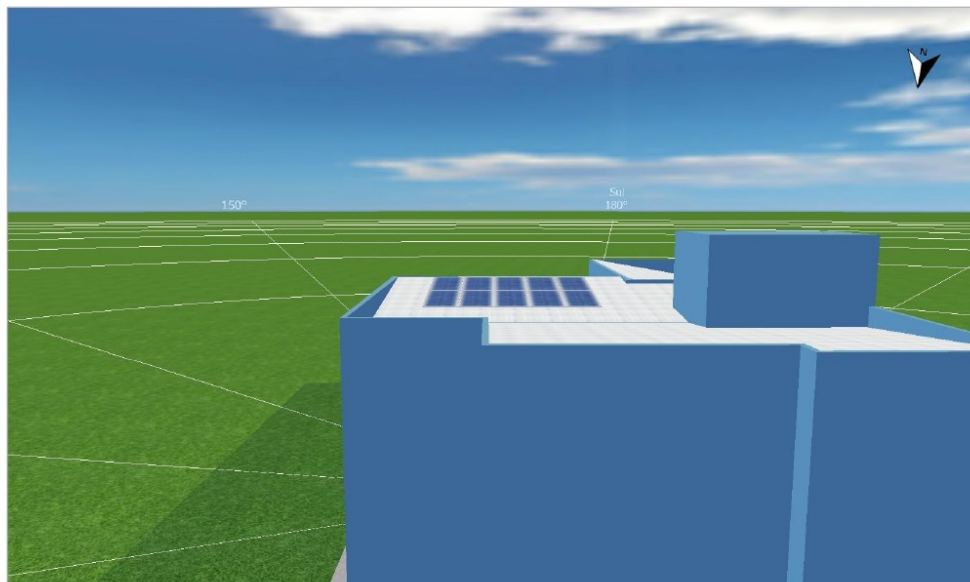


Figura: Imagem panorâmica, Modelagem 3D

Sistema fotovoltaico

3D, Sistema fv conectado à rede com consumo

Dados climáticos	Nonoai, BRA (1991 - 2010)
Potência do gerador fotovoltaico	3,55 kWp
Area do gerador fotovoltaico	19,8 m ²
Quantidade de módulos	10
Quantidade de inversores	1

Sistema Solar Fotovoltaico

Responsável: Lisa Karen Zaki

Número da proposta: Projeto Estudo Dissertação

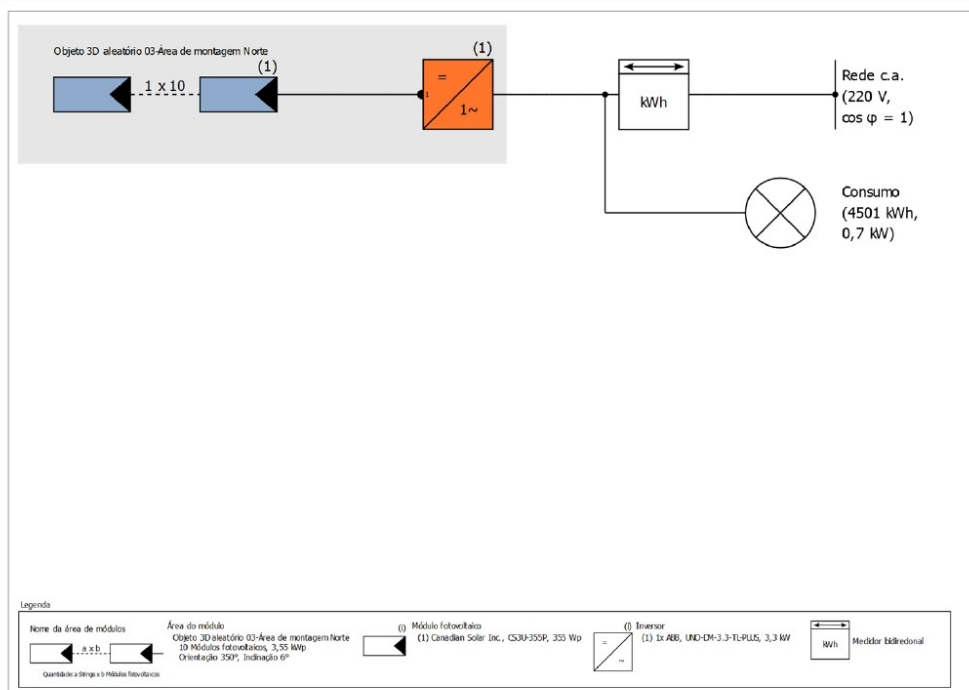


Figura: Esquema elétrico

O rendimento

O rendimento

Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	4.719 kWh
Autoconsumo direto	1.758 kWh
Injeção na rede	2.963 kWh
Limitação no ponto de injeção	0 kWh
Autoconsumo	37,3 %
Fração solar	39,0 %
Rendimento anual específico	1.329,17 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	74,8 %
Diminuição do rendimento por sombreamento	6,6 %/Ano
Emissões de CO ₂ evitadas	944 kg/ano

Sistema Solar Fotovoltaico**Responsável:** Lisa Karen Zaki**Número da proposta:** Projeto Estudo Dissertação

Análise financeira

Seus lucros

Investimento total	13.490,00 R\$
Taxa interna de retorno	24,65 %
Prazo de amortização	5,1 Anos
Custos de geração da energia	0,13 R\$/kWh
Balanço / Conceito de injeção	Injeção do excedente

Os resultados foram determinados com base em um modelo de cálculo matemático da Valentin Software GmbH (algoritmos PV*SOL). Os rendimentos efetivos do sistema de energia solar podem variar em função de oscilações meteorológicas, da eficiência dos módulos e dos inversores, e outros fatores.



Sistema Solar Fotovoltaico

Responsável: Lisa Karen Zaki

Número da proposta: Projeto Estudo Dissertação

Configuração do sistema

Vista geral

Dados do sistema

Tipo de sistema	3D, Sistema fv conectado à rede com consumo
Início da operação	07/02/2020

Dados climáticos

Local	Nonoai, BRA (1991 - 2010)
Resolução dos dados	1 h
Modelos de simulação utilizados:	
- Irradiação difusa no plano horizontal	Hofmann
- Irradiação sobre o plano inclinada	Klucher

Consumo

Consumo total	4501 kWh
Objeto de Estudo	4501 kWh
Carga máxima	0,7 kW

Sistema Solar Fotovoltaico

Responsável: Lisa Karen Zaki

Número da proposta: Projeto Estudo Dissertação

Áreas do módulo

1. Área do módulo - Objeto 3D aleatório 03-Área de montagem Norte

Gerador fotovoltaico, 1. Área do módulo - Objeto 3D aleatório 03-Área de montagem Norte

Nome	Objeto 3D aleatório 03-Área de montagem Norte
Módulos fotovoltaicos	10 x CS3U-355P
Fabricante	Canadian Solar Inc.
Inclinação	6 °
Orientação	Norte 350 °
Situação de montagem	Integrado no telhado - sem ventilação traseira
Area do gerador fotovoltaico	19,8 m ²

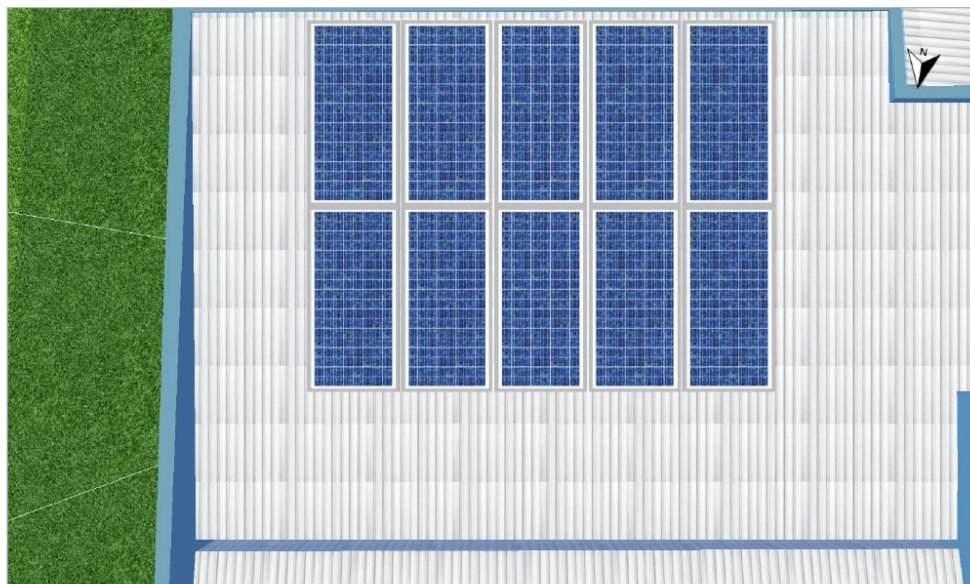


Figura: 1. Área do módulo - Objeto 3D aleatório 03-Área de montagem Norte

Sistema Solar Fotovoltaico

Responsável: Lisa Karen Zaki
Número da proposta: Projeto Estudo Dissertação

Degradação do módulo, 1. Área do módulo - Objeto 3D aleatório 03-Área de montagem Norte

Potência restante após 25 anos 82 %

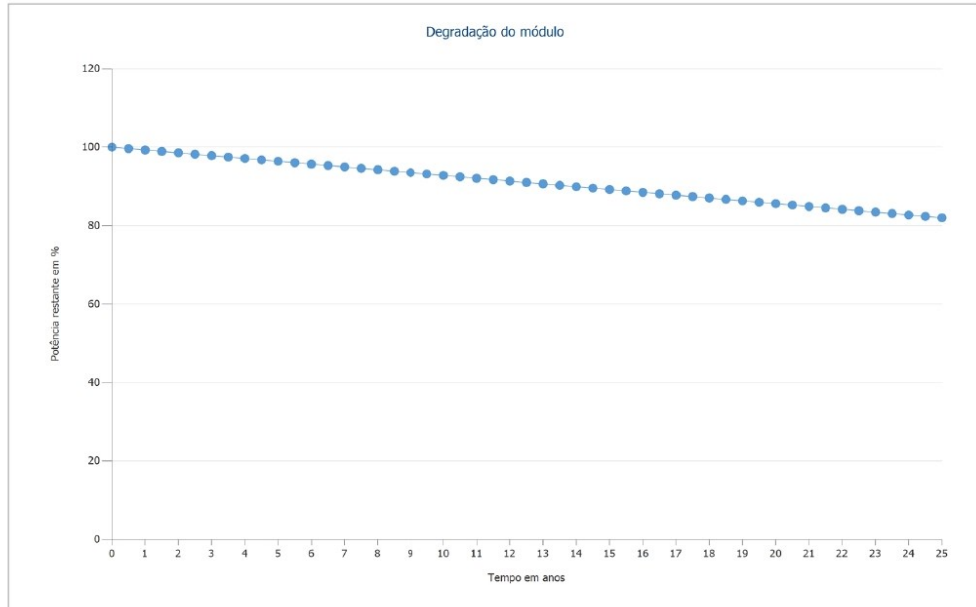


Figura: Degradação do módulo, 1. Área do módulo - Objeto 3D aleatório 03-Área de montagem Norte

Linha do horizonte, Modelagem 3D

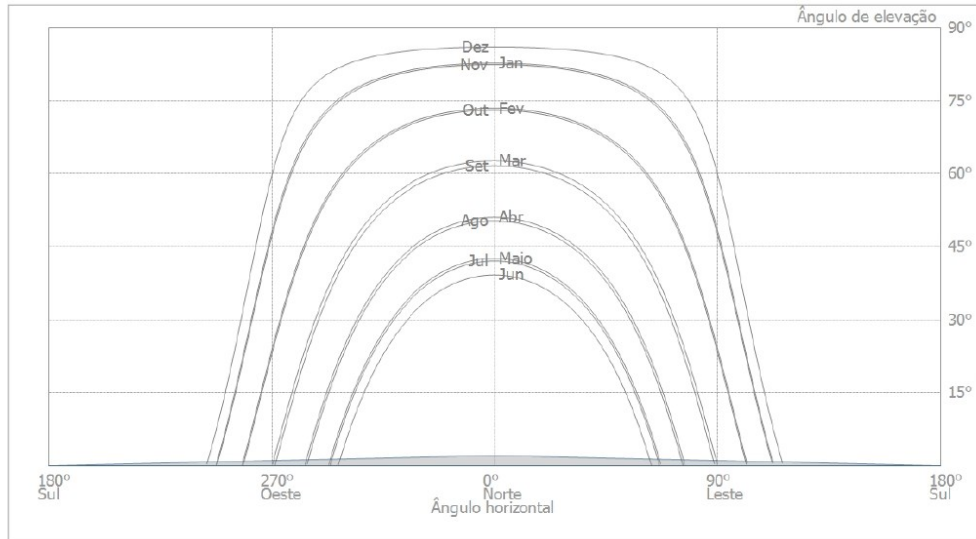


Figura: Horizonte (Modelagem 3D)

Sistema Solar Fotovoltaico

Responsável: Lisa Karen Zaki

Número da proposta: Projeto Estudo Dissertação

Configuração do inversor

Configuração 1

Área do módulo	Objeto 3D aleatório 03-Área de montagem Norte
Inversor 1	
Fabricante	ABB
Modelo	UNO-DM-3.3-TL-PLUS
Quantidade	1
Fator dimensionamento	107,6 %
Configuração	PMP 1+2: 1 x 10

Rede c.a.

Rede c.a.

Quantidade de fases	2
Tensão da rede (monofásica)	220 V
Fator de potência (cos phi)	+/- 1

Sistema Solar Fotovoltaico

Responsável: Lisa Karen Zaki
Número da proposta: Projeto Estudo Dissertação

Resultados da simulação

Resultados Sistema completo

Sistema fotovoltaico

Potência do gerador fotovoltaico	3,6 kWp
Rendimento anual específico	1.329,17 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	74,8 %
Diminuição do rendimento por sombreamento	6,6 %/Ano

Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	4.719 kWh/Ano
Autoconsumo	1.758 kWh/Ano
Injeção na rede	2.963 kWh/Ano
Limitação no ponto de injeção	0 kWh/Ano

Autoconsumo	37,3 %
Emissões de CO ₂ evitadas	944 kg/ano

Consumidores

Consumidores	4.501 kWh/Ano
Consumo em espera (Inversor)	5 kWh/Ano
Consumo total	4.506 kWh/Ano
coberto pelo sistema fv	1.758 kWh/Ano
coberto pela rede elétrica	2.748 kWh/Ano

Fração solar	39,0 %
--------------	--------

Sistema Solar Fotovoltaico

Responsável: Lisa Karen Zaki

Número da proposta: Projeto Estudo Dissertação

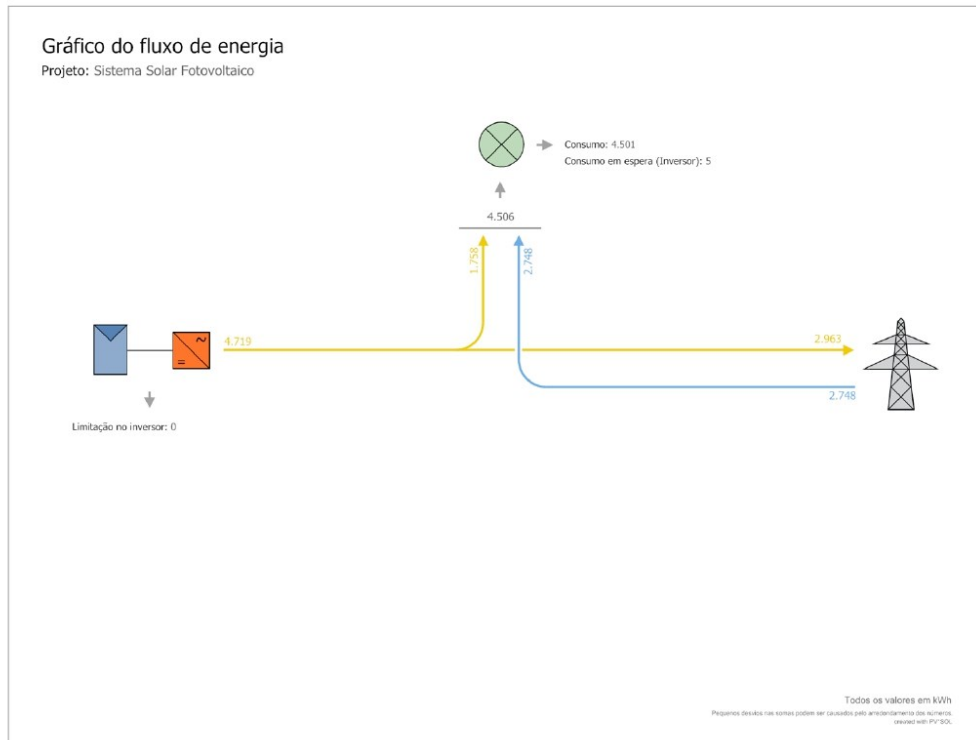


Figura: Gráfico do fluxo de energia

Sistema Solar Fotovoltaico

Responsável: Lisa Karen Zaki

Número da proposta: Projeto Estudo Dissertação

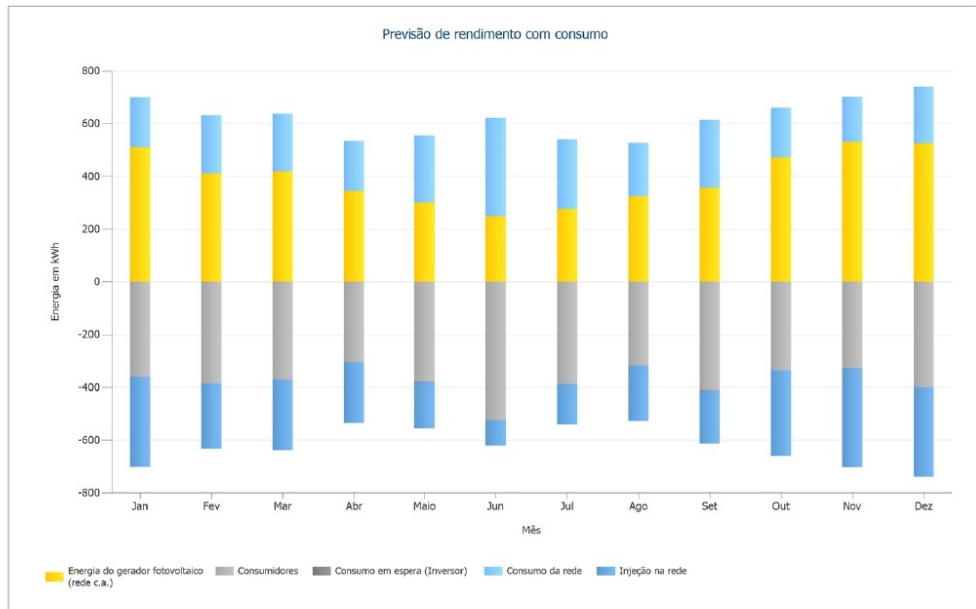


Figura: Previsão de rendimento com consumo

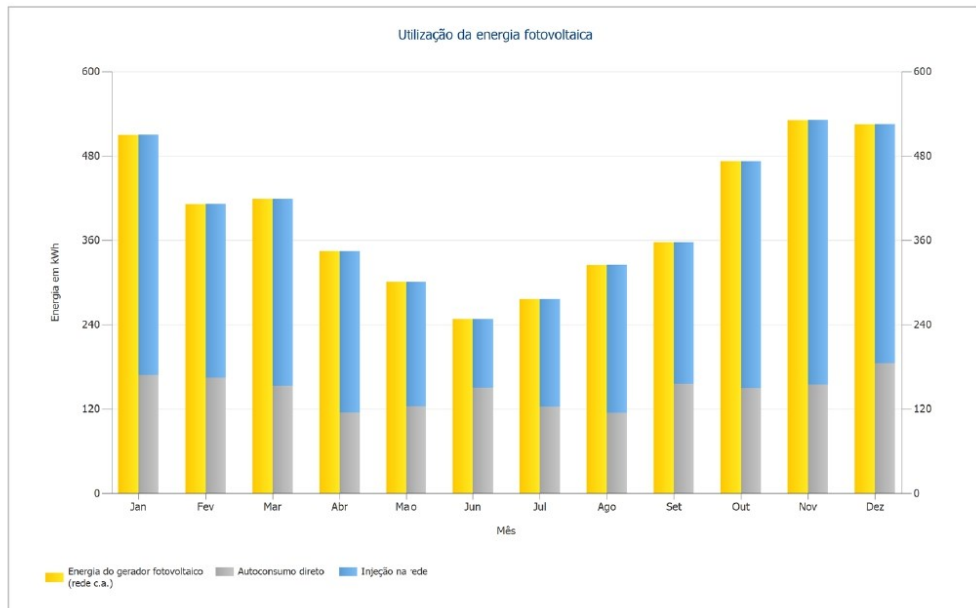


Figura: Utilização da energia fotovoltaica

Sistema Solar Fotovoltaico

Responsável: Lisa Karen Zaki

Número da proposta: Projeto Estudo Dissertação

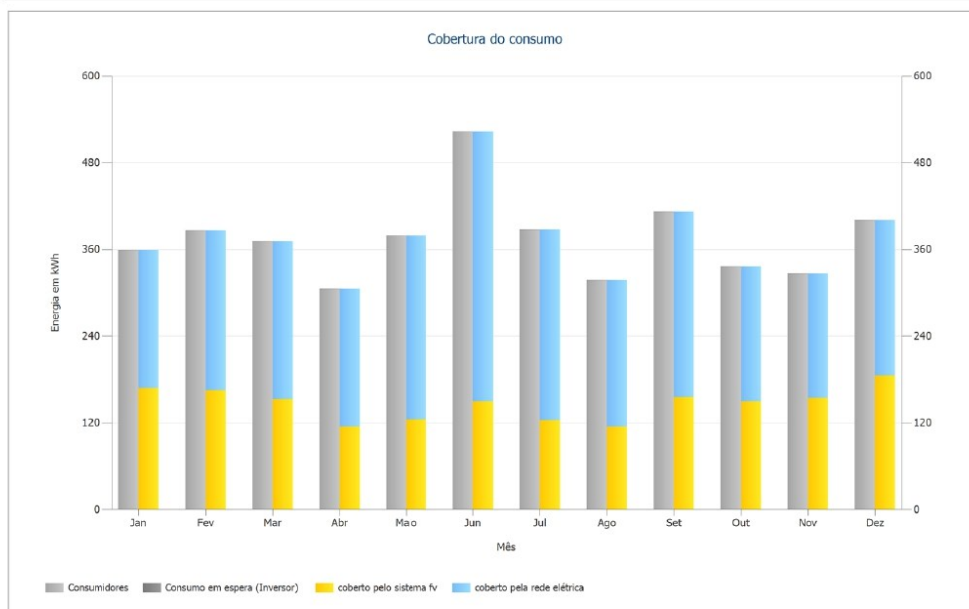


Figura: Cobertura do consumo

Resultados por área de módulo

Objeto 3D aleatório 03-Área de montagem Norte

Potência do gerador fotovoltaico	3,55 kWp
Area do gerador fotovoltaico	19,8 m ²
Irradiação global no plano dos módulos	1775,4 kWh/m ²
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	4718,6 kWh/Ano
Rendimento anual específico	1329,2 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	74,8 %

Sistema Solar Fotovoltaico

Responsável: Lisa Karen Zaki
Número da proposta: Projeto Estudo Dissertação

Balço energético do sistema fotovoltaico

Balço energético do sistema fotovoltaico

Irradiação global - horizontal	1.713,72 kWh/m²	
Desvio em relação ao espectro padrão	-17,14 kWh/m ²	-1,00 %
Reflexão do solo (albedo)	0,93 kWh/m ²	0,05 %
Orientação e inclinação do plano dos módulos	94,62 kWh/m ²	5,57 %
Sombreamento independente do módulo	-16,72 kWh/m ²	-0,93 %
Reflexão na superfície de módulo	-16,82 kWh/m ²	-0,95 %
Irradiação global no plano dos módulos	1.758,59 kWh/m²	
	1.758,59 kWh/m ²	
	x 19,84 m ²	
	= 34.890,37 kWh	
Irradiação global fotovoltaica	34.890,37 kWh	
Sujeira	-1.046,67 kWh	-3,00 %
Conversão de STC (eficiência nominal do módulo 17,91 %)	-27.781,38 kWh	-82,09 %
Energia fotovoltaica nominal	6.062,32 kWh	
Sombra parcial, específica do módulo	-274,13 kWh	-4,52 %
Comportamento sob baixa irradiação	-179,61 kWh	-3,10 %
Desvio em relação à temperatura nominal do módulo	-565,55 kWh	-10,08 %
Diodos	-7,87 kWh	-0,16 %
Mismatch (indicações do fabricante)	-25,18 kWh	-0,50 %
Mismatch (conexão/sombra)	-42,88 kWh	-0,86 %
Cabo do string	-4,65 kWh	-0,09 %
Energia fotovoltaica (c.c.) sem redução pelo inversor	4.962,45 kWh	
Potência CC mínima não atingida	-0,67 kWh	-0,01 %
Redução devido à faixa de tensão PMP	-0,33 kWh	-0,01 %
Redução devido à corrente c.c. máx.	0,00 kWh	0,00 %
Redução devido à potência c.c. máx.	0,00 kWh	0,00 %
Redução devido à potência c.a. máx./cos phi	0,00 kWh	0,00 %
Perda no seguidor PMP	-26,77 kWh	-0,54 %
Energia fotovoltaica (c.c.)	4.934,69 kWh	
Energia na entrada do inversor	4.934,69 kWh	
Divergência entre tensão de entrada e tensão nominal	-2,59 kWh	-0,05 %
Conversão c.c./c.a.	-206,39 kWh	-4,18 %
Consumo em espera (Inversor)	-5,43 kWh	-0,11 %
Cabo c.a.	-7,16 kWh	-0,15 %
Energia fotovoltaica (c.a.) menos consumo em espera	4.713,13 kWh	
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	4.718,56 kWh	

Sistema Solar Fotovoltaico

Responsável: Lisa Karen Zaki
Número da proposta: Projeto Estudo Dissertação

Análise financeira

Vista geral

Dados do sistema

Injeção na rede no primeiro ano (incl. degradação do módulo)	2.950 kWh/Ano
Potência do gerador fotovoltaico	3,6 kWp
Início da operação do sistema	07/02/2020
Prazo do projeto	25 Anos
Juro do capital	1 %

Parâmetros econômicos

Taxa interna de retorno	24,65 %
Fluxo de caixa acumulado	90.729,07 R\$
Prazo de amortização	5,1 Anos
Custos de geração da energia	0,13 R\$/kWh

Vista geral de pagamentos

Investimento específico	3.800,00 R\$/kWp
Custos de investimento	13.490,00 R\$
Pagamentos únicos	0,00 R\$
Subsídios	0,00 R\$
Custos anuais	0,00 R\$/Ano
Outros lucros ou economias	0,00 R\$/Ano

Remuneração e Economia

Remuneração total no primeiro ano	1.940,96 R\$/Ano
Economia no primeiro ano	387,18 R\$/Ano

Tarifa RGE - RGE - CPFL

Validade	07/02/2020 - 06/02/2040
Tarifa de injeção específica	0,6249 R\$/kWh
Tarifa de injeção	1.940,96 R\$/Ano
Inflação da tarifa de injeção	10,00 %/Ano

Example Private (Example)

Tarifa da energia	0,22 R\$/kWh
Base de preço	6,90 R\$/Mês
Inflação da tarifa de energia	2 %/Ano

Sistema Solar Fotovoltaico

Responsável: Lisa Karen Zaki

Número da proposta: Projeto Estudo Dissertação

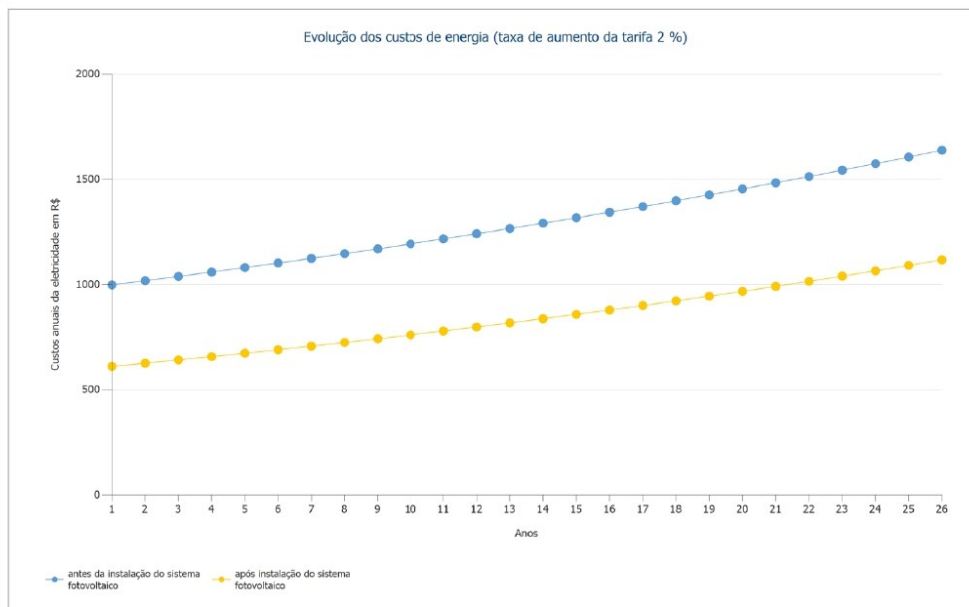


Figura: Evolução dos custos de energia (taxa de aumento da tarifa 2 %)

Sistema Solar Fotovoltaico

Responsável: Lisa Karen Zaki
Número da proposta: Projeto Estudo Dissertação

Fluxo de caixa

Tabela Fluxo de Caixa

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Investimentos	-R\$ 13.490,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Tarifa de injeção	R\$ 1.890,15	R\$ 2.086,76	R\$ 2.265,82	R\$ 2.460,11	R\$ 2.670,92
Economia de energia	R\$ 375,73	R\$ 384,34	R\$ 385,32	R\$ 386,29	R\$ 387,23
Fluxo de caixa anual	-R\$ 11.224,12	R\$ 2.471,10	R\$ 2.651,14	R\$ 2.846,40	R\$ 3.058,15
Fluxo de caixa acumulado	-R\$ 11.224,12	-R\$ 8.753,01	-R\$ 6.101,87	-R\$ 3.255,48	-R\$ 197,33
	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Tarifa de injeção	R\$ 2.899,63	R\$ 3.147,75	R\$ 3.416,90	R\$ 3.708,86	R\$ 4.025,52
Economia de energia	R\$ 388,15	R\$ 389,05	R\$ 389,94	R\$ 390,80	R\$ 391,64
Fluxo de caixa anual	R\$ 3.287,78	R\$ 3.536,80	R\$ 3.806,84	R\$ 4.099,66	R\$ 4.417,16
Fluxo de caixa acumulado	R\$ 3.090,45	R\$ 6.627,25	R\$ 10.434,09	R\$ 14.533,75	R\$ 18.950,91
	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Tarifa de injeção	R\$ 4.368,96	R\$ 4.741,41	R\$ 5.145,29	R\$ 5.583,23	R\$ 6.058,05
Economia de energia	R\$ 392,46	R\$ 393,26	R\$ 394,03	R\$ 394,78	R\$ 395,51
Fluxo de caixa anual	R\$ 4.761,42	R\$ 5.134,66	R\$ 5.539,32	R\$ 5.978,01	R\$ 6.453,56
Fluxo de caixa acumulado	R\$ 23.712,32	R\$ 28.846,99	R\$ 34.386,31	R\$ 40.364,32	R\$ 46.817,88
	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Tarifa de injeção	R\$ 6.572,83	R\$ 7.130,89	R\$ 7.735,81	R\$ 8.391,47	R\$ 9.102,08
Economia de energia	R\$ 396,22	R\$ 396,89	R\$ 397,55	R\$ 398,18	R\$ 398,78
Fluxo de caixa anual	R\$ 6.969,05	R\$ 7.527,78	R\$ 8.133,35	R\$ 8.789,64	R\$ 9.500,85
Fluxo de caixa acumulado	R\$ 53.786,93	R\$ 61.314,71	R\$ 69.448,06	R\$ 78.237,71	R\$ 87.738,56
	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Tarifa de injeção	R\$ 102,39	R\$ 100,52	R\$ 98,67	R\$ 96,86	R\$ 95,06
Economia de energia	R\$ 399,35	R\$ 399,90	R\$ 400,41	R\$ 400,90	R\$ 401,36
Fluxo de caixa anual	R\$ 501,74	R\$ 500,41	R\$ 499,09	R\$ 497,76	R\$ 496,43
Fluxo de caixa acumulado	R\$ 88.240,30	R\$ 88.740,71	R\$ 89.239,80	R\$ 89.737,55	R\$ 90.233,98
	Ano 26				
Investimentos	R\$ 0,00				
Tarifa de injeção	R\$ 93,30				
Economia de energia	R\$ 401,79				
Fluxo de caixa anual	R\$ 495,09				
Fluxo de caixa acumulado	R\$ 90.729,07				

As taxas de degradação e aumento de preço são aplicadas mensalmente sobre todo o prazo do projeto, começando logo no primeiro ano.

Sistema Solar Fotovoltaico

Responsável: Lisa Karen Zaki

Número da proposta: Projeto Estudo Dissertação

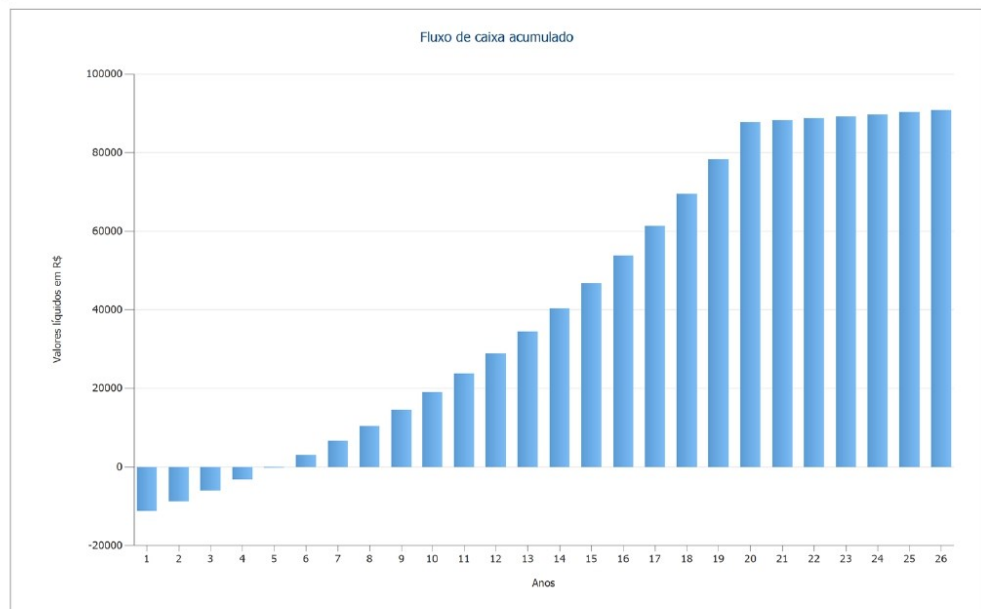


Figura: Fluxo de caixa acumulado

Sistema Solar Fotovoltaico

Responsável: Lisa Karen Zaki
Número da proposta: Projeto Estudo Dissertação

Folhas de dados

Folha de dados módulo fotovoltaico

Módulo fotovoltaico: CS3U-355P

Fabricante	Canadian Solar Inc.
Disponível	Sim
Dados elétricos	
Tipo de célula	Si policristalino
Exige inversor com transformador	Não
Número de células	144
Número de diodos de desvio	3
Dados mecânicos	
Largura	992 mm
Altura	2000 mm
Profundidade	35 mm
Largura da moldura	35 mm
Peso	22,5 kg
Com moldura	Não
Características U-I sob STC	
Tensão PMP	39,4 V
Corrente PMP	9,02 A
Potência nominal	355 W
Tensão de circuito aberto	46,8 V
Corrente de curto-circuito	9,59 A
Aumento da tensão de circuito aberto até estabilização	0 %
Características em carga parcial U-I	
Fonte dos valores	Fabricante/próprio
Irradiação	200 W/m ²
Tensão PMP com carga parcial	37,7462 V
Corrente PMP com carga parcial	1,812 A
Tensão de circuito aberto com carga parcial	43,8201 V
Corrente de curto-circuito sob carga parcial	1,9189 A
Mais	
Coefficiente de tensão	-135,72 mV/K
Coefficiente de corrente	4,8 mA/K
Coefficiente de potência	-0,37 %/K
Fator de correção do ângulo	99 %
Tensão máxima do sistema	1000 V
Capacidade térmica esp.	920 J/(kg*K)
Coefficiente de absorção	70 %
Coefficiente de emissão	85 %

Sistema Solar Fotovoltaico

Responsável: Lisa Karen Zaki
 Número da proposta: Projeto Estudo Dissertação

Folha de dados inversor

Inversor: UNO-DM-3.3-TL-PLUS

Fabricante	ABB
Disponível	Sim

Dados elétricos

Potência nominal c.c.	3,9 kW
Potência nominal c.a.	3,3 kW
Potência c.c. máx.	3,96 kW
Potência c.a. máx.	3,3 kVA
Consumo em espera	8 W
Consumo noturno	0,1 W
Injeção a partir de	8 W
Corrente de entrada máx.	20 A
Tensão de entrada máx.	600 V
Tensão nominal c.c.	360 V
Quantidade de fases de injeção	1
Quantidade de entradas c.c.	2
Com transformador	Não
Alteração do eficiência se a tensão de entrada se desviar da tensão nominal	0,2 %/100V

Seguidor PMP

Potência de saída < 20% da potência nominal	99 %
Potência de saída > 20% da potência nominal	99,5 %
Quantidade de seguidores es PMP	2
Corrente de entrada máx. por seguidor PMP	10 A
Potência de entrada máx. por seguidor PMP	2 kW
Tensão mín. do PMP	90 V
Tensão máx. PMP	580 V

Sistema Solar Fotovoltaico

Responsável: Lisa Karen Zaki
 Número da proposta: Projeto Estudo Dissertação

Planos

Diagrama do circuito

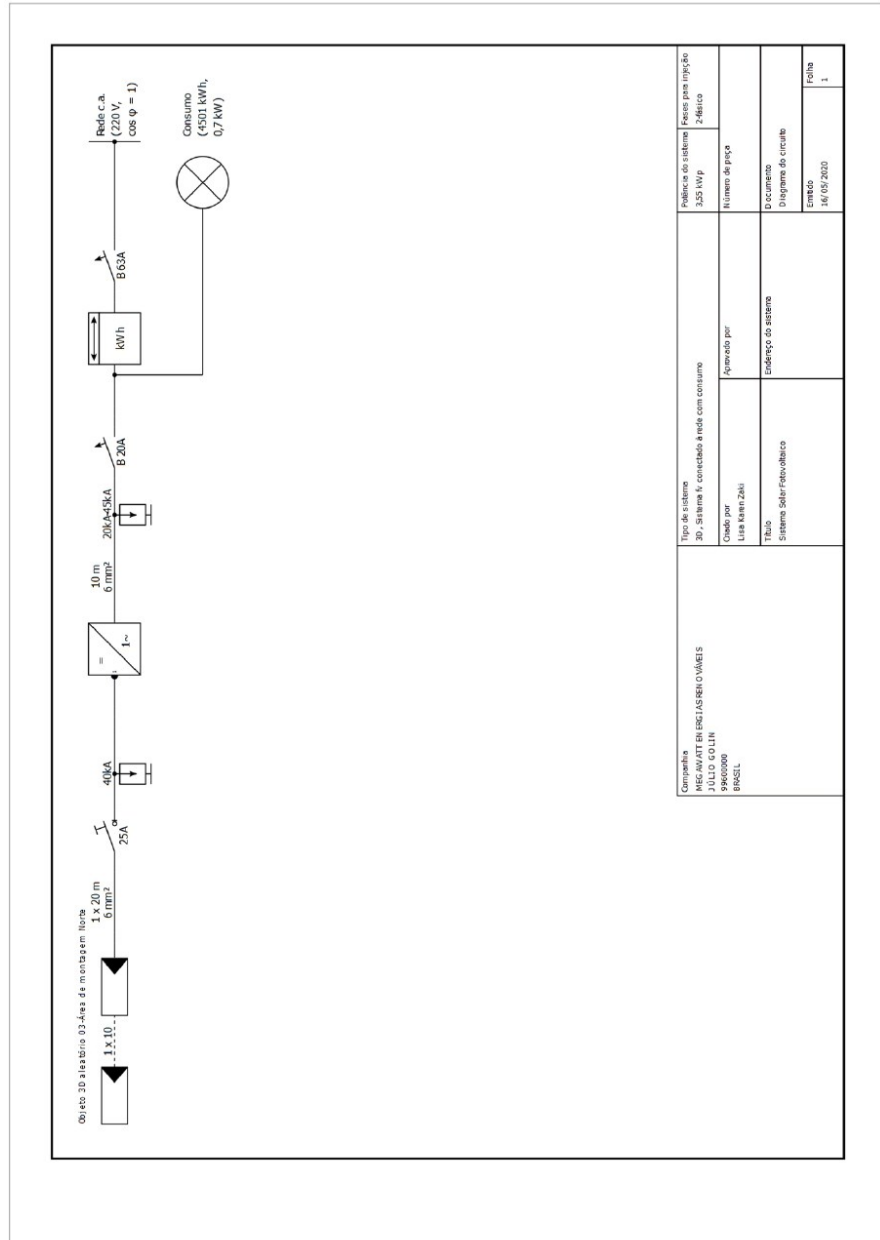


Figura: Diagrama do circuito

Sistema Solar Fotovoltaico

Responsável: Lisa Karen Zaki
 Número da proposta: Projeto Estudo Dissertação

Planta das dimensões

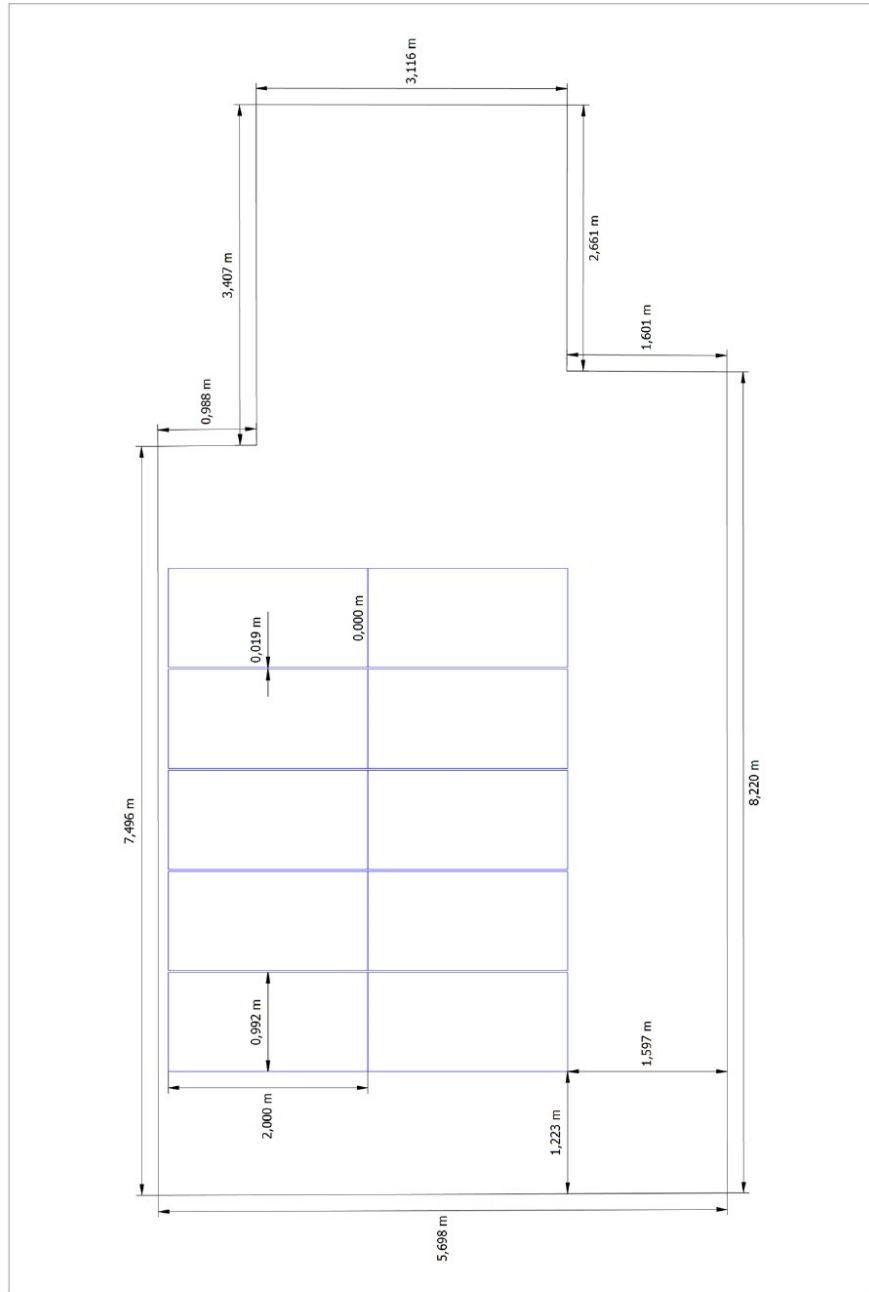


Figura: Objeto 3D aleatório 03-Área de montagem Norte

Sistema Solar Fotovoltaico

Responsável: Lisa Karen Zaki
 Número da proposta: Projeto Estudo Dissertação

Plano de strings

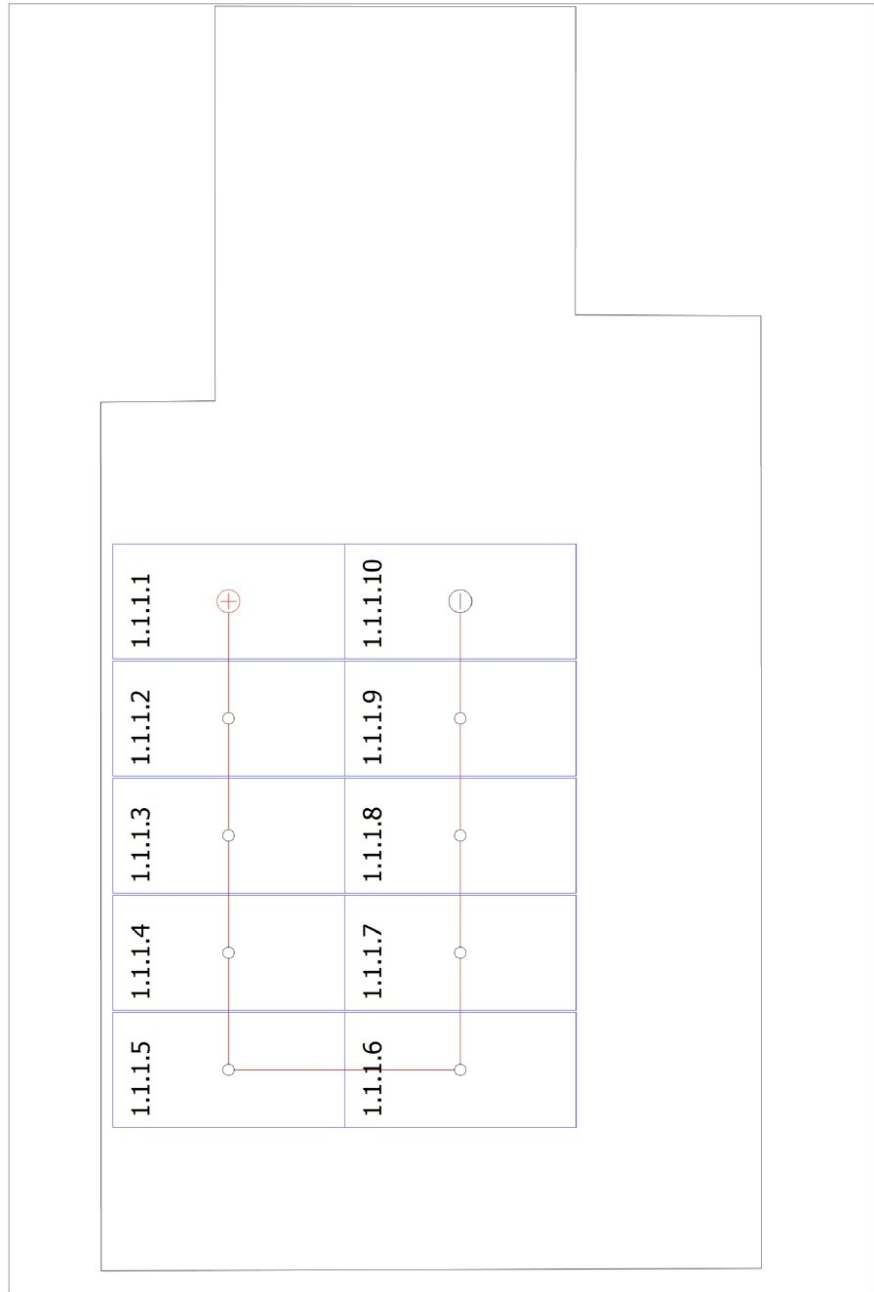


Figura: Objeto 3D aleatório 03-Área de montagem Norte

ANEXO B – Relatório Simulação Software – Unidade Y

MEGAWATT ENERGIAS RENOVÁVEIS

JÚLIO GOLIN
99600000
BRASIL

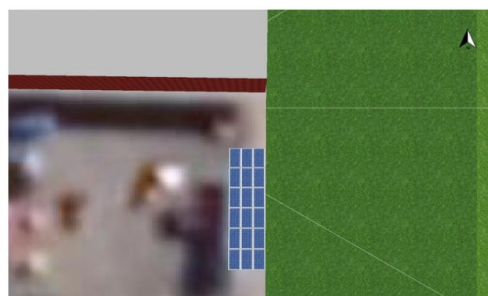
Contato:
LISA KAREN ZAKI

N.º cliente: Irmãos Gnoatto
No. da proposta: Sistema Solar Fotovoltaico

04/09/2020

Seu sistema fotovoltaico de MEGAWATT ENERGIAS RENOVÁVEIS

Endereço da instalação



Criado com PV*SOL premium 2019 (R8)
Valentin Software GmbH

MEGAWATT ENERGIAS RENOVÁVEIS
Número da proposta: Sistema Solar Fotovoltaico

Vista geral do projeto

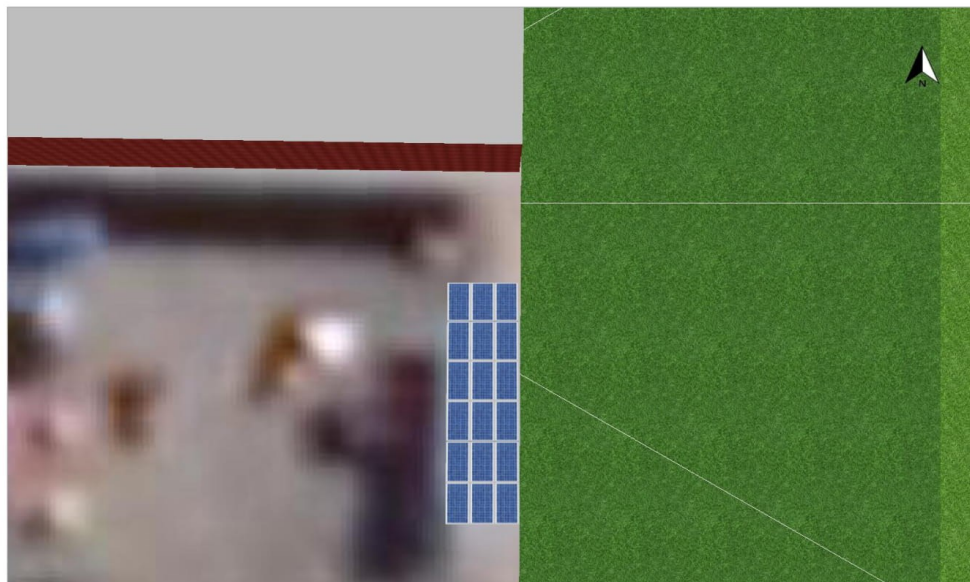


Figura: Imagem panorâmica, Modelagem 3D

Sistema fotovoltaico

3D, Sistema fv conectado à rede com consumo

Dados climáticos	Nonoai, BRA (1991 - 2010)
Potência do gerador fotovoltaico	5,13 kWp
Area do gerador fotovoltaico	29,9 m ²
Quantidade de módulos	18
Quantidade de inversores	1

MEGAWATT ENERGIAS RENOVÁVEIS
Número da proposta: Sistema Solar Fotovoltaico

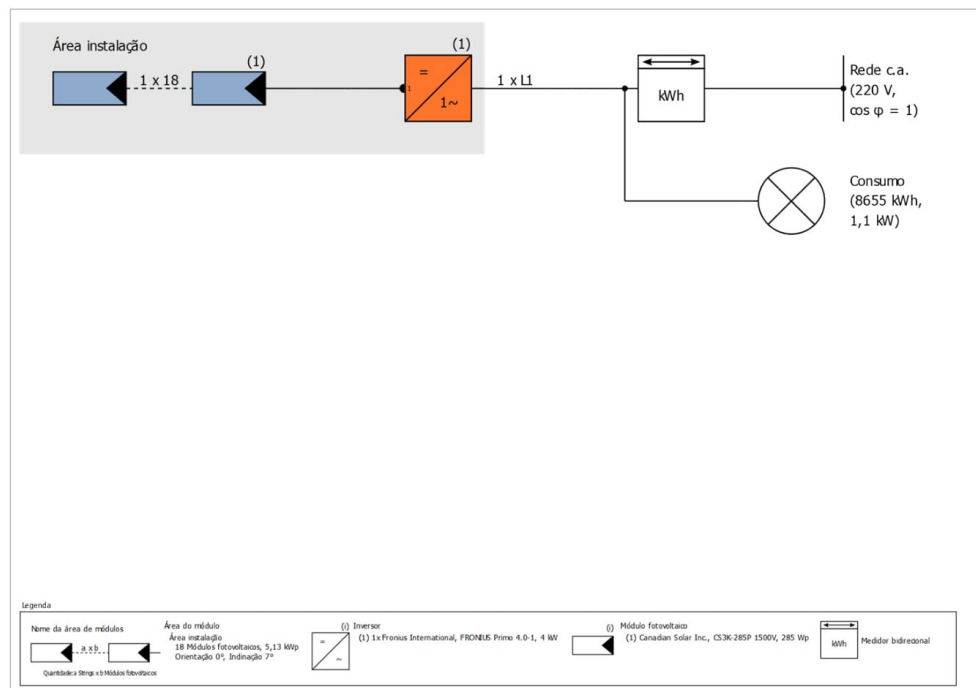


Figura: Esquema elétrico

O rendimento

O rendimento

Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	7.680 kWh
Autoconsumo direto	3.424 kWh
Injeção na rede	4.256 kWh
Limitação no ponto de injeção	0 kWh
Autoconsumo	44,6 %
Fração solar	39,5 %
Rendimento anual específico	1.497,12 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	83,3 %
Diminuição do rendimento por sombreamento	0,6 %/Ano
Emissões de CO ₂ evitadas	1.536 kg/ano

MEGAWATT ENERGIAS RENOVÁVEIS
Número da proposta: Sistema Solar Fotovoltaico

Análise financeira

Seus lucros

Investimento total	7.695,00 R\$
Taxa interna de retorno	34,58 %
Prazo de amortização	3,3 Anos
Custos de geração da energia	0,05 R\$/kWh
Balanço / Conceito de injeção	Injeção do excedente

Os resultados foram determinados com base em um modelo de cálculo matemático da Valentin Software GmbH (algoritmos PV*SOL). Os rendimentos efetivos do sistema de energia solar podem variar em função de oscilações meteorológicas, da eficiência dos módulos e dos inversores, e outros fatores.



MEGAWATT ENERGIAS RENOVÁVEIS
Número da proposta: Sistema Solar Fotovoltaico

Configuração do sistema

Vista geral

Dados do sistema

Tipo de sistema	3D, Sistema fv conectado à rede com consumo
Início da operação	01/01/2019

Dados climáticos

Local	Nonoai, BRA (1991 - 2010)
Resolução dos dados	1 h
Modelos de simulação utilizados:	
- Irradiação difusa no plano horizontal	Hofmann
- Irradiação sobre o plano inclinada	Klucher

Consumo

Consumo total	8655 kWh
Novo	8655 kWh
Carga máxima	1,1 kW

MEGAWATT ENERGIAS RENOVÁVEIS
Número da proposta: Sistema Solar Fotovoltaico

Áreas do módulo

1. Área do módulo - Área instalação

Gerador fotovoltaico, 1. Área do módulo - Área instalação

Nome	Área instalação
Módulos fotovoltaicos	18 x CS3K-285P 1500V
Fabricante	Canadian Solar Inc.
Inclinação	7 °
Orientação	Norte 0 °
Situação de montagem	Montagem elevada - espaço livre
Area do gerador fotovoltaico	29,9 m ²

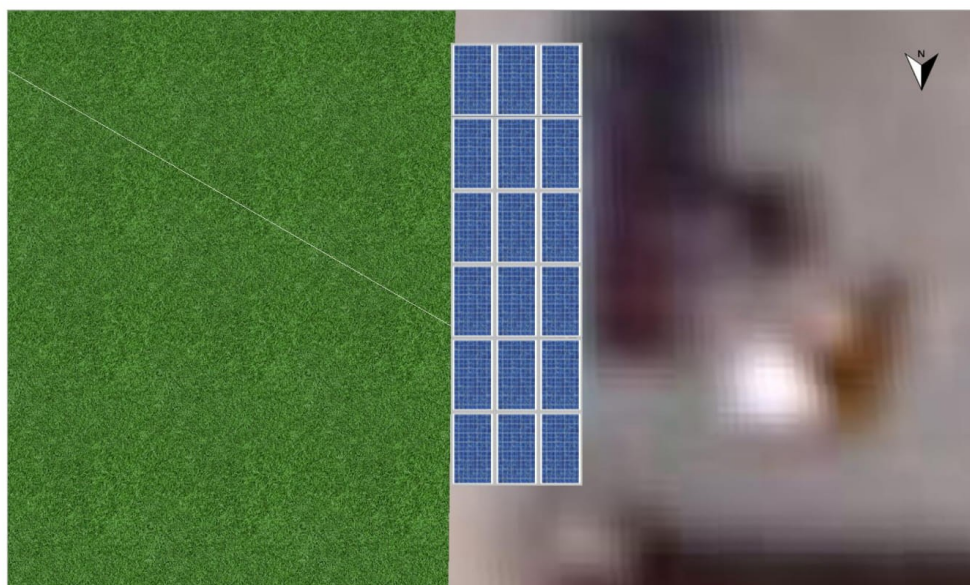


Figura 1. Área do módulo - Área instalação

MEGAWATT ENERGIAS RENOVÁVEIS
 Número da proposta: Sistema Solar Fotovoltaico

Degradação do módulo, 1. Área do módulo - Área instalação

Potência restante após 25 anos 82 %

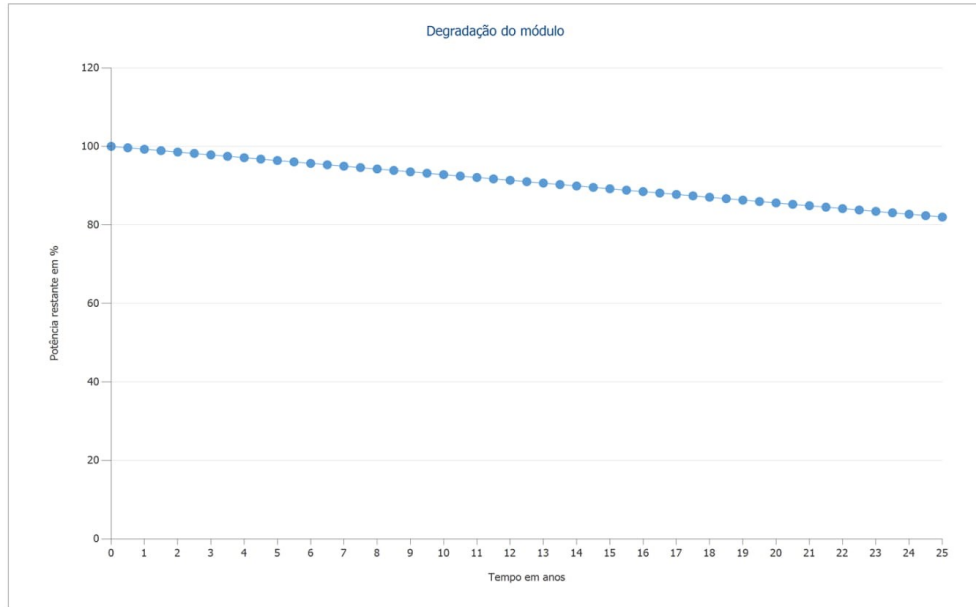


Figura: Degradação do módulo, 1. Área do módulo - Área instalação

Linha do horizonte, Modelagem 3D

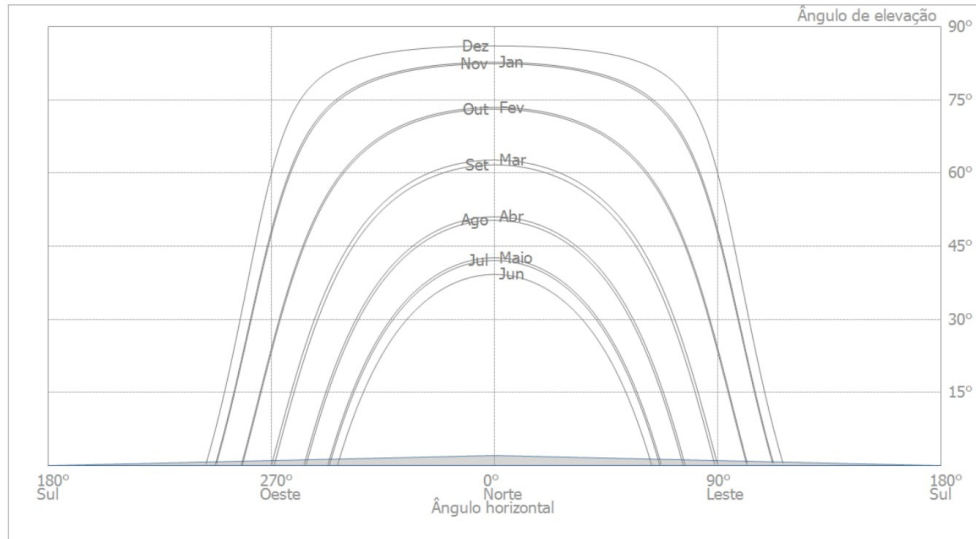


Figura: Horizonte (Modelagem 3D)

MEGAWATT ENERGIAS RENOVÁVEIS
Número da proposta: Sistema Solar Fotovoltaico

Configuração do inversor

Configuração 1

Área do módulo	Área instalação
Inversor 1	
Fabricante	Fronius International
Modelo	FRONIUS Primo 4.0-1
Quantidade	1
Fator dimensionamento	128,3 %
Configuração	PMP 1+2: 1 x 18

Rede c.a.

Rede c.a.

Quantidade de fases	3
Tensão da rede (monofásica)	220 V
Fator de potência (cos phi)	+/- 1

MEGAWATT ENERGIAS RENOVÁVEIS
 Número da proposta: Sistema Solar Fotovoltaico

Resultados da simulação

Resultados Sistema completo

Sistema fotovoltaico

Potência do gerador fotovoltaico	5,1 kWp
Rendimento anual específico	1.497,12 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	83,3 %
Diminuição do rendimento por sombreamento	0,6 %/Ano
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	7.680 kWh/Ano
Autoconsumo	3.424 kWh/Ano
Injeção na rede	4.256 kWh/Ano
Limitação no ponto de injeção	0 kWh/Ano
Autoconsumo	44,6 %
Emissões de CO ₂ evitadas	1.536 kg/ano

Consumidores

Consumidores	8.655 kWh/Ano
Consumo em espera (Inversor)	10 kWh/Ano
Consumo total	8.665 kWh/Ano
coberto pelo sistema fv	3.424 kWh/Ano
coberto pela rede elétrica	5.241 kWh/Ano
Fração solar	39,5 %



MEGAWATT ENERGIAS RENOVÁVEIS
Número da proposta: Sistema Solar Fotovoltaico

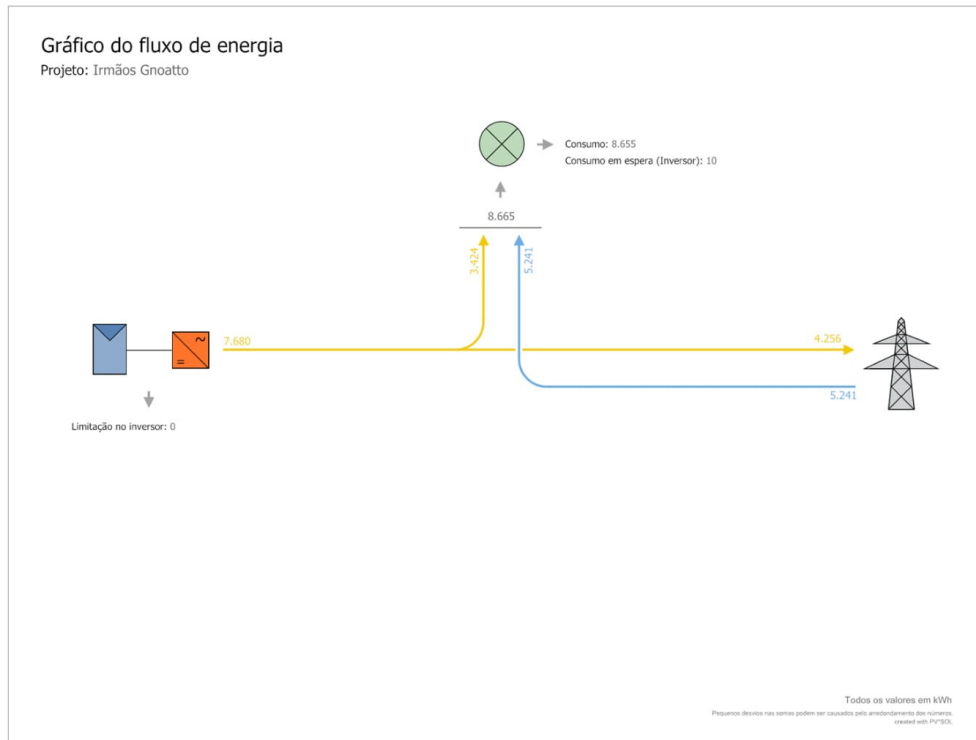


Figura: Gráfico do fluxo de energia

MEGAWATT ENERGIAS RENOVÁVEIS
Número da proposta: Sistema Solar Fotovoltaico

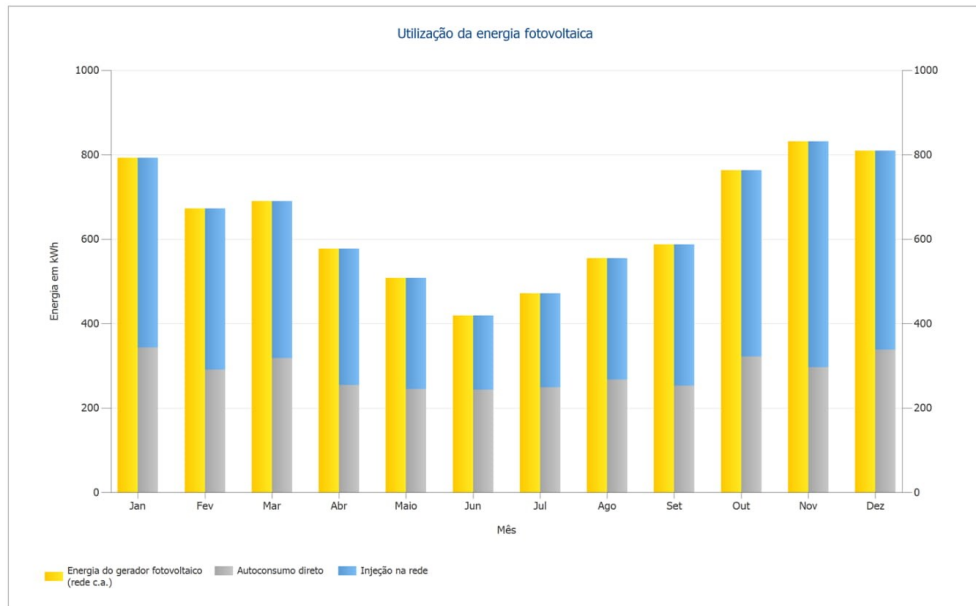


Figura: Utilização da energia fotovoltaica

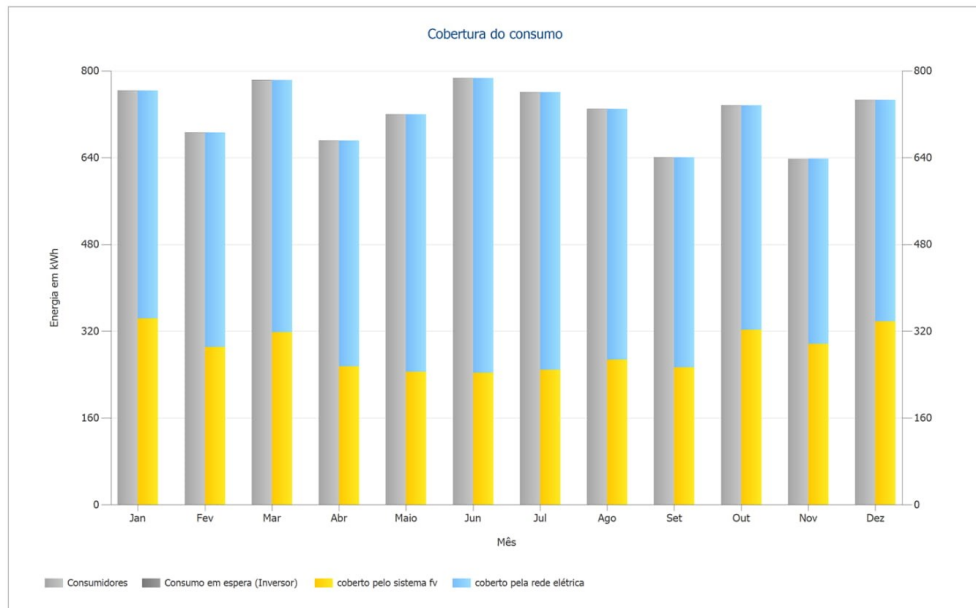


Figura: Cobertura do consumo

Resultados por área de módulo

MEGAWATT ENERGIAS RENOVÁVEIS
Número da proposta: Sistema Solar Fotovoltaico

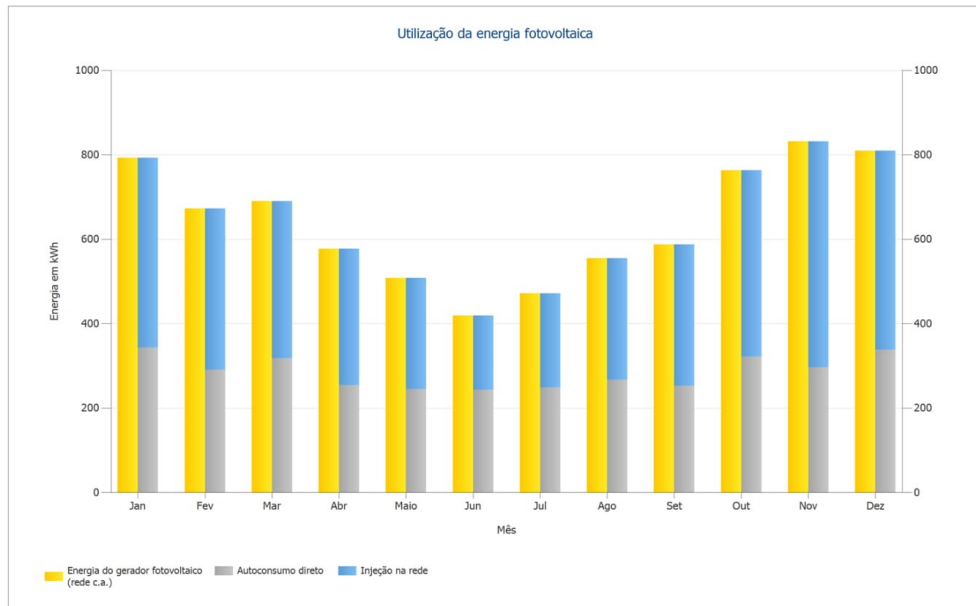


Figura: Utilização da energia fotovoltaica

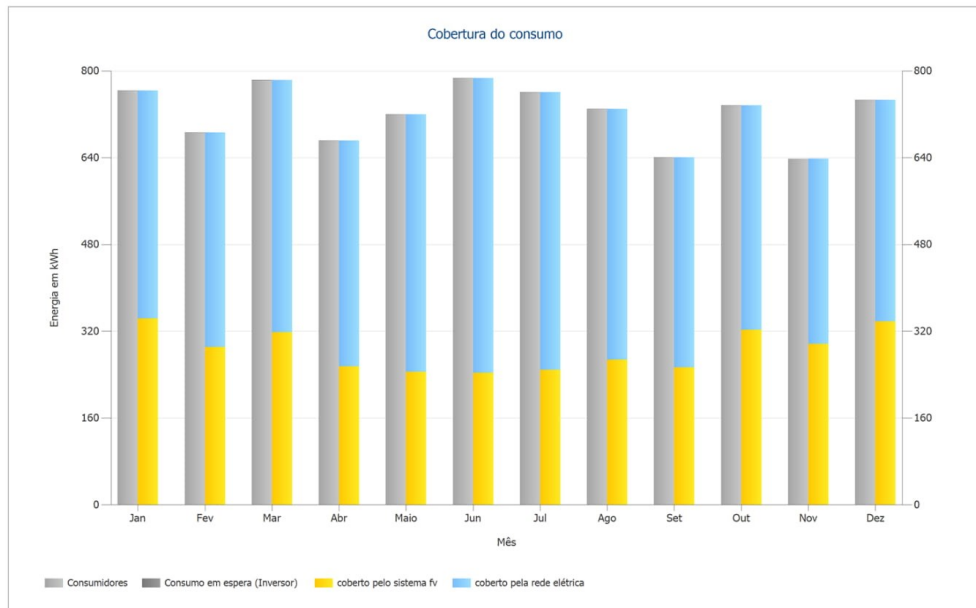


Figura: Cobertura do consumo

Resultados por área de módulo

Balço energético do sistema fotovoltaico

Balço energético do sistema fotovoltaico

Irradiação global - horizontal	1.713,72 kWh/m²	
Desvio em relação ao espectro padrão	-17,14 kWh/m ²	-1,00 %
Reflexão do solo (albedo)	1,26 kWh/m ²	0,07 %
Orientação e inclinação do plano dos módulos	98,81 kWh/m ²	5,82 %
Sombreamento independente do módulo	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Reflexão na superfície de módulo	-16,92 kWh/m ²	-0,94 %
Irradiação global no plano dos módulos	1.779,73 kWh/m²	
	1.779,73 kWh/m ²	
	x 29,91 m ²	
	= 53.229,60 kWh	
Irradiação global fotovoltaica	53.229,60 kWh	
Sujeira	-1.596,84 kWh	-3,00 %
Conversão de STC (eficiência nominal do módulo 17,16 %)	-42.773,15 kWh	-82,84 %
Energia fotovoltaica nominal	8.859,60 kWh	
Sombra parcial, específica do módulo	-45,87 kWh	-0,52 %
Comportamento sob baixa irradiação	-200,08 kWh	-2,27 %
Desvio em relação à temperatura nominal do módulo	-469,98 kWh	-5,46 %
Diodos	-1,26 kWh	-0,02 %
Mismatch (indicações do fabricante)	-40,71 kWh	-0,50 %
Mismatch (conexão/sombra)	-4,26 kWh	-0,05 %
Cabo do string	-4,97 kWh	-0,06 %
Energia fotovoltaica (c.c.) sem redução pelo inversor	8.092,48 kWh	
Potência CC mínima não atingida	-3,57 kWh	-0,04 %
Redução devido à faixa de tensão PMP	0,00 kWh	0,00 %
Redução devido à corrente c.c. máx.	0,00 kWh	0,00 %
Redução devido à potência c.c. máx.	0,00 kWh	0,00 %
Redução devido à potência c.a. máx./cos phi	-72,86 kWh	-0,90 %
Perda no seguidor PMP	-0,13 kWh	0,00 %
Energia fotovoltaica (c.c.)	8.015,91 kWh	
Energia na entrada do inversor	8.015,91 kWh	
Divergência entre tensão de entrada e tensão nominal	-85,17 kWh	-1,06 %
Conversão c.c./c.a.	-202,10 kWh	-2,55 %
Consumo em espera (Inversor)	-9,87 kWh	-0,13 %
Cabo c.a.	-48,43 kWh	-0,63 %
Energia fotovoltaica (c.a.) menos consumo em espera	7.670,35 kWh	
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	7.680,22 kWh	

MEGAWATT ENERGIAS RENOVÁVEIS
Número da proposta: Sistema Solar Fotovoltaico

Análise financeira

Vista geral

Dados do sistema

Injeção na rede no primeiro ano (incl. degradação do módulo)	4.239 kWh/Ano
Potência do gerador fotovoltaico	5,1 kWp
Início da operação do sistema	01/01/2019
Prazo do projeto	20 Anos
Juro do capital	1 %

Parâmetros econômicos

Taxa interna de retorno	34,58 %
Fluxo de caixa acumulado	56.138,84 R\$
Prazo de amortização	3,3 Anos
Custos de geração da energia	0,05 R\$/kWh

Vista geral de pagamentos

Investimento específico	1.500,00 R\$/kWp
Custos de investimento	7.695,00 R\$
Pagamentos únicos	0,00 R\$
Subsídios	0,00 R\$
Custos anuais	0,00 R\$/Ano
Outros lucros ou economias	0,00 R\$/Ano

Remuneração e Economia

Remuneração total no primeiro ano	211,95 R\$/Ano
Economia no primeiro ano	754,29 R\$/Ano

Tarifa RGE - RGE - CPFL

Validade	01/09/2020 - 31/08/2040
Tarifa de injeção específica	0,7004 R\$/kWh
Tarifa de injeção	2.935,07 R\$/Ano

Example Private (Example)

Tarifa da energia	0,22 R\$/kWh
Base de preço	6,90 R\$/Mês
Inflação da tarifa de energia	2 %/Ano

Remuneração da eletricidade em venda direta

Preço de venda da eletricidade	0,05 R\$/kWh
Remuneração da eletricidade em venda direta	211,95 R\$/Ano

MEGAWATT ENERGIAS RENOVÁVEIS
Número da proposta: Sistema Solar Fotovoltaico

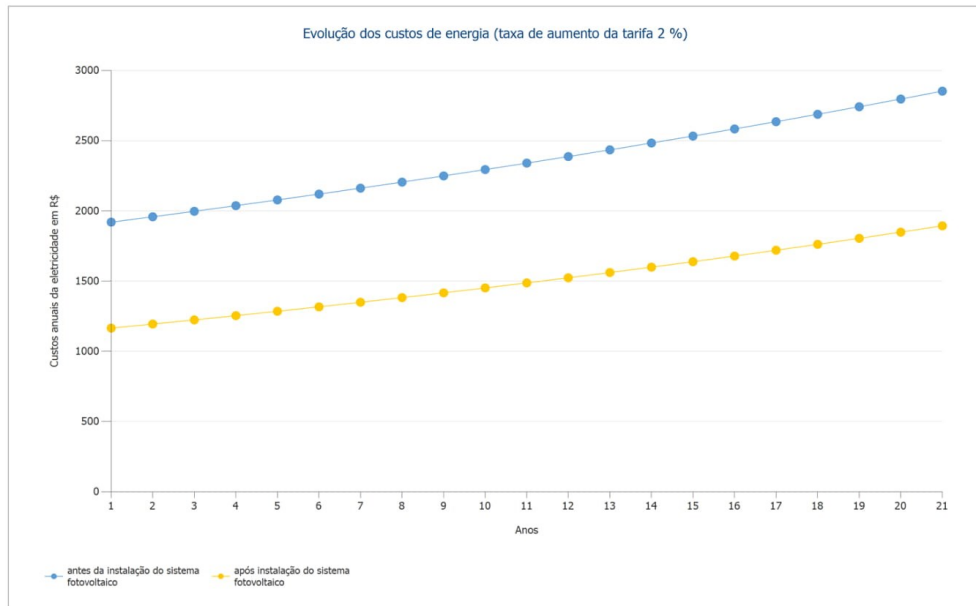


Figura: Evolução dos custos de energia (taxa de aumento da tarifa 2 %)

MEGAWATT ENERGIAS RENOVÁVEIS
Número da proposta: Sistema Solar Fotovoltaico

Fluxo de caixa

Tabela Fluxo de Caixa

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Investimentos	-R\$ 7.695,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Tarifa de injeção	R\$ 209,85	R\$ 1.327,04	R\$ 2.840,02	R\$ 2.791,28	R\$ 2.743,22
Economia de energia	R\$ 746,82	R\$ 748,76	R\$ 750,67	R\$ 752,54	R\$ 754,38
Fluxo de caixa anual	-R\$ 6.738,33	R\$ 2.075,81	R\$ 3.590,69	R\$ 3.543,82	R\$ 3.497,60
Fluxo de caixa acumulado	-R\$ 6.738,33	-R\$ 4.662,52	-R\$ 1.071,83	R\$ 2.471,99	R\$ 5.969,59
	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Tarifa de injeção	R\$ 2.695,84	R\$ 2.649,13	R\$ 2.603,08	R\$ 2.557,68	R\$ 2.512,92
Economia de energia	R\$ 756,18	R\$ 757,94	R\$ 759,66	R\$ 761,34	R\$ 762,98
Fluxo de caixa anual	R\$ 3.452,02	R\$ 3.407,06	R\$ 3.362,73	R\$ 3.319,02	R\$ 3.275,90
Fluxo de caixa acumulado	R\$ 9.421,61	R\$ 12.828,67	R\$ 16.191,40	R\$ 19.510,42	R\$ 22.786,32
	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Tarifa de injeção	R\$ 2.468,80	R\$ 2.425,31	R\$ 2.382,44	R\$ 2.340,18	R\$ 2.298,52
Economia de energia	R\$ 764,57	R\$ 766,13	R\$ 767,64	R\$ 769,10	R\$ 770,52
Fluxo de caixa anual	R\$ 3.233,38	R\$ 3.191,44	R\$ 3.150,08	R\$ 3.109,28	R\$ 3.069,04
Fluxo de caixa acumulado	R\$ 26.019,70	R\$ 29.211,14	R\$ 32.361,22	R\$ 35.470,50	R\$ 38.539,54
	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Tarifa de injeção	R\$ 2.257,46	R\$ 2.216,98	R\$ 2.177,09	R\$ 2.137,77	R\$ 2.099,01
Economia de energia	R\$ 771,89	R\$ 773,22	R\$ 774,49	R\$ 775,71	R\$ 776,88
Fluxo de caixa anual	R\$ 3.029,35	R\$ 2.990,20	R\$ 2.951,58	R\$ 2.913,48	R\$ 2.875,89
Fluxo de caixa acumulado	R\$ 41.568,89	R\$ 44.559,09	R\$ 47.510,66	R\$ 50.424,14	R\$ 53.300,03
	Ano 21				
Investimentos	R\$ 0,00				
Tarifa de injeção	R\$ 2.060,81				
Economia de energia	R\$ 778,00				
Fluxo de caixa anual	R\$ 2.838,81				
Fluxo de caixa acumulado	R\$ 56.138,84				

As taxas de depreciação e aumento de preço são aplicadas mensalmente sobre todo o prazo do projeto, começando logo no primeiro ano.

MEGAWATT ENERGIAS RENOVÁVEIS
Número da proposta: Sistema Solar Fotovoltaico

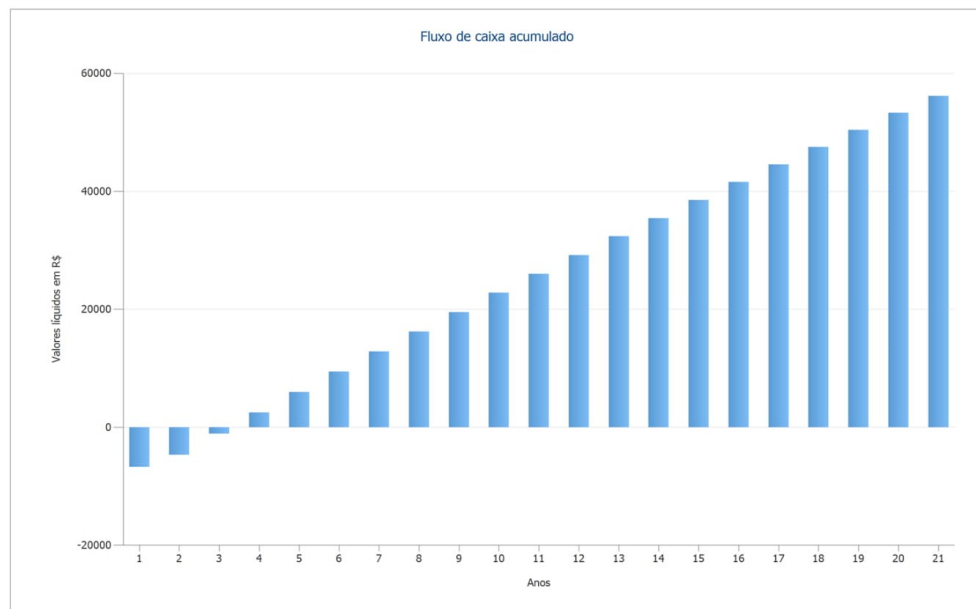


Figura: Fluxo de caixa acumulado

MEGAWATT ENERGIAS RENOVÁVEIS
Número da proposta: Sistema Solar Fotovoltaico

Folhas de dados

Folha de dados módulo fotovoltaico

Módulo fotovoltaico: CS3K-285P 1500V

Fabricante	Canadian Solar Inc.
Disponível	Sim
Dados elétricos	
Tipo de célula	Si policristalino
Exige inversor com transformador	Não
Número de células	120
Número de diodos de desvio	3
Dados mecânicos	
Largura	992 mm
Altura	1675 mm
Profundidade	40 mm
Largura da moldura	35 mm
Peso	18,5 kg
Com moldura	Não
Características U-I sob STC	
Tensão PMP	31,4 V
Corrente PMP	9,08 A
Potência nominal	285 W
Tensão de circuito aberto	38,1 V
Corrente de curto-circuito	9,56 A
Aumento da tensão de circuito aberto até estabilização	0 %
Características em carga parcial U-I	
Fonte dos valores	Fabricante/próprio
Irradiação	200 W/m ²
Tensão PMP com carga parcial	30,6121 V
Corrente PMP com carga parcial	1,7853 A
Tensão de circuito aberto com carga parcial	35,6569 V
Corrente de curto-circuito sob carga parcial	1,9126 A
Mais	
Coefficiente de tensão	-118,11 mV/K
Coefficiente de corrente	4,78 mA/K
Coefficiente de potência	-0,38 %/K
Fator de correção do ângulo	99 %
Tensão máxima do sistema	1500 V
Capacidade térmica esp.	920 J/(kg*K)
Coefficiente de absorção	70 %
Coefficiente de emissão	85 %



MEGAWATT ENERGIAS RENOVÁVEIS
Número da proposta: Sistema Solar Fotovoltaico

Folha de dados inversor

Inversor: FRONIUS Primo 4.0-1

Fabricante	Fronius International
Disponível	Sim
Dados elétricos	
Potência nominal c.c.	4,09 kW
Potência nominal c.a.	4 kW
Potência c.c. máx.	4,18 kW
Potência c.a. máx.	4 kVA
Consumo em espera	10 W
Consumo noturno	0,6 W
Injeção a partir de	30 W
Corrente de entrada máx.	36 A
Tensão de entrada máx.	1000 V
Tensão nominal c.c.	700 V
Quantidade de fases de injeção	1
Quantidade de entradas c.c.	4
Com transformador	Não
Alteração do eficiência se a tensão de entrada se desviar da tensão nominal	0,6 %/100V
Seguidor PMP	
Potência de saída < 20% da potência nominal	99,9 %
Potência de saída > 20% da potência nominal	100 %
Quantidade de seguidores es PMP	2
Corrente de entrada máx. por seguidor PMP	12 A
Potência de entrada máx. por seguidor PMP	4,09 kW
Tensão mín. do PMP	80 V
Tensão máx. PMP	800 V

Planos

Diagrama do circuito

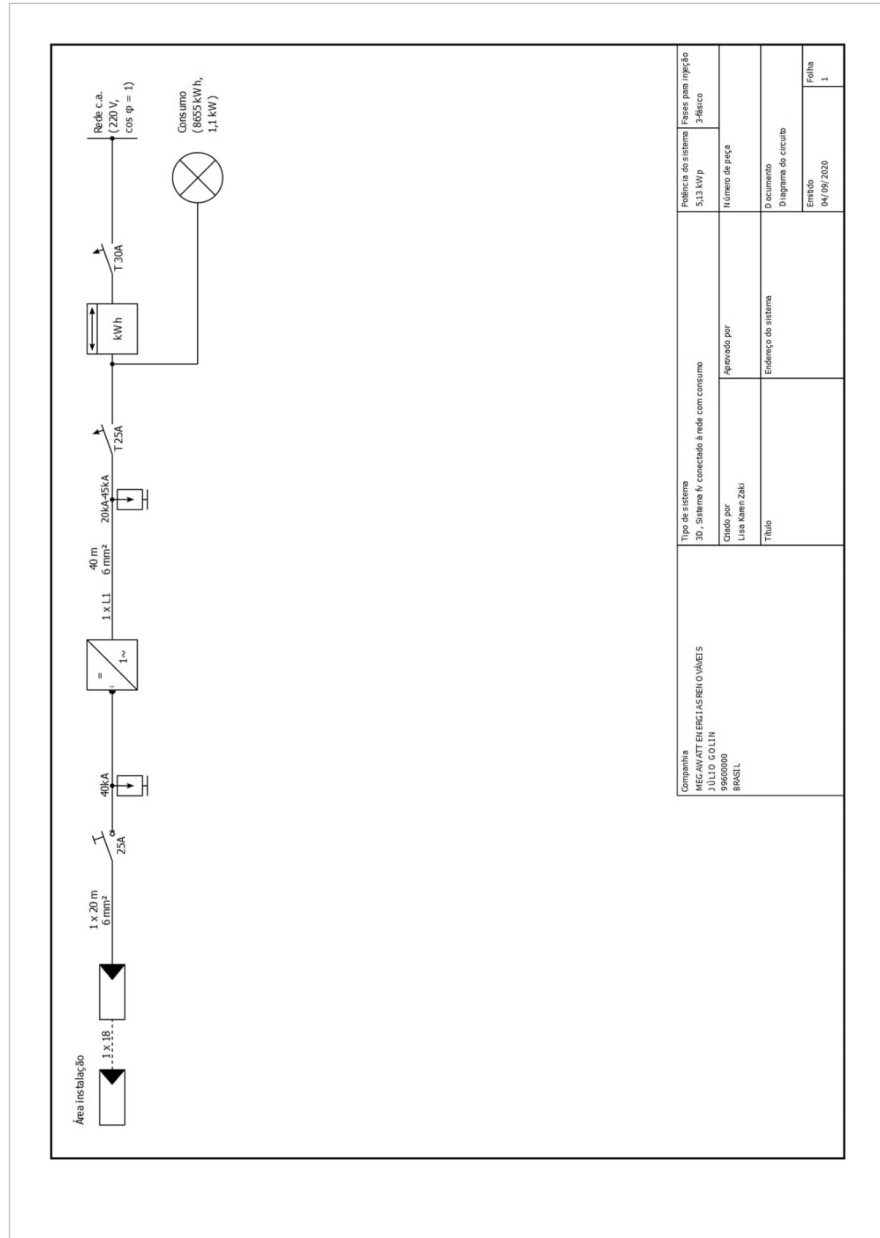


Figura: Diagrama do circuito

MEGAWATT ENERGIAS RENOVÁVEIS
Número da proposta: Sistema Solar Fotovoltaico

Planta das dimensões

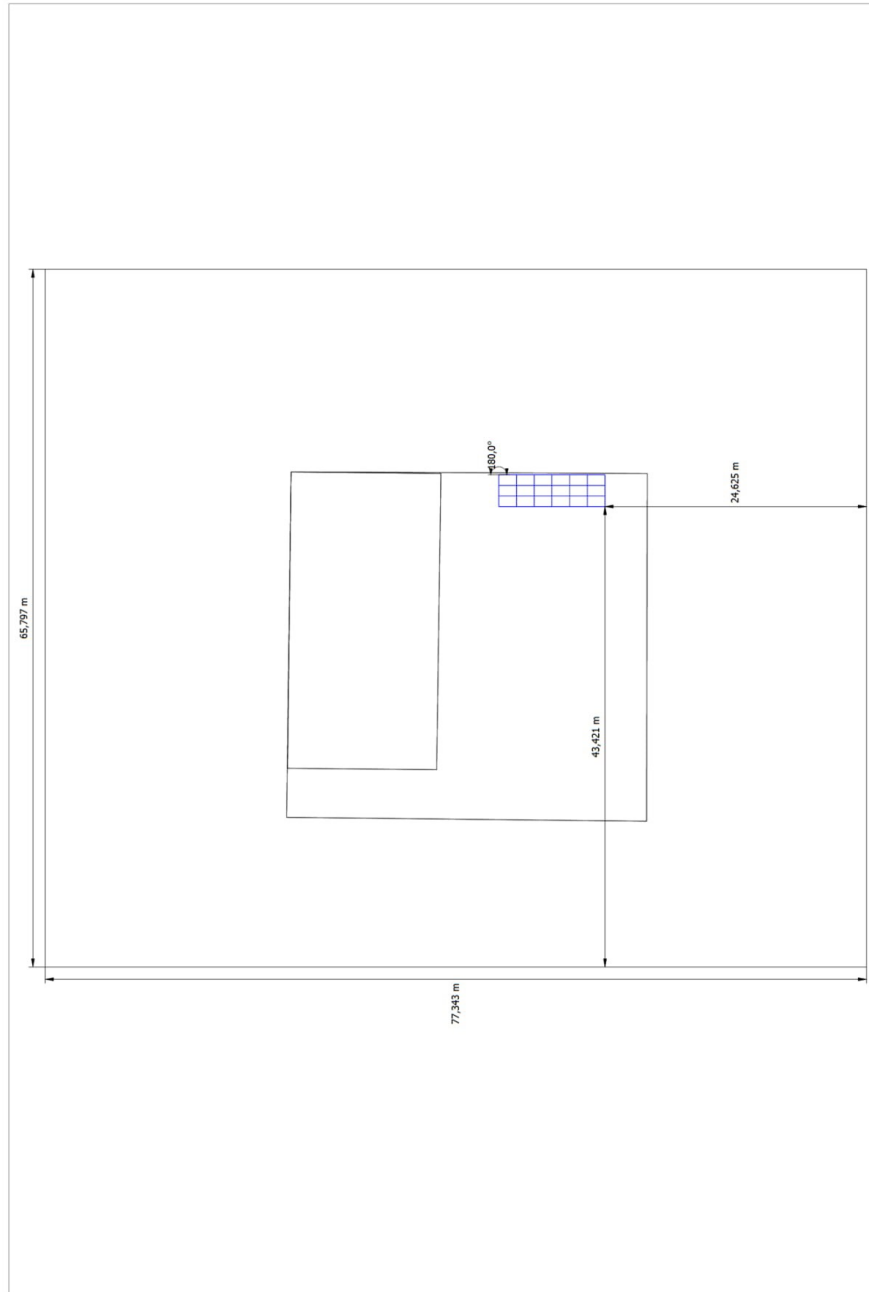


Figura: Área livre (Recorte do mapa)-Área Sul

Sistema Solar Fotovoltaico

Responsável: Lisa Karen Zaki
 Número da proposta: Projeto Estudo Dissertação

Plano de strings

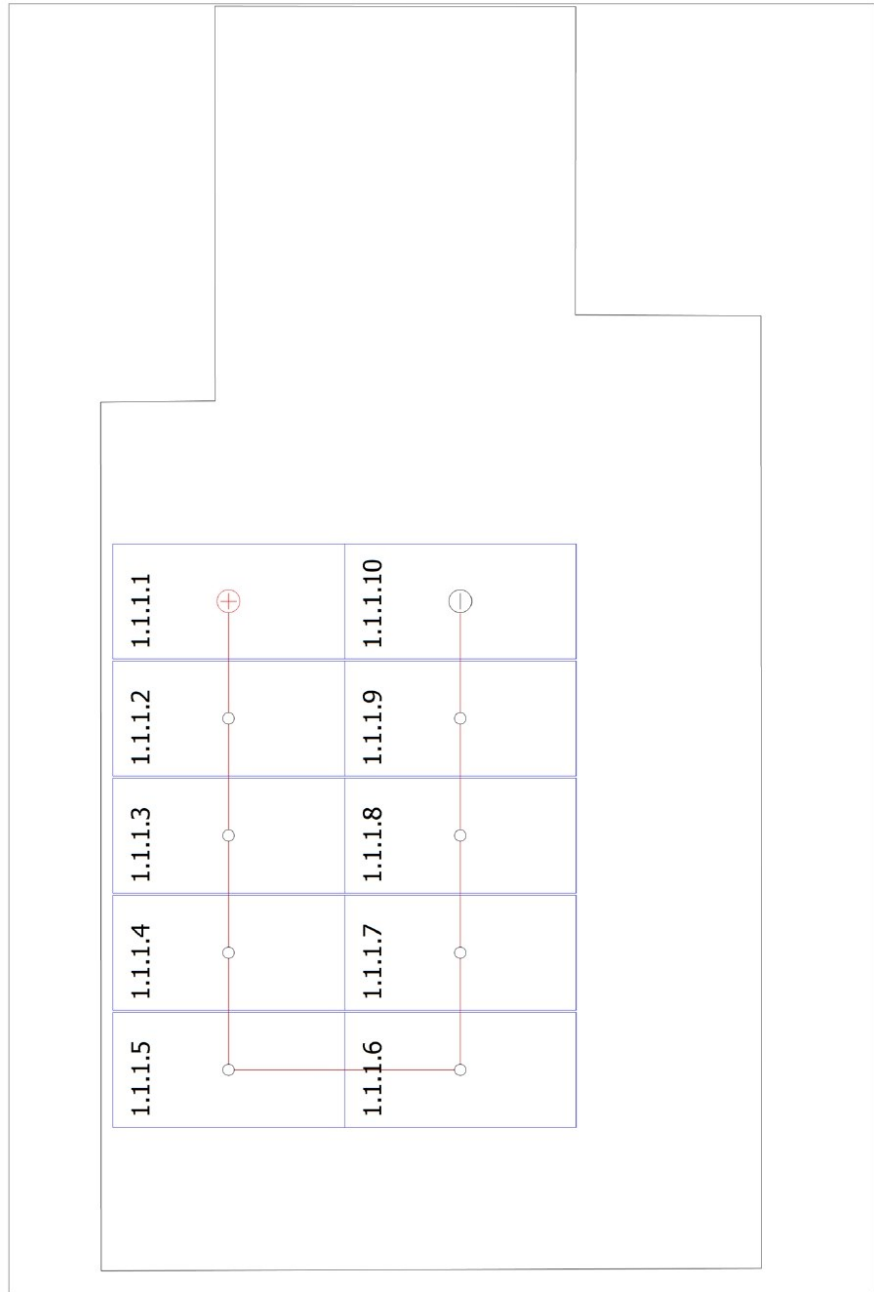


Figura: Objeto 3D aleatório 03-Área de montagem Norte

ANEXO C – Folheto de Dados Canadian Solar KuMax



KuMax

CS3U-355 | 360 | 365 | 370P

MÓDULO POLI DE ALTA EFICIÊNCIA
(1000 V / 1500 V)

Com a tecnologia de células Poli líder de mercado da Canadian Solar e com a inovadora tecnologia de módulos LIC (Baixa Corrente Interna), agora somos capazes de oferecer módulos Poli de alta potência, de até 365 Watts, a nossos clientes globais. Os módulos Poli KuMax, com dimensões de 2000 x 992 mm, próximas das dimensões de nossos módulos MaxPower de 72 células, possuem as seguintes características:

MAIS POTÊNCIA



Baixa perda de potência na conexão entre células



Baixo NMOT: 42 ± 3 °C
Baixo coeficiente de temperatura (Pmax): -0.37 % / °C



Melhor tolerância a sombra



Alto grau PTC, de até: 93.11 %

MAIS CONFIÁVEIS



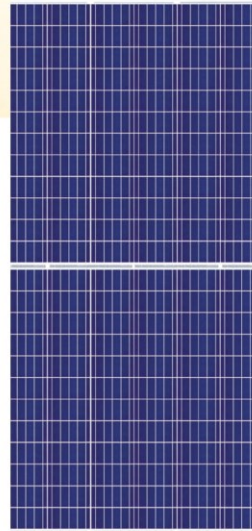
Temperatura de ponto quente mais baixa



Minimiza as microfissuras



Carga pesada de neve de até 5400 Pa,
carga de vento de até 2400 Pa



25
anos

de garantia de potência de saída linear

12
anos

Garantia de fabricação do produto

De acordo com o termo de garantia limitada Canadian Solar

CERTIFICADOS DO SISTEMA DE GESTÃO*

ISO 9001:2008 / Sistema de Gestão da Qualidade
ISO 14001:2004 / Padrões do Sistema de Gestão Ambiental
OHSAS 18001:2007 / Padrões Internacionais para Segurança e Saúde Ocupacional

CERTIFICADOS DO PRODUTO*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / CQC / CGC / MCS / INMETRO
UL 1703 / IEC 61215 Desempenho: Registro CEC (EE.UU.) / FSEC (Florida, EE.UU.)
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
Folheto



* Uma vez que existem diversos requisitos de certificação nos vários mercados, pedimos que contate o Representante de vendas da Canadian Solar, para saber os certificados específicos aplicáveis aos produtos e à região onde serão usados. Se as instalações do módulo precisarem ser feitas de forma diferente da especificada em nosso Manual de Instalação, contate o Representante Técnico da Canadian Solar.

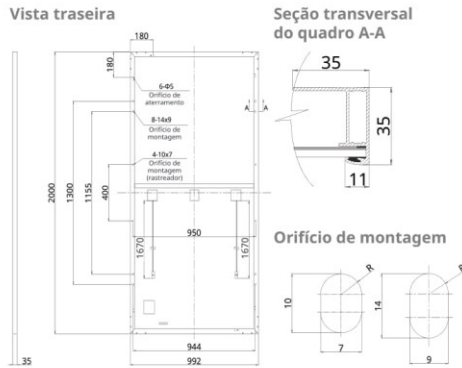
* Para informações detalhadas, por favor, consulte o Manual de Instalação.

CANADIAN SOLAR BRASIL

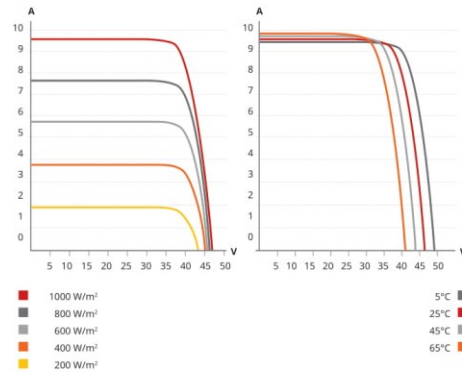
Av. Roque Petroni Junior, 999, 4º andar, Vila Gertrudes, São Paulo, Brasil, CEP 04707 910 | www.canadiansolar.com | sales.br@canadiansolar.com

A **CANADIAN SOLAR BRASIL** tem o compromisso de fornecer produtos, serviços e soluções de alta qualidade em sistemas solares, para clientes de todo o mundo. Líder no desenvolvimento de projetos de sistemas PV e na fabricação de módulos solares, com mais de 38 GW implantados em todo o mundo, desde 2001, a Canadian Solar Inc. é uma das empresas de energia solar de maior reputação em todo o mundo.

DESENHO DE ENGENHARIA (mm)



CS3U-365P / I-V CURVAS



DADOS ELÉTRICOS | STC*

CS3U	355P	360P	365P	370P
Máx. potência nominal (Pmax)	355 W	360 W	365 W	370 W
Tensão de operação (Vmp)	39,4 V	39,6 V	39,8 V	40,0 V
Corrente de operação (Imp)	9,02 A	9,10 A	9,18 A	9,26 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	46,8 V	47,0 V	47,2 V	47,4 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	9,59 A	9,67 A	9,75 A	9,83 A
Eficiência do módulo	17,89%	18,15%	18,40%	18,65%
Temperatura de operação	-40°C ~ +85°C			
Máx. Tensão do Sistema	1500V (IEC/UL) ou 1000V (IEC/UL)			
Desempenho antichamas do módulo	TIPO 1 (UL 1703) ou CLASSE C (IEC 61730)			
Valor máximo do fusível em série	30 A			
Classificação da aplicação	Classe A			
Tolerância de potência	0 ~ + 5 W			

* Sob condições de teste padrão (STC) de irradiância de 1000 W/m², espectro AM 1.5 e temperatura de célula de 25°C.

DADOS MECÂNICOS

Especificação	Dados
Tipo de célula	Policristalina, 156,75 × 78,38 mm
Arranjo de células	144 [2 × (12 × 6)]
Dimensões	2000 × 992 × 35 mm (78,7 × 39,1 × 1,38 pol.)
Peso	22,5 kg (49,6 lbs)
Vidro frontal	Vidro temperado de 3,2 mm
Quadro	Liga de Alumínio Anodizado, com barra transversal
Caixa de Junção	IP68, 3 diodos
Cabo	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Comprimento do Cabo	Retrato: 400 mm (15,7 pol.) (+) / 280 mm (11,0 pol.) (-); paisagem: 1250 mm (49,2 pol.); conexão leap-frog: 1670 mm (65,7 pol.)*
Conector	Série T4, H4 UTX ou MC4-EVO2
Por palete	30 peças
Por container (40' HQ)	660 peças

DADOS ELÉTRICOS | NMOT*

CS3U	355P	360P	365P	370P
Máx. potência nominal (Pmax)	264 W	268 W	271 W	275 W
Tensão de operação (Vmp)	36,6 V	36,8 V	37,0 V	37,2 V
Corrente de operação (Imp)	7,21 A	7,27 A	7,34 A	7,40 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	43,9 V	44,1 V	44,3 V	44,4 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	7,74 A	7,80 A	7,87 A	7,93 A

* Sob temperatura nominal de operação do módulo (NMOT), irradiância de 800 W/m², espectro AM 1,5, temperatura ambiente de 20°C e velocidade do vento de 1 m/s.

CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA

Especificação	Dados
Coefficiente de Temperatura (Pmax)	-0.37 % / °C
Coefficiente de Temperatura (Voc)	-0.29 % / °C
Coefficiente de Temperatura (Isc)	0.05 % / °C
Temperatura Nominal de Operação do Módulo	42 ± 3°C

SEÇÃO DE PARCEIROS



* As especificações e características principais contidas nesta ficha de dados poderão diferir ligeiramente das dos produtos reais, devido à inovação e melhorias efetuadas continuamente nestes produtos. A Canadian Solar Inc. se reserva o direito de fazer quaisquer ajustes necessários nas informações descritas aqui, a qualquer tempo, sem aviso.

ANEXO D – Folheto de Dados Canadian Solar KuPower



KuPower CS3K-275 | 280 | 285 | 290P (1000 V / 1500 V)



5BB

*Black frame product can be provided upon request.

MORE POWER



Low power loss in cell connection



Low temperature coefficient (Pmax): -0.38 % / °C



Better shading tolerance



High PTC rating of up to: 92.55 %

MORE RELIABLE



Lower hot spot temperature



Minimizes micro-cracks



Heavy snow load up to 6000 Pa, wind load up to 4000 Pa*



25 years linear power output warranty*



12 years enhanced product warranty on materials and workmanship*

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES

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

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / CQC / CGC / MCS
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
Take-e-way



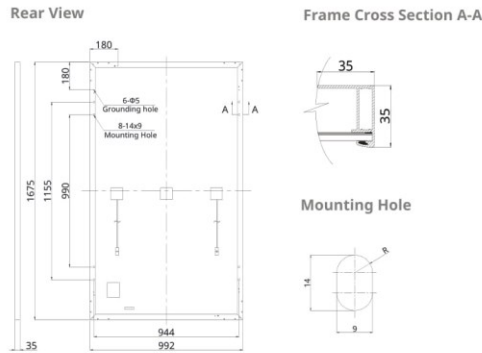
* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 36 GW deployed around the world since 2001.

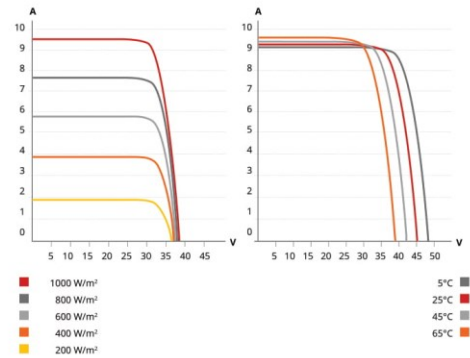
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

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

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS3K-280P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3K	275P	280P	285P	290P
Nominal Max. Power (Pmax)	275 W	280 W	285 W	290 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	31.0 V	31.2 V	31.4 V	32.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.88 A	8.98 A	9.08 A	8.98 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.7 V	37.9 V	38.1 V	38.9 V
Short Circuit Current (Isc)	9.38 A	9.47 A	9.56 A	9.49 A
Module Efficiency	16.55%	16.85%	17.15%	17.45%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or Class C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	30 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

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

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3K	275P	280P	285P	290P
Nominal Max. Power (Pmax)	203 W	207 W	211 W	214 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	28.6 V	28.8 V	29.0 V	29.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.10 A	7.18 A	7.26 A	7.18 A
Open Circuit Voltage (Voc)	35.1 V	35.3 V	35.5 V	36.2 V
Short Circuit Current (Isc)	7.57 A	7.64 A	7.72 A	7.66 A

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	120 [2 X (10 X 6)]
Dimensions	1675 X 992 X 35 mm (65.9 X 39.1 X 1.38 in)
Weight	18.5 kg (40.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 400 mm (15.7 in) (+) / 280 mm (11.0 in) (-); landscape: 1160 mm (45.7 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	840 pieces

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

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.38 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	43 ± 3°C

PARTNER SECTION



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

CANADIAN SOLAR INC.

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

ANEXO E – Folheto de Dados Inversor ABB DM UNO



SOLAR INVERTERS

ABB string inverters

UNO-DM-1.2/2.0/3.3/4.0/4.6/5.0-TL-PLUS

1.2 to 5.0 kW



The new UNO-DM-PLUS single-phase inverter family, with power ratings from 1.2 to 5.0 kW, is the optimal solution for residential installations.

01

—
01 UNO-DM-
1.2/2.0/3.3/4.0/4.6/5.0-
TL-PLUS outdoor
string inverter

One size fits all

The new design wraps ABB's quality and engineering into a lightweight and compact package thanks to technological choices optimized for installations with different orientation.

All power ratings share the same overall volume, allowing higher performance in a minimum space, and have a dual Maximum Power Point Tracker (2 MPPT).

Easy to install, fast to commission

The presence of Plug and Play connectors, both on the DC and AC side, as well as the wireless communication, enable a simple, fast and safe installation without the need of opening the front cover of the inverter.

The featured easy commissioning routine removes the need for a long configuration process, resulting in lower installation time and costs.

Improved user experience thanks to a build in User Interface (UI), which enables access to features such as advanced inverter configuration settings, dynamic feed-in control and load manager, from any WLAN enabled devices (smartphone, tablet or PC).

Smart capabilities

The embedded logging capabilities and direct transferring of the data to Internet (via Ethernet or WLAN) allow customers to enjoy the whole Aurora

Vision® remote monitoring experience.

The advanced communication interfaces (WLAN, Ethernet, RS485) combined with an efficient Modbus (RTU/TCP) communication protocol, Sunspec compliant, allow the inverter to be easily integrated within any smart environment and with third party monitoring and control systems.

A complete set of control functions with the embedded efficient algorithm, enabling dynamic control of the feed-in (i.e. zero injection), make the inverter suitable for worldwide applications in compliance with regulatory norms and needs of the utilities.

The future-proof and flexible design enables integration with current and future devices for smart building automation.

Highlights

- Wireless access to the embedded Web User Interface
- Easy commissioning capability
- Future-proof with embedded connectivity for smart building and smart grid integration
- Dynamic feed-in control (for instance "zero injection")
- Remote Over The Air (OTA) firmware upgrade for inverter and components
- Modbus TCP/RTU Sunspec compliant
- Remote monitoring via Aurora Vision® cloud
- Dual input section with independent MPPT

PRODUCT FLYER FOR UNO-DM-1.2/2.0/3.3/4.0/4.6/5.0-TL-PLUS ABB SOLAR INVERTERS

ABB string inverters

UNO-DM-1.2/2.0/3.3/4.0/4.6/5.0-TL-PLUS
1.2 to 5.0 kW



Technical data and types

Type code	UNO-DM-1.2-TL-PLUS	UNO-DM-2.0-TL-PLUS	UNO-DM-3.3-TL-PLUS
Input side			
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)		600 V	
Start-up DC input voltage (V_{start})	120 V (adj. 100...150 V)	150 V (adj. 100...250 V)	200 V (adj. 120...350 V)
Operating DC input voltage range ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$)		0.7 x $V_{start}...580$ V (min 90 V)	
Rated DC input voltage (V_{dc})	185 V	300 V	360 V
Rated DC input power (P_{dc})	1500 W	2500 W	3500 W
Number of independent MPPT	1	1	2
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPTmax}$)	1500 W	2500 W	2000 W
DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at P_{acr}	100...530 V	210...530 V	170...530 V
DC power limitation with parallel configuration of MPPT	N/A	N/A	Linear derating from Max to Null [530 V ≤ V_{MPPT} ≤ 580 V]
DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at P_{acr} , max unbalance example	N/A	N/A	2000 W [200 V ≤ V_{MPPT} ≤ 530 V] the other channel: P_{acr} -2000 W [112 V ≤ V_{MPPT} ≤ 530 V]
Maximum DC input current (I_{dcmax}) / for each MPPT ($I_{MPPTmax}$)	10.0 A	10.0 A	20.0 / 10.0 A
Maximum input short circuit current for each MPPT	12.5 A	12.5 A	12.5 / 25.0 A
Number of DC input pairs for each MPPT		1	
DC connection type ¹⁾		Quick Fit PV Connector	
Input protection			
Reverse polarity protection		Yes, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT-varistor		Yes	
Photovoltaic array isolation control		According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)		25 A / 600 V	
Output side			
AC grid connection type		Single-phase	
Rated AC power ($P_{acr}@cos\phi=1$)	1200 W	2000 W	3300 W
Maximum AC output power ($P_{acmax}@cos\phi=1$)	1200 W	2000 W	3300 W
Maximum apparent power (S_{max})	1200 VA	2000 VA	3300 VA
Rated AC grid voltage (V_{ac})		230 V	
AC voltage range ³⁾		180...264 V	
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	5.5 A	10.0 A	14.5 A
Contributory fault current	10.0 A	12.0 A	16.0 A
Rated output frequency (f_r) ⁴⁾		50/60 Hz	
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$) ⁴⁾		47...53/57...63 Hz	
Nominal power factor and adjustable range		> 0.995, adj. ± 0.1 - 1 (over/under excited)	
Total current harmonic distortion		< 3.5%	
AC connection type		Female connector from panel	
Output protection			
Anti-islanding protection		According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	10.0 A	16.0 A	20.0 A
Output overvoltage protection - varistor		2 (L - N / L - PE)	

PRODUCT FLYER FOR UNO-DM-1.2/2.0/3.3/4.0/4.6/5.0-TL-PLUS ABB SOLAR INVERTERS

ABB string inverters

UNO-DM-1.2/2.0/3.3/4.0/4.6/5.0-TL-PLUS
1.2 to 5.0 kW

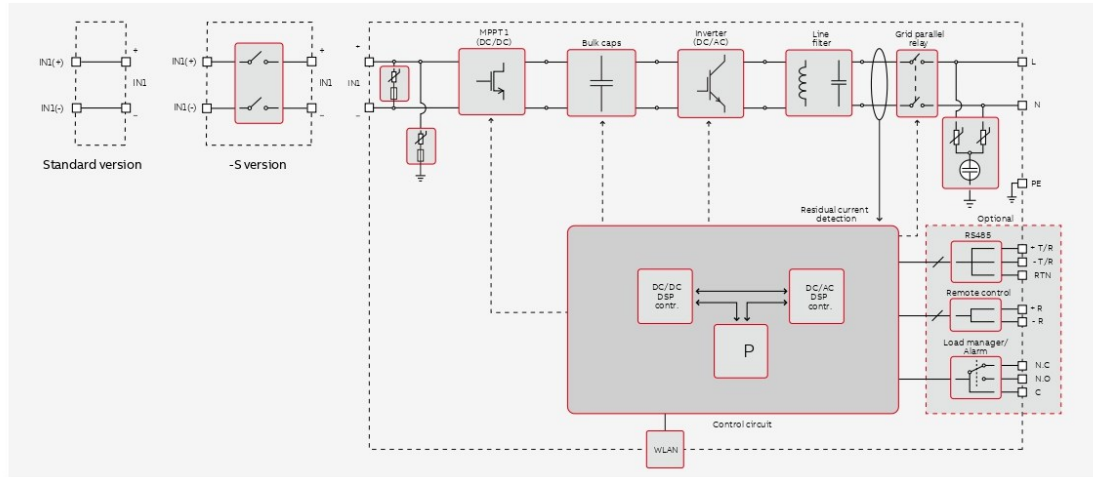


Technical data and types

Type code	UNO-DM-1.2-TL-PLUS	UNO-DM-2.0-TL-PLUS	UNO-DM-3.3-TL-PLUS
Input side			
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)		600 V	
Start-up DC input voltage (V_{start})	120 V (adj. 100...150 V)	150 V (adj. 100...250 V)	200 V (adj. 120...350 V)
Operating DC input voltage range ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$)		0.7 x $V_{start}...580$ V (min 90 V)	
Rated DC input voltage (V_{dc})	185 V	300 V	360 V
Rated DC input power (P_{dc})	1500 W	2500 W	3500 W
Number of independent MPPT	1	1	2
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPTmax}$)	1500 W	2500 W	2000 W
DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at P_{acr}	100...530 V	210...530 V	170...530 V
DC power limitation with parallel configuration of MPPT	N/A	N/A	Linear derating from Max to Null [530 V ≤ V_{MPPT} ≤ 580 V]
DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at P_{acr} , max unbalance example	N/A	N/A	2000 W [200 V ≤ V_{MPPT} ≤ 530 V] the other channel: P_{acr} -2000 W [112 V ≤ V_{MPPT} ≤ 530 V]
Maximum DC input current ($I_{dc,max}$) / for each MPPT ($I_{MPPTmax}$)	10.0 A	10.0 A	20.0 / 10.0 A
Maximum input short circuit current for each MPPT	12.5 A	12.5 A	12.5 / 25.0 A
Number of DC input pairs for each MPPT		1	
DC connection type ¹⁾		Quick Fit PV Connector	
Input protection			
Reverse polarity protection		Yes, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT-varistor		Yes	
Photovoltaic array isolation control		According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)		25 A / 600 V	
Output side			
AC grid connection type		Single-phase	
Rated AC power ($P_{acr}@cos\phi=1$)	1200 W	2000 W	3300 W
Maximum AC output power ($P_{ac,max}@cos\phi=1$)	1200 W	2000 W	3300 W
Maximum apparent power (S_{max})	1200 VA	2000 VA	3300 VA
Rated AC grid voltage (V_{ac})		230 V	
AC voltage range ³⁾		180...264 V	
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	5.5 A	10.0 A	14.5 A
Contributory fault current	10.0 A	12.0 A	16.0 A
Rated output frequency (f_r) ⁴⁾		50/60 Hz	
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$) ⁴⁾		47...53/57...63 Hz	
Nominal power factor and adjustable range		> 0.995, adj. ± 0.1 - 1 (over/under excited)	
Total current harmonic distortion		< 3.5%	
AC connection type		Female connector from panel	
Output protection			
Anti-islanding protection		According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	10.0 A	16.0 A	20.0 A
Output overvoltage protection - varistor		2 (L - N / L - PE)	

PRODUCT FLYER FOR UNO-DM-1.2/2.0/3.3/4.0/4.6/5.0-TL-PLUS ABB SOLAR INVERTERS

ABB UNO-DM-1.2/2.0-TL-PLUS string inverter block diagram



Technical data and types

Type code	UNO-DM-1.2-TL-PLUS	UNO-DM-2.0-TL-PLUS	UNO-DM-3.3-TL-PLUS
Operating performance			
Maximum efficiency (η_{max})	94.8%	96.7%	97.0%
Weighted efficiency (EURO/CEC)	92.0%	95.0%	96.5% / -
Feed in power threshold		8 W	
Night consumption		<0.4 W	
Embedded communication			
Embedded communication interface ⁵⁾		Wireless	
Embedded communication protocol		ModBus TCP (SunSpec)	
Commissioning tool		Web User Interface, Display, Aurora Manager Lite	
Monitoring		Plant Portfolio Manager, Plant Viewer, Plant Viewer for Mobile	
Optional board UNO-DM-COM kit			
Optional communication interface	RS485 (use with meter for dynamic feed-in control), Alarm/Load manager relay, Remote ON/OFF		
Optional communication protocol		ModBus RTU (SunSpec), Aurora Protocol	
Optional board UNO-DM-PLUS Ethernet COM kit			
Optional communication interface		Ethernet, RS485 (use with meter for dynamic feed-in control), Alarm/Load manager relay, Remote ON/OFF	
Optional communication protocol		ModBus TCP (SunSpec), ModBus RTU (SunSpec), Aurora Protocol	
Environmental			
Ambient temperature range	-25...+60°C /-13...140°F with derating above 50°C/122°F	-25...+60°C /-13...140°F with derating above 50°C/122°F	-25...+60°C /-13...140°F with derating above 50°C/122°F
Relative humidity		0...100 % condensing	
Maximum operating altitude without derating		2000 m / 6560 ft	
Physical			
Environmental protection rating		IP 65	
Cooling		Natural	
Dimension (H x W x D)		553 x 418 x 175 mm / 21.8" x 16.5" x 6.9"	
Weight		15 kg / 33 lbs	
Mounting system		Wall bracket	
Safety			
Isolation level		Transformerless	
Marking		CE, RCM	
Safety and EMC standard	EN 50178, IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, AS/NZS 3100, EN 61000-6-1, EN 61000-6-3, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3		
Grid standard (check your sales channel for availability) ⁷⁾	CEI 0-21, DIN V VDE V 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G83/2, G59/3, RD 413, ITC-BT-40, AS/NZS 4777.2, C10/11, IEC 61727, IEC 62116		
Available products variants			
Standard	UNO-DM-1.2-TL-PLUS-B	UNO-DM-2.0-TL-PLUS-B	UNO-DM-3.3-TL-PLUS-B
With DC switch	UNO-DM-1.2-TL-PLUS-SB	UNO-DM-2.0-TL-PLUS-SB	UNO-DM-3.3-TL-PLUS-SB

¹⁾Refer to the document "String inverter – Product Manual appendix" available at www.abb.com/solarinverters to know the brand and the model of the quick fit connector"

²⁾For UK G83/2 setting, maximum output current limited to 16 A up to a maximum output Pacr of 3600 W and a maximum apparent power of 3600 VA

³⁾The AC voltage range may vary depending on specific country grid standard

⁴⁾The Frequency range may vary depending on specific country grid standard; CE is valid for 50Hz only

⁵⁾As per IEEE 802.11 b/g/n standard

⁶⁾Pacr = 4200 W @ 45°C/113°F

⁷⁾Further grid standard will be added, please refer to ABB Solar page for further details
Remark: Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product

UNO-DM-PLUS:

Efficient, connected, smart.



Technical data and types

Type code	UNO-DM-4.0-TL-PLUS	UNO-DM-4.6-TL-PLUS	UNO-DM-5.0-TL-PLUS
Input side			
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	600 V		
Start-up DC input voltage (V_{start})	200 V (adj. 120...350 V)		
Operating DC input voltage range ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$)	0.7 x V_{start} ...580 V (min 90 V)		
Rated DC input voltage (V_{dc})	360 V		
Rated DC input power (P_{dc})	4250 W	4750 W	5150 W
Number of independent MPPT	2		
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPTmax}$)	3000 W	3000 W	3500 W
DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at P_{dc}	130...530 V	150...530 V	145...530 V
DC power limitation with parallel configuration of MPPT	Linear derating from Max to Null [$530V \leq V_{MPPT} \leq 580V$]		
DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at P_{dc} , max unbalance example	3000 W [$190 V \leq V_{MPPT} \leq 530 V$] the other channel: $P_{dc} - 3000 W$ [$90 V \leq V_{MPPT} \leq 530 V$]	3000 W [$190 V \leq V_{MPPT} \leq 530 V$] the other channel: $P_{dc} - 3000 W$ [$90 V \leq V_{MPPT} \leq 530 V$]	3500 W [$200 V \leq V_{MPPT} \leq 530 V$] the other channel: $P_{dc} - 3500 W$ [$90 V \leq V_{MPPT} \leq 530 V$]
Maximum DC input current (I_{dcmax}) / for each MPPT ($I_{MPPTmax}$)	32.0 / 16.0 A	32.0 / 16.0 A	38.0 / 19.0 A
Maximum input short circuit current for each MPPT	20.0 / 40.0 A	20.0 / 40.0 A	22.0 / 44.0 A
Number of DC input pairs for each MPPT	1		
DC connection type ¹⁾	Quick Fit PV Connector		
Input protection			
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source		
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	Yes		
Photovoltaic array isolation control	According to local standard		
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	25 A / 600 V		
Output side			
AC grid connection type	Single-phase		
Rated AC power (P_{ac} @ $\cos\phi=1$)	4000 W	4600 W	5000 W
Maximum AC output power (P_{acmax} @ $\cos\phi=1$)	4000 W ²⁾	4600 W	5000 W
Maximum apparent power (S_{max})	4000 VA ²⁾	4600 VA	5000 VA
Rated AC grid voltage (V_{ac})	230 V		
AC voltage range ³⁾	180...264 V		
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	17.2 A	20.0 A	22.0 A
Contributory fault current	19.0 A	22.0 A	24.0 A
Rated output frequency (f_r) ⁴⁾	50/60 Hz		
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$) ⁴⁾	47...53/57...63 Hz		
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, adj. $\pm 0.1 - 1$ (over/under excited)		
Total current harmonic distortion	< 3.5		
AC connection type	Female connector from panel		
Output protection			
Anti-islanding protection	According to local standard		
Maximum external AC overcurrent protection	25.0 A	25.0 A	32.0 A
Output overvoltage protection - varistor	2 (L - N / L - PE)		

ANEXO F – Folheto de Dados Inversor Fronius

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



SHIFTING THE LIMITS

FRONIUS PRIMO

/ O inversor comunicativo para gerenciamento de energia otimizada



/ Tecnologia SnapINverter



/ Interface WLAN



/ SuperFlex Design



/ Dynamic Peak Manager



/ Smart Grid Ready

/ O Fronius Primo com categorias de potência 3,0-8,2 kW completa perfeitamente a família SnapINverter. Este monofásico sem transformador é o inversor ideal para residências. Seu design inovador SuperFlex proporciona máxima flexibilidade na concepção do sistema, enquanto o sistema de montagem SnapINverter torna a instalação e manutenção mais fácil do que nunca. O pacote de comunicação padrão, inclui WLAN, gestão de energia, várias interfaces e muito mais, além disso, faz do Fronius Primo um inversor comunicativo aos usuários.

DADOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

DADOS DE ENTRADA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Max. corrente de entrada (Idc max1 / Idc max2)			12.0 A / 12.0 A		
Max. conjunto corrente curto-circuito (MPP1 / MPP2)			18.0 A / 18.0 A		
Min. tensão de entrada (Udc min)			80 V		
Feed-in tensão de entrada (Udc start)			80 V		
Tensão nominal de entrada (Udc,r)			710 V		
Max. tensão de entrada (Udc max)			1,000 V		
Faixa de tensão MPP (Umpp min - Umpp max)		200 - 800 V		210 - 800 V	240 - 800 V
Numero de rastreadores MPP			2		
Numero de conexões CC			2 + 2		

DADOS DE SAÍDA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Tensão nominal de saída (Pac,r)	3,000 W	3,500 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W
Max.potência de saída	3,000 VA	3,500 VA	3,680 VA	4,000 VA	4,600 VA
Max. corrente de saída (Iac max)	13.0 A	15.2 A	16.0 A	17.4 A	20.0 A
Conexão a rede (faixa de tensão)			1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)		
Frequência			50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)		
Distorção harmônica total			< 5 %		
Fator de potência (cos φac,r)			0.85 - 1 ind. / cap.		

DADOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

DADOS GERAIS	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Dimensões (height x width x depth)	645 x 431 x 204 mm				
Peso	21.5 kg				
Grau de proteção	IP 65				
Classe de proteção	1				
Categoria de sobrecarga (CC/CA) ¹⁾	2 / 3				
Consumo noturno	< 1 W				
Design do inversor	Sem transformador				
Resfriamento	Refrigeração de ar comprimido				
Instalação	Montagem interna e externa				
Faixa de temperatura ambiente	-40 -+55 °C				
Umidade relativa permitida	0 - 100 %				
Max. altitude	4,000 m				
Tecnologia de conexão	2x DC+1, 2x DC+2 and 4x DC- parafusos terminais 2.5 - 16 mm ²				
Tecnologia de conexão rede	3-pin CA de parafusos terminais 2.5 a 16 mm ²)				
Certificados	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2, G59/3, CEI 0-21, ABNT NR 16149				

EFICIÊNCIA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Max. eficiência	97.6 %	97.7 %	97.7 %	97.7 %	97.8 %
Eficiência Europeia (ηEU)	96.1 %	96.8 %	96.8 %	97.0 %	97.0 %
η at 5 % P _{ac,r} ²⁾	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %
η at 10 % P _{ac,r} ²⁾	84.1 / 86.5 / 86.1 %	86.3 / 93.6 / 91.8 %	86.3 / 93.6 / 91.8 %	86.6 / 93.9 / 92.2 %	88.9 / 94.4 / 92.9 %
η at 20 % P _{ac,r} ²⁾	90.3 / 95.5 / 94.8 %	91.6 / 96.2 / 95.2 %	91.6 / 96.2 / 95.2 %	92.2 / 96.7 / 95.6 %	93.0 / 97.0 / 95.9 %
η at 25 % P _{ac,r} ²⁾	91.8 / 96.4 / 95.1 %	92.7 / 96.9 / 95.8 %	92.7 / 96.9 / 95.8 %	93.2 / 97.2 / 96.1 %	93.9 / 97.2 / 96.6 %
η at 30 % P _{ac,r} ²⁾	92.7 / 96.9 / 96.0 %	93.5 / 97.2 / 96.3 %	93.5 / 97.2 / 96.3 %	94.0 / 97.2 / 96.8 %	94.5 / 97.3 / 96.9 %
η at 50 % P _{ac,r} ²⁾	94.5 / 97.4 / 97.0 %	95.0 / 97.7 / 97.3 %	95.0 / 97.7 / 97.3 %	95.2 / 97.8 / 97.4 %	95.6 / 97.9 / 97.6 %
η at 75 % P _{ac,r} ²⁾	95.4 / 97.9 / 97.7 %	95.6 / 97.8 / 97.8 %	95.6 / 97.8 / 97.8 %	95.8 / 97.9 / 97.8 %	96.0 / 97.9 / 97.8 %
η bei 100 % P _{ac,r} ²⁾	95.7 / 97.9 / 97.8 %	95.8 / 98.0 / 97.8 %	95.8 / 98.0 / 97.8 %	95.9 / 98.0 / 97.9 %	96.2 / 97.9 / 98.0 %
MPP adaptação eficiente	> 99.9 %				

DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Medição de isolamento CC	Sim				
Comportamento de sobrecarga	Mudança do ponto de operação, limitação da produção				
Disjuntor CC	Sim				

INTERFACES	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solarweb, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
6 entradas ou 4 digital in/out	Interface com receptor de telecomando				
USB (A socket)	Para entradas USB				
2 x RS422 (RJ45 socket) ³⁾	Fronius Solar Net				
Saída de sinal ³⁾	Gerenciamento de energia (saída de relé livre de potencial)				
Datalogger and Webserver	Integrado				
Entrada externa ³⁾	Medidor de conexão S0 / Avaliação da proteção da sobretensão				
RS485	Modbus RTU SunSpec ou medidor de conexão				

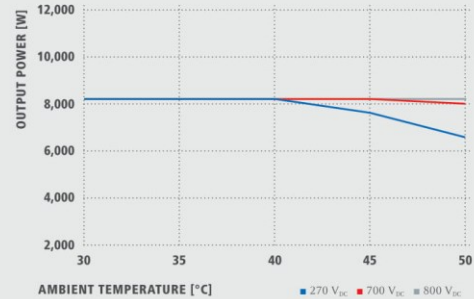
¹⁾De acordo com IEC 62109-1.²⁾E at U_{mp} min / U_{dc,r} / U_{mp} max³⁾Também disponível na versão leve.

Sujeito a modificações

FRONIUS PRIMO 8.2-1 CURVA DE EFICIÊNCIA



FRONIUS PRIMO 8.2-1 REDUÇÃO DE TEMPERATURA



DADOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO (5.0-1, 5.0-1 AUS, 6.0-1, 8.2-1)

DADOS DE ENTRADA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Max. corrente de entrada (Idc max1 / Idc max2)	12.0 A / 12.0 A		18.0 A / 18.0 A	
Max. conjunto corrente curto-circuito (MPP1 / MPP2)	18.0 A / 18.0 A		27.0 A / 27.0 A	
Min. tensão de entrada (Udc min)		80 V		
Feed-in tensão de entrada (Udc start)		80 V		
Tensão nominal de entrada (Udc,r)		710 V		
Max. tensão de entrada (Udc max)		1,000 V		
Faixa de tensão MPP (Umpp min - Umpp max)		240 - 800 V		270 - 800 V
Numero de rastreadores MPP		2		
Numero de conexões CC		2 + 2		

DADOS DE SAÍDA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Tensão nominal de saída (Pac,r)	5,000 W	4,600 W	6,000 W	8,200 W
Max.potência de saída	5,000 VA	5,000 VA	6,000 VA	8,200 VA
Max. corrente de saída (Iac max)	21.7 A	21.7 A	26.1 A	35.7 A
Conexão a rede (faixa de tensão)		1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)		
Frequência		50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)		
Distorção harmônica total		< 5 %		
Fator de potência (cos φac,r)		0.85 - 1 ind. / cap.		

DADOS GERAIS	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Dimensões (height x width x depth)		645 x 431 x 204 mm		
Peso		21.5 kg		
Grau de proteção		IP 65		
Classe de proteção		1		
Categoria de sobrecarga (CC/CA) ¹⁾		2 / 3		
Consumo noturno		< 1 W		
Design do inversor		Transformerless		
Resfriamento		Regulated air cooling		
Instalação		Indoor and outdoor installation		
Faixa de temperatura ambiente		-40 - +55 °C		
Umidade relativa permitida		0 - 100 %		
Max. altitude		4,000 m		
Tecnologia de conexão		2x DC+1, 2x DC+2 and 4x DC: parafusos terminais 2.5 - 16 mm ²		
Tecnologia de conexão rede		3-pin CA de parafusos terminais 2.5 a 16 mm ²		
Certificados	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2, G59/3, CEI 0-21, ABNT NR 16149			

¹⁾De acordo com IEC 62109-1. Sujeito a modificações

EFICIÊNCIA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Max. eficiência	97.8 %	97.8 %	97.8 %	97.8 %
Eficiência Europeia (ηEU)	97.1 %	97.1 %	97.3 %	97.5 %
η at 5 % P _{ac,r} ¹⁾	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %	84.6 / 86.5 / 86.0 %	85.5 / 89.6 / 88.5 %
η at 10 % P _{ac,r} ¹⁾	89.6 / 94.8 / 93.1 %	89.6 / 94.8 / 93.1 %	90.5 / 95.5 / 94.6 %	92.2 / 96.0 / 94.8 %
η at 20 % P _{ac,r} ¹⁾	93.4 / 97.2 / 96.2 %	93.4 / 97.2 / 96.2 %	94.0 / 97.2 / 96.8 %	94.9 / 97.4 / 97.2 %
η at 25 % P _{ac,r} ¹⁾	94.1 / 97.3 / 96.8 %	94.1 / 97.3 / 96.8 %	94.7 / 97.4 / 97.0 %	95.5 / 97.7 / 97.6 %
η at 30 % P _{ac,r} ¹⁾	94.7 / 97.4 / 97.0 %	94.7 / 97.4 / 97.0 %	95.1 / 97.6 / 97.3 %	95.8 / 97.9 / 97.7 %
η at 50 % P _{ac,r} ¹⁾	95.8 / 97.9 / 97.7 %	95.8 / 97.9 / 97.7 %	96.0 / 97.9 / 97.8 %	96.3 / 98.0 / 98.0 %
η at 75 % P _{ac,r} ¹⁾	96.1 / 98.0 / 97.9 %	96.1 / 98.0 / 97.9 %	96.2 / 98.0 / 98.0 %	96.3 / 98.1 / 97.9 %
η at 100 % P _{ac,r} ¹⁾	96.2 / 97.9 / 97.9 %	96.2 / 97.9 / 97.9 %	96.2 / 98.0 / 97.9 %	96.2 / 97.7 / 97.7 %
MPP adaptação eficiente	> 99.9 %			

DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Medição de isolamento CC	Sim			
Comportamento de sobrecarga	Mudança do ponto de operação, limitação da produção			
Disjuntor CC	Sim			

INTERFACES	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solarweb, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)			
6 entradas ou 4 digital in/out	Interface com receptor de telecomando			
USB (A socket)	Para entradas USB			
2 x RS422 (RJ45 socket) ¹⁾	Fronius Solar Net			
Saída de sinal ³⁾	Gerenciamento de energia (saída de relé livre de potencial)			
Datalogger and Webserver	Integrado			
Entrada externa ³⁾	Medidor de conexão SO / Avaliação da proteção da sobretensão			
RS485	Modbus RTU SunSpec ou medidor de conexão			

¹⁾ E at U_{mpp} min / U_{d,c,r} / U_{mpp} max
²⁾ Sujeito a modificações.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

NÓS TEMOS TRÊS DIVISÕES E UMA PAIXÃO: SUPERAR OS LIMITES DO POSSÍVEL.

/ Seja na Tecnologia de soldagem, no fotovoltaico ou na tecnologia de carregadores de bateria, o nosso objetivo é claro: queremos ser líderes em inovação. Com aproximadamente 3.300 funcionários em todo o mundo, nós superamos os limites do que é possível, como prova disso temos mais de 900 patentes concedidas. Enquanto os outros se desenvolvem lentamente, nós ultrapassamos barreiras. Desde sempre. O uso responsável de nossos recursos é a base do nosso negócio.

Para obter mais informações sobre todos os produtos Fronius e nossos parceiros de distribuição e representantes, visite www.fronius.com

v05 May 2015 PB

O texto e as imagens correspondem ao estado técnico atual no momento da impressão. Reservamos as alterações. Todas as indicações são, apesar de processadas cuidadosamente, sem garantia - responsabilidade excluída. Direito de autor © 2011 Fronius®. Todos os direitos reservados.

Filial AM
 R. Armando Mendes, 33
 Armando Mendes
 CEP: 69089-321
 Manaus AM
 Cel +55 92 8249-1415

Filial RS
 R. Inspetor Valdemar F.
 Arruda, 309 -
 Cinquentenário - Caxias do Sul
 CEP 95012-640 - RS
 Tel: +55 54 8115-6257

Filial SP Interior
 R. Padre Francisco Van
 Der Maas, 12-25
 Jd. Contorno - Bauru
 CEP 17047-020
 Tel. +55 14 98111-6277

Filial MG
 Rua LL, 213
 Arvoredo
 Contagem - MG
 CEP. 323113-188
 Tel +55 31 3472-6000

Filial PR
 Rua John Lennon, 225
 Afonso Pena, São José dos
 Pinhais - PR
 CEP. 83050-380
 Tel +55 41 3283-6217

**Fronius do Brasil Comércio
 Indústria e Serviços Ltda**

Escritório central
 Av. Dr. Ulysses Guimarães, 3389
 Vila Nogueira, Diadema, SP
 CEP: 09990-080
 Telefone +55 11 3563-3800
 Fax +55 11 3563-3777
 vendas.solar@fronius.com
 www.fronius.com.br

M.06.0192.EN v05 May 2015