

CENTRO ESTADUAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA PAULA SOUZA
FACULDADE DE TECNOLOGIA DE CAMPINAS
CURSO SUPERIOR DE TECNOLOGIA EM GESTÃO DE ENERGIA E
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

DANIELA CRISTINA DIAS DE SOUZA

VINICIUS FILARDI GRECCO

**ANÁLISE E COMPARAÇÃO ENTRE ÍNDICES PROJETADOS
E SISTEMA REAL IMPLANTADO DE UMA PLANTA
FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL EM FUNCIONAMENTO.**

CAMPINAS/SP

2022

CENTRO ESTADUAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA PAULA SOUZA
FACULDADE DE TECNOLOGIA DE CAMPINAS
CURSO SUPERIOR DE TECNOLOGIA EM GESTÃO DE ENERGIA E
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

DANIELA CRISTINA DIAS DE SOUZA

VINICIUS FILARDI GRECCO

**ANÁLISE E COMPARAÇÃO ENTRE ÍNDICES PROJETADOS
E SISTEMA REAL IMPLANTADO DE UMA PLANTA
FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL EM FUNCIONAMENTO.**

Trabalho de graduação apresentado por Daniela Cristina Dias de Souza e Vinicius Filardi Grecco como pré-requisito para a conclusão do Curso Superior de Tecnologia em Gestão de Energia e Eficiência Energética da Faculdade de Tecnologia de Campinas, elaborado sob a orientação do Prof. Francisco Del Moral Hernandez, DSc.

CAMPINAS/SP

2022

FICHA CATALOGRÁFICA
CEETEPS - FATEC Campinas - Biblioteca

S729a

SOUZA, Daniela Cristina Dias de
Análise e comparação entre índices projetados e sistema real
implantado de uma planta fotovoltaica residência em funcionamento.
Daniela Cristina de Souza e Vinicius Filardi Grecco.
Campinas, 2022.
82 p.; 30 cm.

Trabalho de Graduação do Curso de Gestão de Energia e Eficiência
Energética – Faculdade de Tecnologia de Campinas.
Orientador: Prof. Dr. Francisco Del Moral Hernandez.

1. Geração fotovoltaica. 2. Geração distribuída. 3. Monitoramento
fotovoltaico. 4. Análise e aspecto de geração fotovoltaico. I. Autor.
II. Faculdade de Tecnologia de Campinas. III. Título.

CDD 621.47

Catálogo-na-fonte: Bibliotecária: Aparecida Stradiotto Mendes – CRB8/6553

TG GEEE 22.2

Daniela Cristina Dias de Souza; Vinicius Filardi Grecco

**Análise e comparação entre índices projetados e sistema real
implantado de uma planta fotovoltaica em funcionamento**

Trabalho de Graduação apresentado como exigência parcial para obtenção do título de Tecnólogo em Gestão de Energia e Eficiência Energética, pelo CEETEPS / Faculdade de Tecnologia – Fatec Campinas.

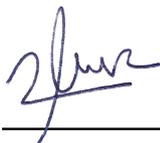
Campinas, 02 de dezembro de 2022.

BANCA EXAMINADORA

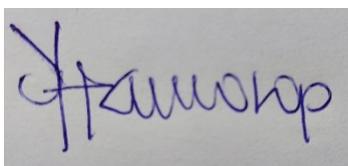


Prof. Dr. Francisco del Moral Hernandez

Francisco del Moral Hernandez
Fatec Campinas



Rafael de Almeida Ricardo
Fatec Campinas



Fernando de Lima Camargo
Fatec Campinas

RESUMO

O presente trabalho teve por finalidade (1) analisar um sistema fotovoltaico residencial instalado na cidade de Ribeirão Preto/SP com benefício do autoconsumo remoto e transferência de crédito para outra residência na cidade de Campinas/SP e (2) comparar os índices projetados versus índices concretizados nos aspectos relacionados à geração energética e econômico-financeira. Neste estudo foram utilizadas as faturas de energia do cliente para análise do histórico de consumo e, a partir daí, dimensionada a quantidade de energia gerada mensalmente. Com isso, realizaram-se simulações em softwares específicos para geração de energia distribuída e monitoramento através do aplicativo do micro inversor e uso de drone para a verificação da influência de intempéries sob a usina instalada, bem como fatores que influenciaram na geração solar fotovoltaica. Verificou-se nas análises comparativas, diferença de valores na geração energética simulada e real, além do consumo do cliente, em termos demanda energética e valores monetários, que foram detalhadamente descritos ao longo deste trabalho.

Palavras-chave: geração fotovoltaica; geração distribuída; monitoramento fotovoltaico; análise e aspectos de geração fotovoltaico; projeto; energia solar; viabilidade técnico-econômica; efeito Jevons; paradoxo Jevons; simulações em software; autoconsumo remoto; dimensionamento fotovoltaico.

ABSTRACT

This work aims to (1) analyze a residential photovoltaic system installed in the city of Ribeirão Preto/SP with the benefit of remote self-consumption and transfer of credit to another residence in the city of Campinas/SP and (2) compare the planned indice versus real indice related to energy generation and financial economy. In this study, the customer's energy bills were used to analyze the consumption history and scale the amount of energy generated monthly. After that, simulations were carried out in specific software for distributed energy generation, monitoring through micro inverter application and drone to verify the influence of weather under the installed plant, as well as factors that influence solar photovoltaic generation. In the comparative analyses, differences in values in simulated and real energy generation were verified, in addition to customer consumption, in terms of energy demand and monetary values, which will be described in detail throughout this work.

Keywords: generation; monitoring; analysis; project.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Histórico de Consumo UC Campinas-SP.....	21
Figura 2 - Histórico de Consumo UC Ribeirão Preto-SP	21
Figura 3 – Curva de sombreamento, com exposição com inclinação de 5° e orientação -137 °, exposto com uma orientação de -137,20° (azimute) em relação ao sul, e com inclinação horizontal de 5°.....	26
Figura 4 - Curva de sombreamento, com exposição com inclinação de 5° e orientação -138 °, exposto com uma orientação de -137,70° (azimute) em relação ao sul, e com inclinação horizontal de 5°.....	26
Figura 5 - Layout do diagrama.....	34
Figura 6 - Render 3d da planta fotovoltaica considerando a montagem conforme arranjo estabelecido no diagrama.....	34
Figura 7 - Foto zenital do sistema fotovoltaico implantado.....	38
Figura 8 - Foto em perspectiva do sistema fotovoltaico implantado.....	38
Figura 11 - Nebulosidade no inverno em Ribeirão Preto	44
Figura 12 - Curvas de radiação solar ao longo dos meses, para condição de sol pleno.....	46
Figura 13 - Padrões de curvas de potência com base nas variações meteorológicas.....	47
Figura 14 - Curvas de potência diária no mês de junho 2022.....	48
Figura 16 - Curvas de potência diária no mês de julho 2022.....	49
Figura 17 - Curvas de potência diária no mês de agosto 2022	50
Figura 18 - Curva média mensal de potência diária (W) para os meses de junho, julho e agosto de 2022.....	51
Figura 19 - Fator de Capacidade por fonte geradora.....	53
Figura 21 - Separação de strings solares do sistema fotovoltaico instalado.....	58
Figura 22 - Geração mensal (kWh) por string.....	58
Figura 23 - Foto do sistema fotovoltaico às 7h00.....	60
Figura 24 - Foto do sistema fotovoltaico às 8h00.....	60

Figura 25 - Foto do sistema fotovoltaico às 9h00.	61
Figura 26 - Foto do sistema fotovoltaico às 10h00.	61
Figura 27 - Foto do sistema fotovoltaico às 11h00.	62
Figura 28 - Foto do sistema fotovoltaico às 12h00.	62
Figura 29 - Foto do sistema fotovoltaico às 15h00.	63
Figura 30 - Foto do sistema fotovoltaico às 16h00.	63
Figura 31 - Foto do sistema fotovoltaico às 17h00.	64
Figura 32 - Foto do sistema fotovoltaico às 18h00.	64
Figura 33 - Poeira acumulada nos módulos, foto retirada no dia 13/08/2022.	66
Figura 34 - Limpeza da string A, foto retirada no dia 23/08/2022.	67

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Estimativa da média mensal de consumo em kWh, calculado por meio da equação da linha de tendência da média móvel obtida anteriormente.....	23
Tabela 2 - Radiação solar na Horizontal, nas imediações de Ribeirão Preto	25
Tabela 3 - Valores mensais de radiação solar simulados para a expos. Incl. 5° orient. -137	27
Tabela 4 - Valores mensais de radiação solar simulados para a expos. Incl. 5° orient. -138	28
Tabela 5 - Características técnicas do gerador fotovoltaico considerado para o projeto.....	29
Tabela 6 - Características técnicas dos módulos fotovoltaicos considerado para o projeto.....	29
Tabela 7 - Dados técnicos dos micros inversores considerado para o projeto.....	31
Tabela 8 - Cálculo da energia total produzida pelo sistema.....	32
Tabela 9 - Perdas por sombreamento de obstáculos (mensais estimadas).....	33
Tabela 10 - Perdas de potência no sistema.....	33
Tabela 11 - Produção de Energia considerando as perdas	35
Tabela 12 - Produção de Energia (kWh) do sistema FV instalado.....	39
Tabela 13- Comparativo Fator de Capacidade Simulação x Fator de Capacidade Real.....	54
Tabela 14 - Performance Ratio mensal do sistema fotovoltaico.....	56
Tabela 15 - Valores mensais de geração de energia (kWh) por string e diferença entre geração da string A e string B.	59
Tabela 16 - Energia diária, em kWh, por string da usina solar em Ribeirão Preto.....	68
Tabela 17 - Geração de energia por string a partir do dia 23/08/2022, após limpeza da string A.....	69
Tabela 18 - Comparação conta de energia em valores reais a pagar.....	70
Tabela 19 - Consumo estimado e geração real da unidade consumidora e geradora em Ribeirão Preto/SP.	73

Tabela 20 - Consumo e créditos obtidos pelo autoconsumo remoto na unidade consumidora de Campinas/SP.	73
Tabela 21 - Panorama geral considerando-se as duas unidades consumidoras com a usina em Ribeirão Preto/SP e autoconsumo em Campinas/SP.	73
Tabela 22 - Consumo, geração, crédito e energia faturada na unidade consumidora e geradora em Ribeirão Preto/SP, conforme período de fechamento das contas mensais	75
Tabela 23 - Consumo, geração, crédito e energia faturada na unidade consumidora de Campinas/SP, conforme período de fechamento das contas mensais.	75
Tabela 24 - Consumo real e geração real da unidade consumidora e geradora em Ribeirão Preto/SP	76
Tabela 25 - Consumo e créditos reais obtidos pelo autoconsumo remoto na unidade consumidora de Campinas/SP.	76
Tabela 26 - Panorama geral real considerando-se as duas unidades consumidoras com a usina em Ribeirão Preto/SP e autoconsumo em Campinas/SP.	76

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Consumo em kWh das duas UC's e linha de tendência da média móvel, período de 1 ano.....	22
Gráfico 2 - Radiação solar para expos. Incl. 5° orient. -137°	27
Gráfico 3 - Radiação solar para expos. Incl. 5° orient. -138°	28
Gráfico 4 - Payback Estimado	36
Gráfico 5 - VPL Estimado	36
Gráfico 6 - TIR Estimado	37
Gráfico 7 - Geração em kWh para meses cheios do sistema fotovoltaico instalado..	40
Gráfico 8 – “Payback” sistema FV em funcionamento	41
Gráfico 9 - VPL sistema FV em funcionamento.....	41
Gráfico 10 - TIR sistema FV em funcionamento.....	41
Gráfico 11 – Comparativo economia anual (receita bruta)	42
Gráfico 12 - Comparativo entre simulação com SOLergo e Sistema FV em funcionamento.....	43
Gráfico 13 - Energia diária gerada (kWh) em junho de 2022.....	48
Gráfico 14 - Energia diária gerada (kWh) em julho de 2022.	49
Gráfico 15 - Energia diária gerada (kWh) em agosto de 2022.....	50
Gráfico 16 - Fator de Capacidade médio para o Estado de São Paulo, ano 2022.....	54
Gráfico 17 - Consumo de energia 2021 e 2022 para ambas as residências.....	71
Gráfico 18 - Consumo de energia 2021 e 2022 para apartamento em Campinas.	71
Gráfico 19 - Consumo de energia 2021 e 2022 para residência em Ribeirão Preto..	71

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	12
1.1. JUSTIFICATIVA	12
1.2. OBJETIVOS	13
1.2.1. Objetivo Geral.....	13
1.2.2. Objetivo Específico.....	13
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	15
2.1. PARADOXO DE JEVONS	17
2.2. FATORES QUE AFETAM A POTÊNCIA E A EFICIÊNCIA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	17
2.3. AUTOCONSUMO REMOTO	18
3. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	20
3.1. LEVANTAMENTO E ANÁLISE DA DEMANDA ENERGÉTICA	20
3.2. PROJETO DO SISTEMA DE GERAÇÃO	24
3.2.1. Simulação Em Software e Dimensionamento Do Projeto.....	24
3.2.2. Viabilidade Econômica do Projeto	35
3.3. SISTEMA REAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA IMPLANTADO	37
3.3.1. Geração de Energia do Sistema Implantado	37
3.3.2. Viabilidade Econômica Real do Sistema	40
3.4. COMPARATIVO ENTRE DADOS SIMULADOS DE PROJETO E DADOS REAIS 43	
3.4.1. Comparativo de Curvas de Geração Simuladas em Software e Sistema Real	43
3.4.2. Radiação solar ao longo do dia	45
3.4.3. Fator de capacidade (FC).....	52
3.4.4. Performance ratio (PR)	55
3.4.5. Fatores externos de influência na geração fotovoltaica	57
3.5. CONSUMO E AUTOCONSUMO REMOTO	70
4. CONSIDERAÇÕES FINAIS	79
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	81

1. INTRODUÇÃO

O presente trabalho teve por finalidade analisar, ao longo de um ano, um sistema fotovoltaico e comparar os índices projetados e sistema real em funcionamento quanto a aspectos relacionados à geração energética fotovoltaica e índices econômico-financeiros. O sistema fotovoltaico em questão foi implantado na cidade de Ribeirão Preto, interior do estado de São Paulo.

1.1. JUSTIFICATIVA

A geração energética fotovoltaica é, atualmente, uma das principais tecnologias responsáveis por permitir a geração de energia distribuída, ou seja, garantir a geração de energia no ponto de consumo.

Sabendo-se disso e, sendo o Brasil um dos principais países a se beneficiar dessa tecnologia, em virtude da grande disponibilidade de luz solar ao longo de praticamente o ano todo, a instalação de painéis fotovoltaicos vem se disseminando, principalmente, no grupo de clientes residenciais, sendo o principal parâmetro apresentado para esse grupo pelas instaladoras, a simulação em software da geração de um sistema projetado para a residência, com base em sua localização geográfica, disponibilidade da luz solar ao longo do ano e demanda energética.

Desta forma, através da demanda energética calculada e simulação em software, é feito o projeto e dimensionamento do sistema.

Com este pressuposto, faz-se importante a análise e comparação das curvas simuladas em software e sistema real em funcionamento, bem como índices econômico-financeiros relacionando economia na conta de energia, payback do sistema e demais parâmetros de importância ao cliente residencial.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo Geral

O objetivo geral desse trabalho é desenvolver um estudo analisando parâmetros simulados e considerações adotadas em projeto e parâmetros reais de um sistema fotovoltaico instalado, localizado na cidade de Ribeirão Preto no interior de São Paulo, visando as seguintes necessidades: analisar aspectos considerados em projeto com índices reais do sistema instalado, relacionar índices econômico-financeiros simulados com os índices reais das contas de energia elétrica, incluir parâmetros obtidos em softwares de simulação, avaliar fatores físicos do ambiente externo que possam influenciar na geração energética, bem como o comportamento dos consumidores finais frente ao novo sistema instalado.

1.2.2. Objetivo Específico

Para atender aos objetivos anteriormente citados, esse trabalho buscará o estabelecimento e análise dos objetivos específicos como segue:

- i- Levantamento e análise da demanda energética (estudo de fatura, avaliando consumo energético), lembrando que o cliente em questão busca se beneficiar do autoconsumo remoto;
- ii- Apresentação do projeto do sistema fotovoltaico, bem como considerações adotadas para suprir a demanda energética do cliente;
- iii- Apresentação de simulações da geração fotovoltaica prevista para o projeto, por meio de software e, ainda, parâmetros de viabilidade econômica do sistema de geração fotovoltaico para geração distribuída, com base nas simulações e considerações feitas com base na análise do histórico de consumo energético do cliente;
- iv- Monitoramento das curvas de geração do sistema real instalado, bem como aspectos econômicos e financeiros da geração distribuída obtida;

- v- Monitoramento, via drone, das condições físicas do sistema e ainda, buscar estabelecer fatores externos que possam influenciar a geração fotovoltaica (influência de intempéries, diferença das curvas de geração de painéis limpos e painéis empoeirados, por exemplo); Vale destacar aqui a importância da utilização desse tipo de equipamento frente às necessidades da NR-35 (Trabalho em altura) quando o mesmo trabalho é realizado por equipe em telhados, sendo assim evidenciou-se os aspectos positivos da utilização desse tipo de equipamento.
- vi- Verificação do comportamento do cliente final frente a instalação do sistema fotovoltaico, com base na análise da curva de demanda energética.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Com a aprovação da Resolução Normativa nº482 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2012, a energia solar fotovoltaica passou a ser uma alternativa viável para uso em sistemas de microgeração e minigeração de eletricidade com uso de fontes renováveis de energia. Nesse contexto, a geração através dessa tecnologia vem ganhando cada vez mais importância em escala residencial, uma vez que no Brasil há disponibilidade de sol em praticamente o ano todo e, além disso, devido as crises de escassez hídricas e imposições de tarifas e impostos, tal tecnologia tornou-se atrativa para minimizar as variações de custos de energia ofertadas pelas concessões de energia elétrica, sendo o cliente final beneficiado dessa maneira com a economia financeira, através do consumo próprio ou para exportação de energia, além do apelo para a autossustentabilidade e consciência socioambiental.

De acordo com os últimos dados publicados na resenha energética brasileira de 2022, “Na matriz elétrica, a expansão da geração solar continua em destaque, tendo aumentado 55,9% em 2021. Essa é a maior taxa de crescimento entre as renováveis, sendo que a geração distribuída já contribuiu com 53,8% da geração solar total.” (Ministério de Minas e Energia, 2022).

É interessante, dessa forma, a abordagem técnica delimitando os fatores necessários para o desenvolvimento de projetos de geração fotovoltaica, bem como, destacar as alternativas legais disponíveis aos consumidores residenciais para utilização da tecnologia e, ainda, estabelecer parâmetros que influenciam a geração fotovoltaica, seja nas considerações de projeto, simulações em software ou no sistema real em funcionamento.

De acordo o Atlas Brasileiro de Energia Solar (2ª edição 2017, p.9):

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 aproveitamento dessa fonte de energia.

Com base nisso e, sustentando-se no fato de que essa tecnologia ainda crescerá muito nos próximos anos, esse trabalho propôs comparar os aspectos de softwares e considerações iniciais utilizadas para dimensionamento de um projeto

fotovoltaico e, após instalação do sistema, cruzar tais informações com os dados reais obtidos. Dessa forma, foi possível estabelecer se os parâmetros de projetos, estimativas de consumo e simulações condizem com a realidade, garantindo confiabilidade quanto às expectativas de geração e retorno financeiro para o cliente final. Ainda foi explorado também aspectos físicos do meio externo que influenciam na curva de geração e eficiência do sistema, algo que possivelmente os softwares atuais não levam em considerações para análises.

Assim, o trabalho trouxe à tona uma realidade extensivamente utilizada no meio comercial da energia solar fotovoltaica, já que a venda e apelo para aquisição de um sistema de geração desse tipo é, na grande parte dos casos, sustentada pelos aspectos de projeto e cálculo do “*payback*” financeiro, relacionando ao cliente final os ganhos econômicos e justificando o investimento. Ainda é importante mencionar que, a prática aplica-se ao mercado financeiro, uma vez que relacionando-se a taxa mínima de atratividade da aquisição do sistema, justifica-se o investimento ao compará-la com os juros de aplicações financeiras, ou seja, é com base na taxa mínima obtida através dos parâmetros de simulações e dimensionamento do projeto que o investidor, cliente residencial nesse caso, tomará a decisão de executar ou não o projeto.

Segundo DE PAULA, J. F. S. et al. (2022, p.1 apud Rosa, 2014):

É importante que os softwares fotovoltaicos possuam boa precisão nos seus resultados, pois é necessário que exista uma ferramenta dessa área que possa realizar uma previsão de geração de energia mais próximo do real produzido pela instalação. Outro fator que influencia o desempenho destes softwares é a qualidade do banco de dados meteorológicos e dos modelos matemáticos utilizados.

Sendo assim, demonstrou-se mais uma vez a importância de se estabelecer os parâmetros de simulações em software e demanda energética adotadas para a fase inicial de projeto e, através do comparativo com o sistema real em funcionamento, buscar evidenciar a efetividade entre o que foi vendido ao cliente final enquanto geração de energia através da luz solar. Também fica evidente o quanto é importante relacionar possíveis variáveis que venham a alterar as curvas de geração, estabelecendo-se novos dados de entrada para futuros softwares, garantindo maior previsibilidade e assertividade dos modelos matemáticos e melhorando os parâmetros de previsibilidade.

2.1. PARADOXO DE JEVONS

O paradoxo de Jevons, ou também conhecido como efeito bumerangue, é um fenômeno descrito pelo economista britânico William Sanley Jevons em seu livro “O Problema do Carvão”, referente ao aperfeiçoamento tecnológico da indústria do carvão em 1865, em plena Revolução Industrial, em que é apontado o fato de que à medida que uma tecnologia aumenta sua eficiência, seu uso total pode aumentar ao invés de diminuir, fenômeno esse observado pelo aumento do consumo de carvão das indústrias à medida que os motores foram aperfeiçoados.

Sendo assim, em virtude de um dos parâmetros de dimensionamento utilizado para projetar um sistema fotovoltaico ser a curva de demanda energética estimada com base no histórico de consumo energético, cabe destacar também que, muitas vezes pode-se observar o efeito bumerangue estimulado pela geração fotovoltaica, em que o cliente residencial à medida que observa a conta de energia diminuir, passa a consumir maior quantidade de energia e, portanto, aumentar sua demanda energética inconsequentemente. Dessa forma, o sistema fotovoltaico dimensionado para um determinado padrão de consumo não atenderá a nova demanda.

Esse trabalho também se propôs observar esse tipo de efeito à medida que foram estabelecidas as curvas de demanda com base nos históricos de consumo para dimensionamento de projeto e as novas curvas de demanda, logo após instalação do sistema solar fotovoltaico, buscando estabelecer os parâmetros comparativos de análise.

2.2. FATORES QUE AFETAM A POTÊNCIA E A EFICIÊNCIA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A potência dos módulos fotovoltaicos varia em função da irradiância, temperatura da célula fotovoltaica e coeficiente de massa do ar. Sendo assim, para se estabelecer uma única base de comparação de potência definiram-se condições de teste padrão. Tais condições são fixadas em laboratório: intensidade de radiação

solar de 1000 W/m², massa de ar de AM 1.5, temperatura da célula de 25 °C e velocidade do vento de 1 m/s.

Já a eficiência das células fotovoltaicas é calculada com base na potência nominal obtida em laboratório e área dos módulos, e ainda, depende de vários fatores como: reflexo na superfície da célula, perdas no espectro infravermelho e ultravioleta, perdas devido à espessura da célula, perdas devido ao fator de tensão e ao fator de forma, perdas devido a recombinação e na resistência em série. Alguns desses fatores de perda de eficiência são determinados por leis da física, de modo que não podem ser reduzidos e, perdas que dependem do processo de fabricação das células podem ser minimizadas à medida que novos processos e tecnologia são empregadas.

Nesse caso, pode-se afirmar que, na maior parte do tempo os módulos fotovoltaicos trabalharão abaixo da sua potência nominal, uma vez que dificilmente teremos os parâmetros de laboratório estabelecidos no sistema real instalado, e por consequência, a eficiência dos módulos também ficará abaixo da eficiência nominal.

Sendo assim, o uso de softwares de simulação busca estimar tais perdas através de modelos matemáticos e ainda, relacionar parâmetros operacionais como irradiação do sol, localização geográfica, sombreamentos, dentre outros que possam afetar o desempenho do sistema instalado.

No entanto, há ainda parâmetros operacionais que afetam o desempenho dos módulos e que são de difícil previsibilidade, uma vez que podem ocorrer aleatoriamente e com maior ou menor intensidade, como por exemplo, o sombreamento e a influência da poeira. O trabalho em questão buscou evidenciar a influência desse tipo de fator externo na geração fotovoltaica do sistema instalado.

2.3. AUTOCONSUMO REMOTO

O autoconsumo remoto é uma modalidade da geração compartilhada estabelecida na Resolução Normativa 687 da ANEEL em 2015, permitindo o compartilhamento de créditos de energia de dois imóveis distintos.

Basicamente, a geração compartilhada permite que uma pessoa física que tenha dois ou mais imóveis, torne-se micro ou minigerador de energia distribuída e

compartilhe o crédito em ambos os imóveis, desde que estejam sobre a mesma área de distribuição.

Este trabalho analisou a curva de geração de energia de um sistema que faz uso da geração compartilhada, uma vez que o sistema real foi instalado em Ribeirão Preto-SP, área de concessão da CPFL Paulista, possibilitando transferência de créditos para outra localidade do cliente, localizada em Campinas-SP. Os parâmetros de dimensionamento e demanda de energia considerados em projeto foram estabelecidos considerando a curva de consumo de ambas as residências.

3. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

O sistema de geração solar fotovoltaico objeto desse estudo, conforme já mencionado anteriormente, fica localizado no Distrito de Bonfim Paulista, na cidade de Ribeirão Preto-SP. Tal sistema é composto por dois micro inversores Apsystems de 1500W e oito módulos monocristalinos JASOLAR JAM72D39-540/MB (540Wp).

O conjunto de agrupamentos físicos e elétricos, bem como proteções e cabearios serão apresentados nos tópicos a seguir, referente ao projeto do sistema de geração.

Vale lembrar que, tal sistema visa aproveitar-se do autoconsumo remoto, sendo assim, a energia gerada será utilizada no endereço de instalação da usina (Ribeirão Preto-SP) e na unidade consumidora, um apartamento, localizado na rua Duque de Caxias, na cidade de Campinas-SP.

Sendo assim, foram analisados a seguir a demanda energética das unidades consumidoras em questão.

3.1. LEVANTAMENTO E ANÁLISE DA DEMANDA ENERGÉTICA

Por se tratar de um sistema de geração que deve suprir a demanda energética de duas unidades consumidoras (UC's), para análise dessa demanda foi levado em consideração a média mensal do consumo de energia elétrica apresentado nas contas de energia elétrica de cada uma das UC's.

Para Campinas-SP, foi levado em consideração o histórico de consumo conforme figura 1 apresentada:

Figura 1 - Histórico de Consumo UC Campinas-SP

HISTÓRICO DE CONSUMO		kWh	Dias
2022	MAR	348	28
	FEV	354	29
	JAN	215	29
2021	DEZ	271	33
	NOV	245	33
	OUT	238	28
	SET	233	31
	AGO	211	33
	JUL	184	29
	JUN	192	28
	MAI	206	30
	ABR	318	32
	MAR	455	31

Fonte: Fatura de Energia CPFL

Para Ribeirão Preto-SP, foi levado em consideração o histórico de consumo conforme figura 2 apresentada:

Figura 2 - Histórico de Consumo UC Ribeirão Preto-SP

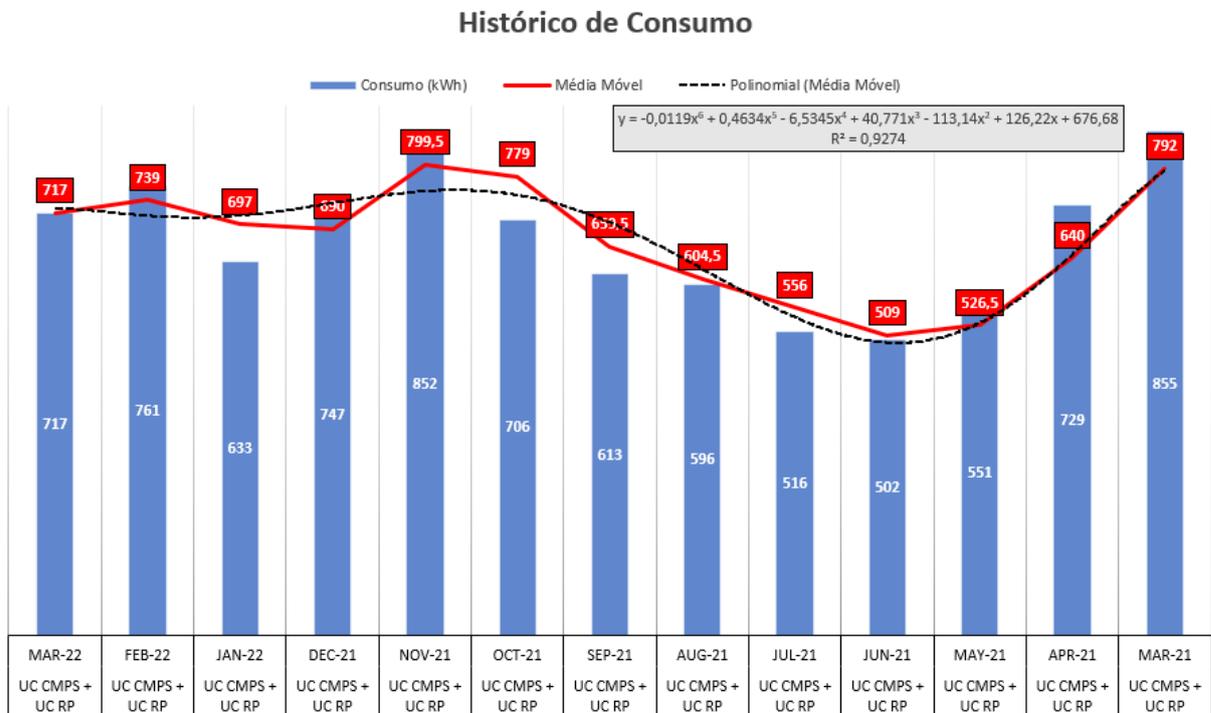
HISTÓRICO DE CONSUMO		kWh	Dias
2022	MAR	369	28
	FEV	407	29
	JAN	418	29
2021	DEZ	476	33
	NOV	607	31
	OUT	468	32
	SET	380	29
	AGO	385	33
	JUL	332	30
	JUN	310	28
	MAI	345	30
	ABR	411	31
	MAR	400	31

Fonte: Fatura de Energia CPFL

Dessa forma, acumularam-se os históricos de consumo das duas unidades no gráfico a seguir e, através da análise da linha de tendência da média móvel, por meio

da equação polinomial de sexta ordem, obteve-se uma curva com bom grau de confiabilidade ($R^2=0,93$), gráfico 1.

Gráfico 1 - Consumo em kWh das duas UC's e linha de tendência da média móvel, período de 1 ano



Fonte: Autoria própria

Utilizando-se a equação da linha de tendência polinomial de sexta ordem da média móvel, calculou-se o consumo médio mensal esperado, necessário para dimensionamento/atendimento do sistema de geração fotovoltaico. Obteve-se dessa forma os dados apresentados na tabela 1.

Tabela 1 - Estimativa da média mensal de consumo em kWh, calculado por meio da equação da linha de tendência da média móvel obtida anteriormente

Mês	Consumo (kWh)
1	724
2	712
3	713
4	734
5	754
6	748
7	701
8	622
9	539
10	494
11	523
12	633
13	764
Σ	8661
MÉDIA MENSAL (kWh)	667

Fonte: Autoria própria

Além disso, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL Nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, Artigo 291, deve-se considerar que o custo de disponibilidade do sistema elétrico é o valor da moeda corrente equivalente a:

- I - 30 kWh, se monofásico ou bifásico a 2(dois) condutores;
- II - 50 kWh, se bifásico a 3 (três) condutores; ou
- III - 100 kWh, se trifásico.

Sendo assim, deve-se considerar a “taxa mínima” de disponibilidade das unidades consumidoras em questão, sendo 100 kWh para Ribeirão Preto (trifásico) e 50 kWh para Campinas (bifásico). Descontando-se esses valores, obteve-se o **consumo mínimo mensal a suprir de 517kWh** (667kWh obtidos para a média mensal subtraídos de 150kWh, referente a taxa de disponibilidade de cada UC), totalizando um **consumo mínimo anual estimado de 6.204kWh**.

3.2. PROJETO DO SISTEMA DE GERAÇÃO

3.2.1. Simulação Em Software e Dimensionamento Do Projeto

Determinada a demanda média mensal das unidades consumidoras, desenvolveu-se o projeto do sistema fotovoltaico compatível com tal consumo, prevendo-se para isso, o autoconsumo remoto do endereço em Campinas e a simultaneidade da produção de energia concomitante ao consumo durante as horas do dia em Ribeirão Preto. A demanda média mensal corresponde a 6.204 kWh/anuais (517kWh mensais, consumo mínimo a suprir, multiplicado por 12 meses). Sendo assim, selecionou-se um kit comercial de sistema fotovoltaico composto por 8 módulos e 2 micros inversores, com potência de pico de 4,32 kWp, distribuídos em uma área de 20,72m².

A partir daí, avaliou-se o recurso solar disponível. Nesse caso, utilizou-se o software SOLergo, o qual é dedicado à realidade normativa e fiscal brasileira e baseia-se em informações do ATLAS BRASILEIRO 2017 e o Atlas Solarimétrico do Brasil. Adotou-se como referência o local com dados históricos e de radiação solar nas imediações de Ribeirão Preto. Conforme tabela 2, apresentou-se a radiação solar na horizontal a partir dos dados obtidos nas simulações, bem como a produção de energia estimada com base no recurso solar estimado.

Tabela 2 - Radiação solar na Horizontal, nas imediações de Ribeirão Preto

Mês	Total diário [MJ/m ²]	Total mensal [MJ/m ²]
Janeiro	20,3	629,3
Fevereiro	21,34	597,52
Março	18,6	576,6
Abril	17,28	518,4
Maio	14,77	457,87
Junho	14,09	422,7
Julho	14,84	460,04
Agosto	17,74	549,94
Setembro	17,99	539,7
Outubro	19,85	615,35
Novembro	20,66	619,8
Dezembro	21,88	678,28

Fonte Software SOLergo, com referência no ATLAS BRAS. 2017 e Atlas solarimétrico do Brasil

Determinou-se também a exposição dos geradores, nesse caso, distribuídos em 2 exposições, conforme tabela 3:

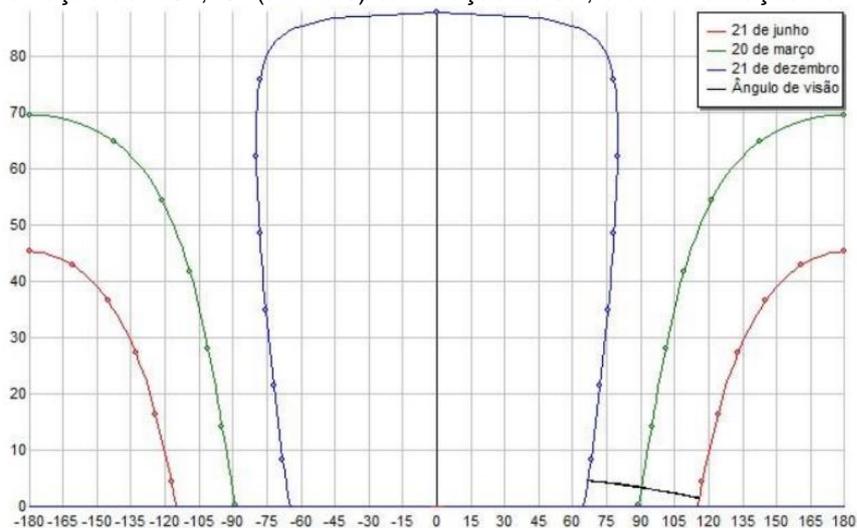
Tabela 3 - Exposição dos geradores solares

Descrição	Tipo de instalação	Orient	Inclin	Sombr
Expos. incl. 5° orient. -137°	Ângulo fixo	-137,2°	5°	0 %
Expos. incl. 5° orient. -138°	Ângulo fixo	-137,7°	5°	0 %

Fonte: Software SOLergo

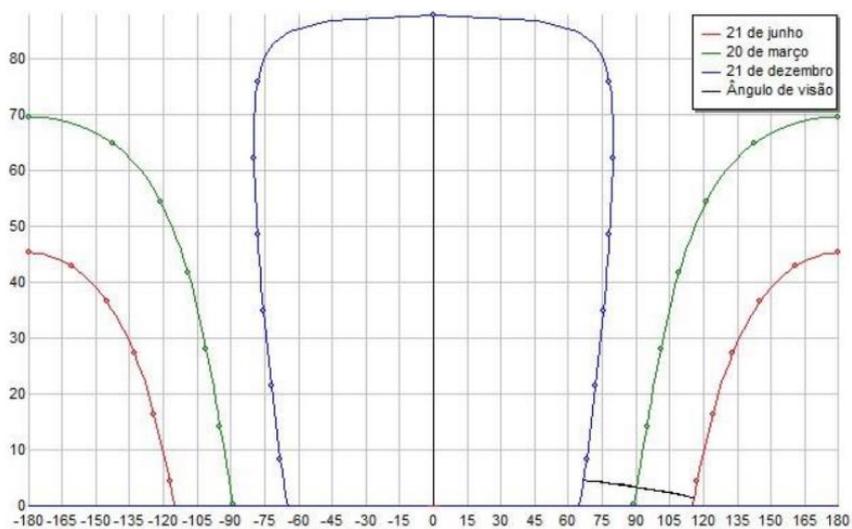
Com base nas duas exposições, verificou-se a curva de sombreamento:

Figura 3 – Curva de sombreamento, com exposição com inclinação de 5° e orientação -137°, exposto com uma orientação de -137,20° (azimute) em relação ao sul, e com inclinação horizontal de 5°.



Fonte: Software de monitoramento SOLergo

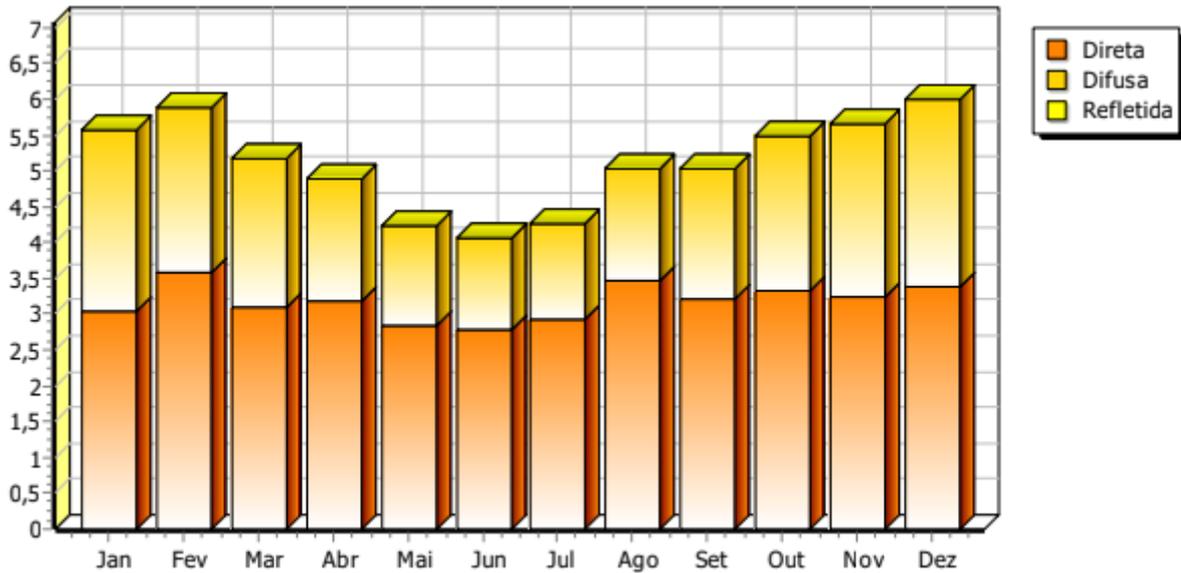
Figura 4 - Curva de sombreamento, com exposição com inclinação de 5° e orientação -138°, exposto com uma orientação de -137,70° (azimute) em relação ao sul, e com inclinação horizontal de 5°.



Fonte: Software de monitoramento SOLergo

Com base nos dados anteriores apresentados, determinou-se a radiação solar diária média na superfície dos módulos dos dois conjuntos de geradores, conforme gráficos 2 e 3 e tabelas 3 e 4:

Gráfico 2 - Radiação solar para expos. Incl. 5° orient. -137°



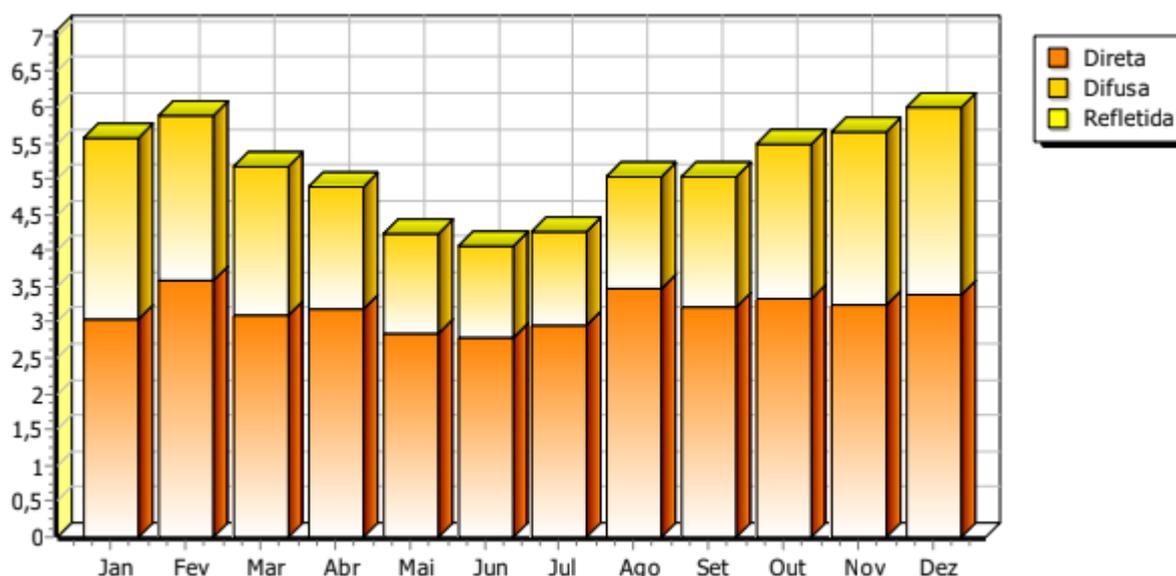
Fonte: Autoria própria

Tabela 3 - Valores mensais de radiação solar simulados para a expos. Incl. 5° orient. -137

Mês	Radiação direta [kWh/m²]	Radiação difusa [kWh/m²]	Radiação refletida [kWh/m²]	Total das diárias [kWh/m²]	Total mensal [kWh/m²]
Janeiro	3,047	2,517	0,001	5,566	172,533
Fevereiro	3,572	2,31	0,001	5,883	164,726
Março	3,086	2,088	0,001	5,175	160,41
Abril	3,194	1,683	0,001	4,878	146,351
Maio	2,846	1,383	0,001	4,231	131,154
Junho	2,781	1,289	0,001	4,071	122,122
Julho	2,942	1,331	0,001	4,274	132,486
Agosto	3,456	1,586	0,001	5,044	156,349
Setembro	3,213	1,819	0,001	5,033	150,992
Outubro	3,324	2,163	0,001	5,488	170,125
Novembro	3,238	2,431	0,001	5,671	170,117
Dezembro	3,392	2,595	0,001	5,988	185,633

Fonte Software SOLergo, com referência no ATLAS BRAS. 2017 e Atlas solarimétrico do Brasil

Gráfico 3 - Radiação solar para expos. Incl. 5° orient. -138°



Fonte: Autoria própria

Tabela 4 - Valores mensais de radiação solar simulados para a expos. Incl. 5° orient. -138

Mês	Radiação direta [kWh/m²]	Radiação difusa [kWh/m²]	Radiação refletida [kWh/m²]	Total das diárias [kWh/m²]	Total mensal [kWh/m²]
Janeiro	3,047	2,517	0,001	5,565	172,525
Fevereiro	3,572	2,31	0,001	5,883	164,728
Março	3,086	2,088	0,001	5,175	160,425
Abril	3,195	1,683	0,001	4,879	146,382
Maio	2,848	1,383	0,001	4,232	131,198
Junho	2,782	1,289	0,001	4,072	122,17
Julho	2,943	1,331	0,001	4,275	132,534
Agosto	3,458	1,586	0,001	5,045	156,391
Setembro	3,214	1,819	0,001	5,034	151,013
Outubro	3,324	2,163	0,001	5,488	170,131
Novembro	3,237	2,431	0,001	5,67	170,111
Dezembro	3,391	2,595	0,001	5,988	185,621

Fonte Software SOLergo, com referência no ATLAS BRAS. 2017 e Atlas solarimétrico do Brasil

Para o conjunto de geração, foram selecionados 8 módulos fotovoltaicos de silício monocristalino bifacial com vida útil estimada de 25 anos e degradação da

produção devido ao envelhecimento de 0,8% ao ano. Conforme Tabela 5 e 6, apresentou-se as descrições técnicas do conjunto de geração:

Tabela 5 - Características técnicas do gerador fotovoltaico considerado para o projeto

CARACTERÍSTICAS DO GERADOR FOTOVOLTAICO	
Número de módulos:	8
Número de inversores:	2
Potência nominal:	3 kW
Potência de pico:	4,32 kWp
Performance ratio:	75,1 %

Fonte: Autoria própria

Tabela 6 - Características técnicas dos módulos fotovoltaicos considerado para o projeto

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS MÓDULOS	
Fabricante:	JA SOLAR
Modelo:	JAM72D30 JAM72D30-540/MB
Tecnologia de const.:	Silício monocristalino bifacial
Características elétricas	
Potência máxima:	540 Wp + 0%
Rendimento:	20,8 %
Tensão nominal:	41,6 V
Tensão em aberto:	49,6 V
Corrente nominal:	13 A
Corr. de curto-circuito:	13,9 A
Taxa de eficiência bifacial:	70 %
Dimensões	
Dimensões:	1134 mm x 2285 mm
Peso:	31,6 kg

Fonte: Datasheet módulo

Para o sistema de conversão de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA), utilizou-se um conjunto de conversores estáticos, comumente chamados de inversores. Esse conjunto é responsável pela transferência de potência a rede de distribuição em conformidade com requisitos técnicos e normas de segurança. Sendo

assim, os valores de tensão e corrente do dispositivo de entrada são compatíveis com o sistema fotovoltaico, enquanto os valores de saída, são compatíveis com os valores da rede ao qual está conectado o sistema. As principais características do grupo conversão são:

- Inversor de comutação forçada com PWM (Pulse-width modulation), sem clock e/ou tensão de referência ou de corrente, semelhante a um sistema não idôneo a suportar a tensão e frequência de intervalo normal. Este sistema está em conformidade com as normas da ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas) e com o sistema de rastreamento de potência máxima MPPT (*“Maximum Power Point Tracking”*);
- Entrada do gerador CC (corrente contínua) gerenciado com polos não ligados ao terra;
- Conforme as normas gerais de limitação de emissões EMF e RF (campos eletromagnéticos de radiofrequência): Conformidade IEC 110-1, IEC 110-6, IEC 110-8 (Comissão Eletrotécnica Internacional);
- Proteção de desligamento da rede quando o sistema estiver fora da faixa de tensão e frequência da rede e com falha de sobrecorrente, conforme os requisitos da IEC 11-20 e normas da distribuidora de energia elétrica local;
- Reset automático das proteções de início automático;
- Em conformidade com a ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnica);
- Grau de proteção adequado a localização nas proximidades do campo fotovoltaico (IP65 – protegido contra jatos de água);
- Declaração de conformidade do fabricante de acordo com normas técnica aplicáveis, com referência aos ensaios realizados por institutos certificadores.

- Tensão de entrada adequada para o intervalo de tensão de saída do gerador fotovoltaico;
- Máxima eficiência $\geq 90\%$ a 70% da potência nominal.

Conforme tabela 7, apresentou-se as descrições técnicas do conjunto de conversão, composto por 2 inversores do tipo micro inversores:

Tabela 7 - Dados técnicos dos micros inversores considerado para o projeto.

DADOS TÉCNICOS DO INVERSOR	
Fabricante:	APSYSTEMS
Modelo:	QS1A QS1A-BR (60Hz)
Número de rastreadores:	4
Entrada para rastreador:	1
Características elétricas	
Potência nominal:	1,5 kW
Potência máxima:	1,6 kW
Potência máxima por rastreador:	0,4 kW
Tensão nominal:	55 V
Tensão máxima:	60 V
Tensão mínima por rastreador:	16 V
Tensão máxima por rastreador:	55 V
Tensão máxima de saída:	220 Vac
Corrente nominal:	53,2 A
Corrente máxima:	53,2 A
Corrente máxima por rastreador:	13,3 A
Rendimento:	0,97

Inversor 1	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4
Módulos em série:	1	1	1	1
Conjunto de módulos em paralelos:	1	1	1	1
Exposições:	Expos. incl. 5° orient. -137°			
Tensão MPPT (STC):	41,6 V	41,6 V	41,6 V	41,6 V
Número de módulos:	1	1	1	1

Inversor 2	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4
Módulos em série:	1	1	1	1
Conjunto de módulos em paralelos:	1	1	1	1
Exposições:	Expos. incl. 5° orient. -137°	Expos. incl. 5° orient. -137°	Expos. incl. 5° orient. -138°	Expos. incl. 5° orient. -138°
Tensão MPPT (STC):	41,6 V	41,6 V	41,6 V	41,6 V
Número de módulos:	1	1	1	1

Fonte: Datasheet inversor

Com base nas informações técnicas dos equipamentos selecionados, foi feito o dimensionamento do sistema fotovoltaico. Sendo assim, calculou-se a potência de pico no gerador através da equação:

$$Potência_{PICO\ NO\ GERADOR} = Potência_{MÓDULO} * N^{\circ} \text{ de módulos}$$

Sendo assim obteve-se:

$$Potência_{PICO\ NO\ GERADOR} = 540Wp * 8 = 4,32kWp$$

O cálculo da energia total produzida pelo sistema considera condições padrão de teste (STC – radiação de 1000W/m², temperatura de 25°C). Obteve-se, conforme tabela 8:

Tabela 8 - Cálculo da energia total produzida pelo sistema.

Exposição	Nº módulos	Radiação solar [kWh/m ²]	Energia [kWh]
Expos. incl. 5º orient. -137º	6	1.865,26	6.043,45
Expos. incl. 5º orient. -138º	2	1.865,49	2.014,73

Fonte Software SOLergo

A partir daí, calcularam-se as perdas no sistema, considerando-se a energia total produzida através da equação I abaixo:

$$Energia_{TOTAL} = Energia * (1 - Perdas \text{ de potência}) (I)$$

Para determinação das perdas totais no sistema, através da simulação em software determinaram-se as perdas totais por sombreamento de obstáculos:

Tabela 9 - Perdas por sombreamento de obstáculos (mensais estimadas).

Mês	Sem obstáculos [kWh]	Produção efetiva [kWh]	Perdas [kWh]
Janeiro	594,6	536,8	-9,7 %
Fevereiro	567,6	530,3	-6,6 %
Março	552,7	531,4	-3,9 %
Abril	504,2	488,3	-3,2 %
Mai	451,9	440,2	-2,6 %
Junho	420,7	407,6	-3,1 %
Julho	456,4	444,7	-2,6 %
Agosto	538,6	519,7	-3,5 %
Setembro	520,2	498,8	-4,1 %
Outubro	586,2	551,4	-5,9 %
Novembro	586,2	531,9	-9,3 %
Dezembro	639,7	573,9	-10,3 %
Ano	6419,1	6055,1	-5,7 % (média)

Fonte: Software SOLergo

As demais perdas foram calculadas, considerando-se dessa forma as perdas inerentes a montagem e sistema em funcionamento. Dessa forma determinaram-se a perda de potência total no sistema, conforme tabela 10:

Tabela 10 - Perdas de potência no sistema.

Perda por sombreamento totais:	5,7 %
Perda por aumento de temperatura:	7,1 %
Perdas por descasamento:	5,0 %
Perdas de corrente contínua:	1,5 %
Outras perdas:	3,0 %
Perdas na conversão:	2,5 %
Perda de potência	24,8%

Fonte: Autoria própria

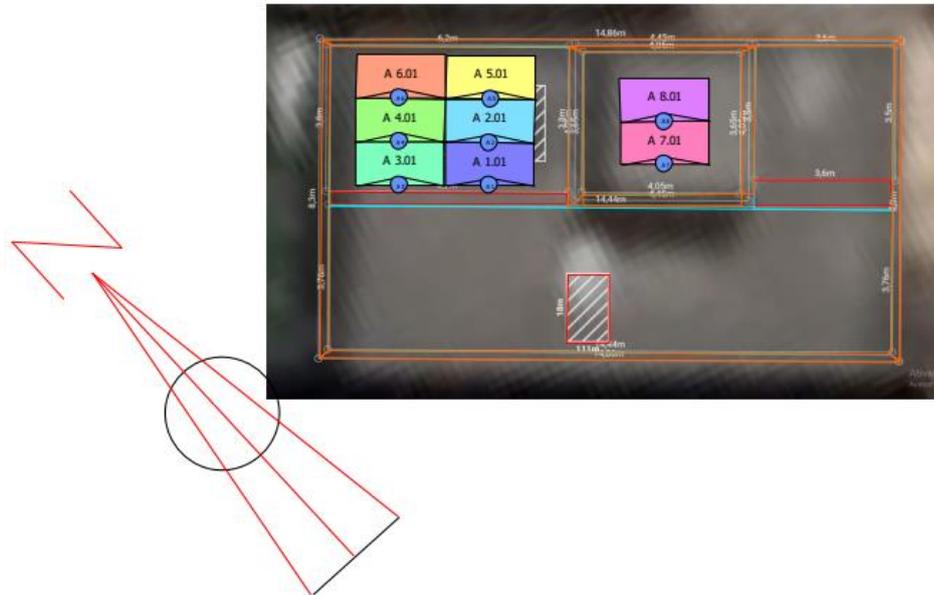
Assim, calculou-se a energia total:

$$Energia_{TOTAL} = 8.058,18 * (1 - 0,248)$$

$$Energia_{TOTAL} = 6.060kWh$$

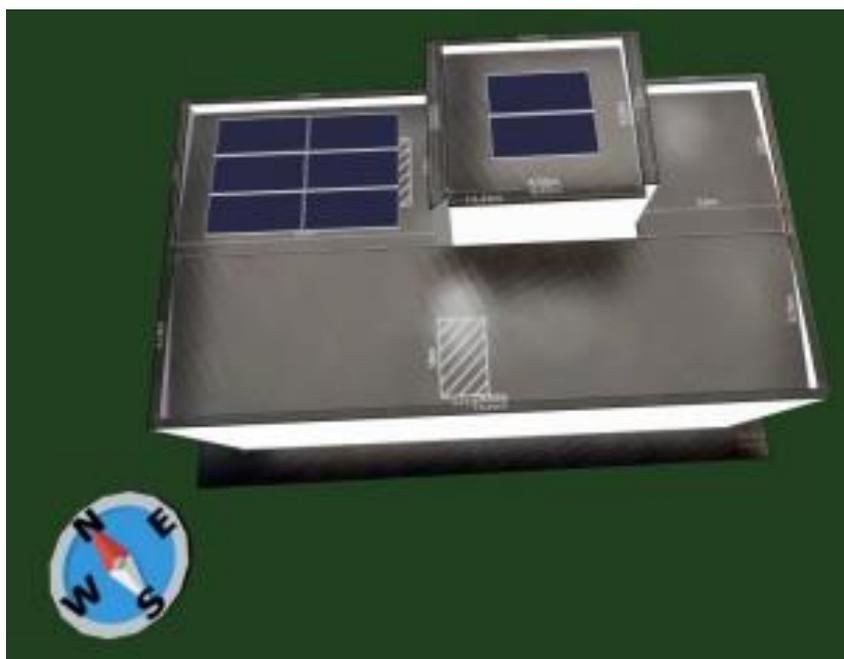
Abaixo foram apresentados o lançamento do layout da montagem do sistema considerada para a simulação em software e render 3D da planta fotovoltaica, bem como a produção de energia mensal em kwh considerando as perdas (tabela 11):

Figura 5 - Layout do diagrama



Fonte: Software de monitoramento SOLergo

Figura 6 - Render 3d da planta fotovoltaica considerando a montagem conforme arranjo estabelecido no diagrama.



Fonte: Software de monitoramento SOLergo

Tabela 11 - Produção de Energia considerando as perdas

Mês	Total diário [kWh]	Total mensal [kWh]
Janeiro	17,316	536,811
Fevereiro	18,94	530,32
Março	17,142	531,39
Abril	16,275	488,261
Maio	14,2	440,212
Junho	13,587	407,61
Julho	14,345	444,705
Agosto	16,765	519,72
Setembro	16,628	498,843
Outubro	17,787	551,406
Novembro	17,73	531,898
Dezembro	18,513	573,917

Fonte: Software SOLergo

Vale lembrar que o consumo mínimo estimado anteriormente corresponde a 6.204 kWh/anuais e, portanto, a energia total gerada estimada calculada está próxima desse valor. Levando-se em consideração que para a análise do consumo mínimo os meses considerados ainda correspondiam a períodos da pandemia do COVID-19, em que grande parte da família estabeleceu regime de trabalho home-office, estabeleceu-se junto ao cliente que o consumo mínimo calculado para o projeto considerando os equipamentos e planta fotovoltaica aqui evidenciados atenderiam ao padrão normal de vida da família.

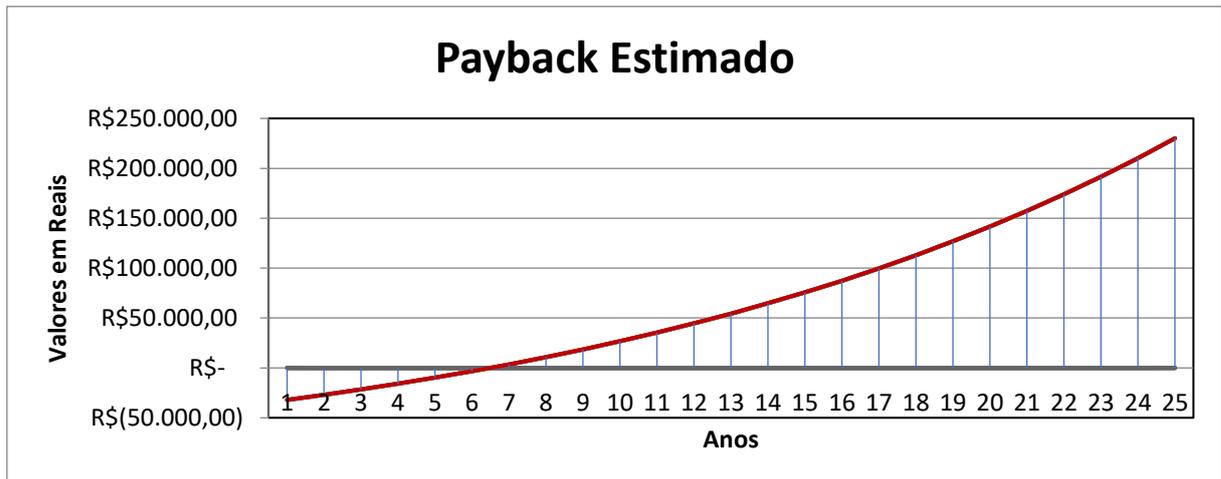
3.2.2. Viabilidade Econômica Do Projeto

Após o dimensionamento descrito acima, foi realizada a análise econômica do projeto fotovoltaico, considerando o período de payback, valor presente líquido (VPL) e a taxa de interna de retorno (TIR) do valor investido de R\$ 36.900,00, conforme as premissas abaixo:

- Tarifa: R\$ 0,7941 (conta de energia em fev/22 – mês de início da geração);
- Produção anual estimada: 6.055 kWh;
- Reajuste anual da tarifa: 6,94% (média da série histórica do IPCA de DEZ/95 a DEZ/21);
- Taxa mínima de atratividade: 10% ao ano;

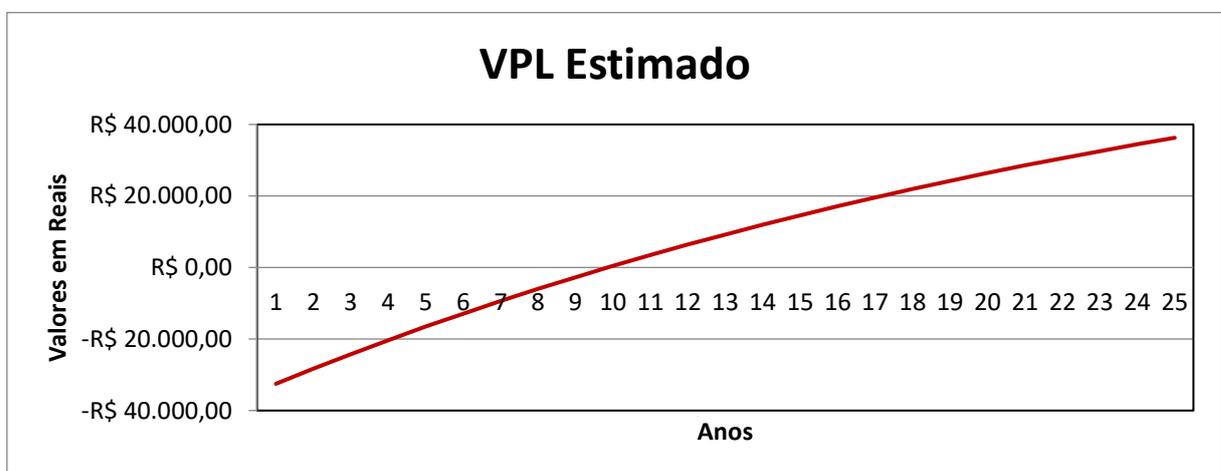
Considerando o período de 25 anos de garantia de funcionamento do projeto fotovoltaico, obteve-se os seguintes resultados, gráficos 4, 5 e 6:

Gráfico 4 - Payback Estimado



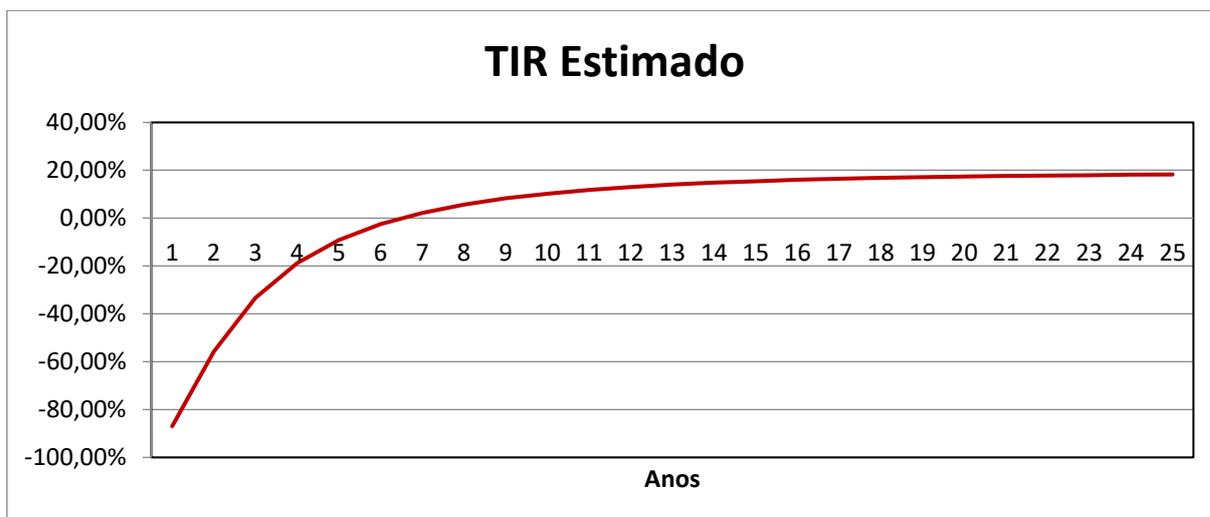
Fonte: Autoria própria

Gráfico 5 - VPL Estimado



Fonte: Autoria própria

Gráfico 6 - TIR Estimado



Fonte: Autoria própria

Em resumo, “*payback*” estimado para aproximadamente 6 anos, taxa interna de retorno de 18,25% ($TIR > TMA$) e valor presente líquido igual a R\$164.966,54, positivo a partir do 10º ano do investimento.

3.3. SISTEMA REAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA IMPLANTADO

3.3.1. Geração de Energia do Sistema Implantado

Desenvolvido o projeto do sistema fotovoltaico e aprovada a solução junto ao cliente, instalou-se o sistema na residência em Ribeirão Preto/SP. O sistema iniciou operação após liberação do parecer de acesso pela concessionária CPFL Paulista no dia 16/02/2022.

Abaixo são apresentadas as fotos do sistema implantado, feita por meio de drone, o qual foi utilizado para monitoramento das condições do sistema ao longo do ano, para desenvolvimento deste trabalho.

Figura 7 - Foto zenital do sistema fotovoltaico implantado.



Fonte: Foto aérea feita por drone – autoria própria.

Figura 8 - Foto em perspectiva do sistema fotovoltaico implantado.



Fonte: Foto aérea feita por drone – autoria própria.

Sendo assim, a partir do dia 16/02/2022, iniciou-se a produção de energia. Através do sistema de micro inversores da APSystems, por meio de software online, garantiu-se o monitoramento constante da produção gerada, o que permitiu verificar a produção mensal, em kWh, do sistema em funcionamento.

Na tabela 12 é apresentada a produção real em kWh do sistema ao longo dos meses até o momento da redação desse trabalho de graduação (TG).

Tabela 12 - Produção de Energia (kWh) do sistema FV instalado.

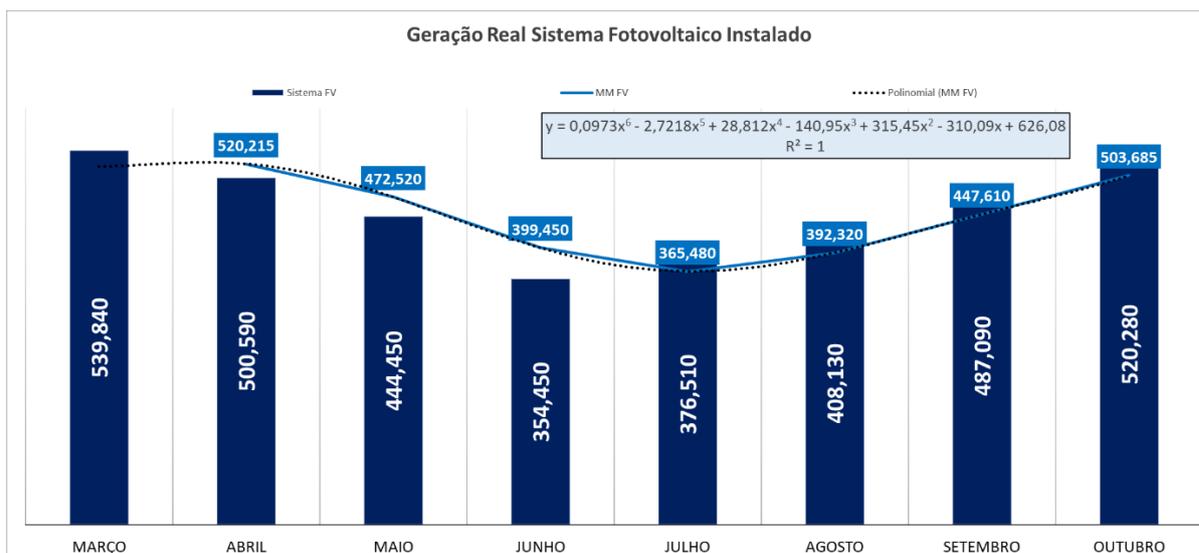
Mês	Sistema FV
Mês	Produção Real (kWh) - 2022
Janeiro	
Fevereiro	62,500
Março	539,840
Abril	500,590
Maio	444,450
Junho	354,450
Julho	376,510
Agosto	408,130
Setembro	487,090
Outubro	520,280
Σ	3693,840

Fonte: Autoria própria

Vale lembrar que para o mês de fevereiro, deu-se o início da geração a partir do dia 16, em virtude do início do funcionamento do sistema nessa data. Sendo assim, por não ser um mês de geração completa, fevereiro/22 não será considerado para a análise de dados.

Com isso, gerou-se o gráfico com a produção real de energia, e linha de tendência da média móvel dos valores, apresentado no gráfico 7:

Gráfico 7 - Geração em kWh para meses cheios do sistema fotovoltaico instalado.



Fonte: Autoria própria

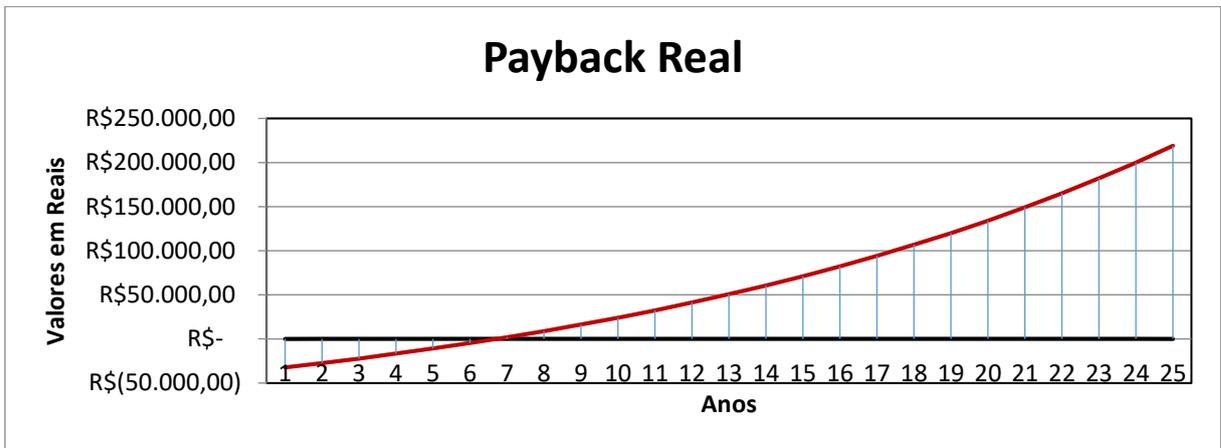
3.3.2. Viabilidade Econômica Real do Sistema

Após alguns meses de funcionamento do sistema fotovoltaico, foi feita uma nova análise econômica levando-se em consideração as premissas abaixo:

- Tarifa: R\$ 0,7941 (conta de energia em fev/22 – mês de início da geração);
- Produção: 5.804 kWh (valores de produção de energia dos meses cheios e da estimativa do SOLergo para janeiro, fevereiro, novembro e dezembro);
- Reajuste anual da tarifa: 6,94% (média da série histórica do IPCA de DEZ/95 a DEZ/21);
- Valor do investimento: R\$ 36.900,00;
- Taxa mínima de atratividade: 10% ao ano;

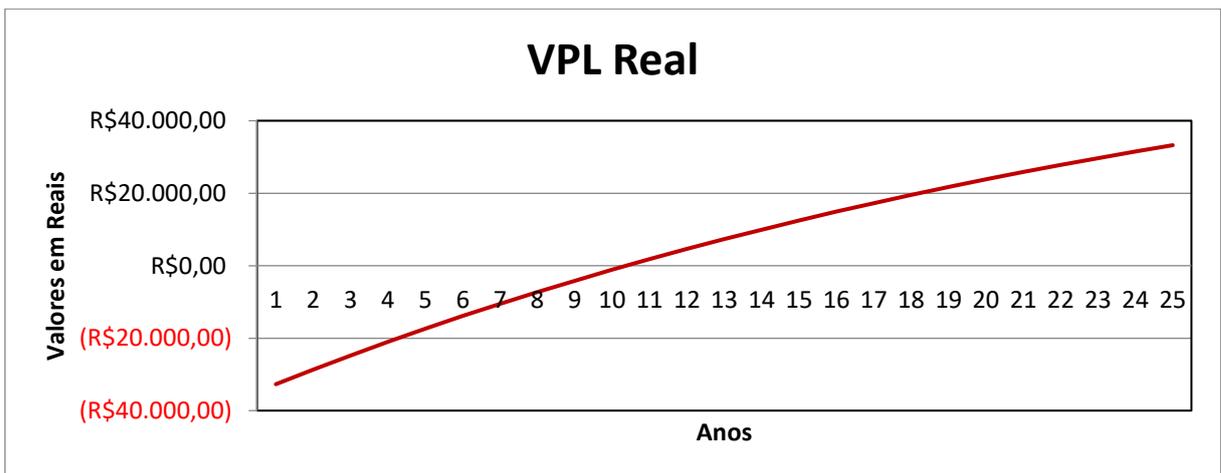
Considerando o período de 25 anos de garantia de funcionamento do projeto fotovoltaico, obteve-se os seguintes resultados representados nos gráficos 8, 9 e 10:

Gráfico 8 – “Payback” sistema FV em funcionamento



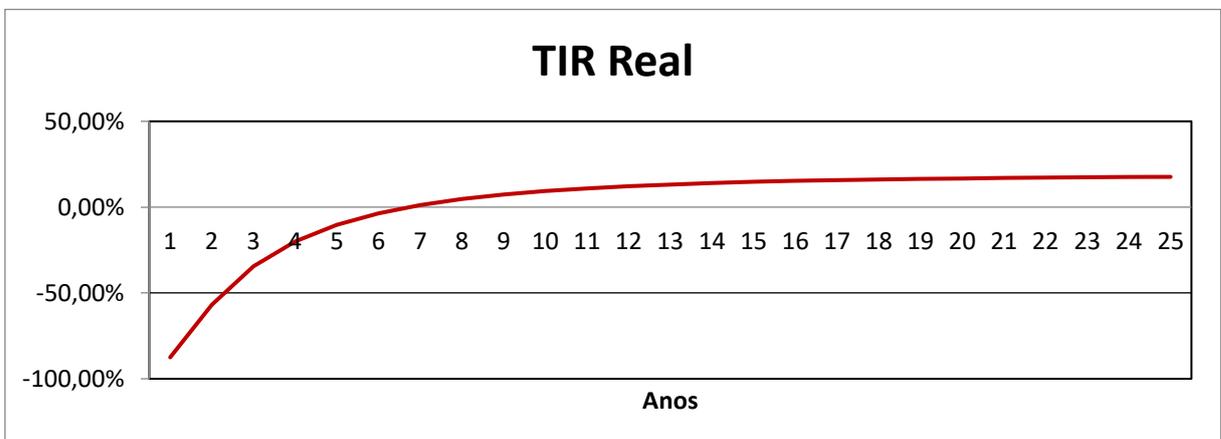
Fonte: Autoria própria

Gráfico 9 - VPL sistema FV em funcionamento



Fonte: Autoria própria

Gráfico 10 - TIR sistema FV em funcionamento

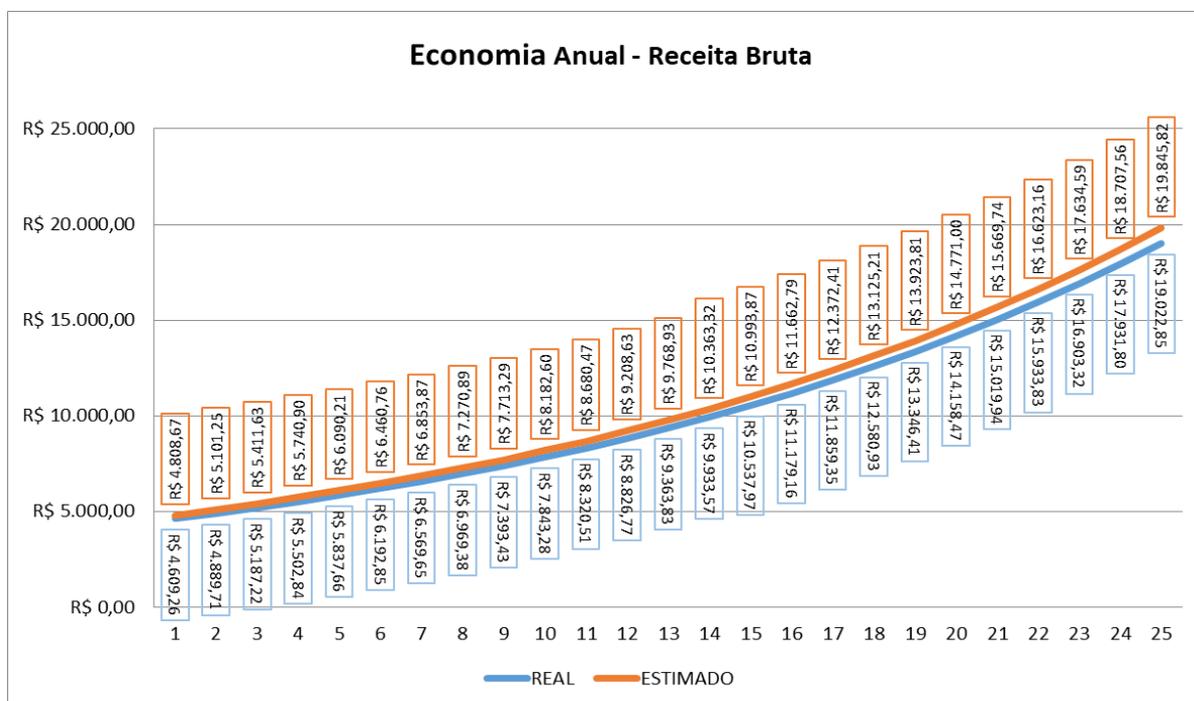


Fonte: Autoria própria

Em resumo, “payback” estimado para aproximadamente 6 anos, taxa interna de retorno de 17,63% (TIR>TMA) e valor presente líquido igual a R\$119.871,41, positivo a partir do 11º ano do investimento.

Assim sendo, apesar da perda em relação à estimativa do SOLergo, o investimento ainda é viável. Avaliando-se a economia anual da receita bruta, comparativamente entre a estimativa e energia real produzida na usina instalada, obteve-se, conforme gráfico 11:

Gráfico 11 – Comparativo economia anual (receita bruta)



Fonte: Autoria própria

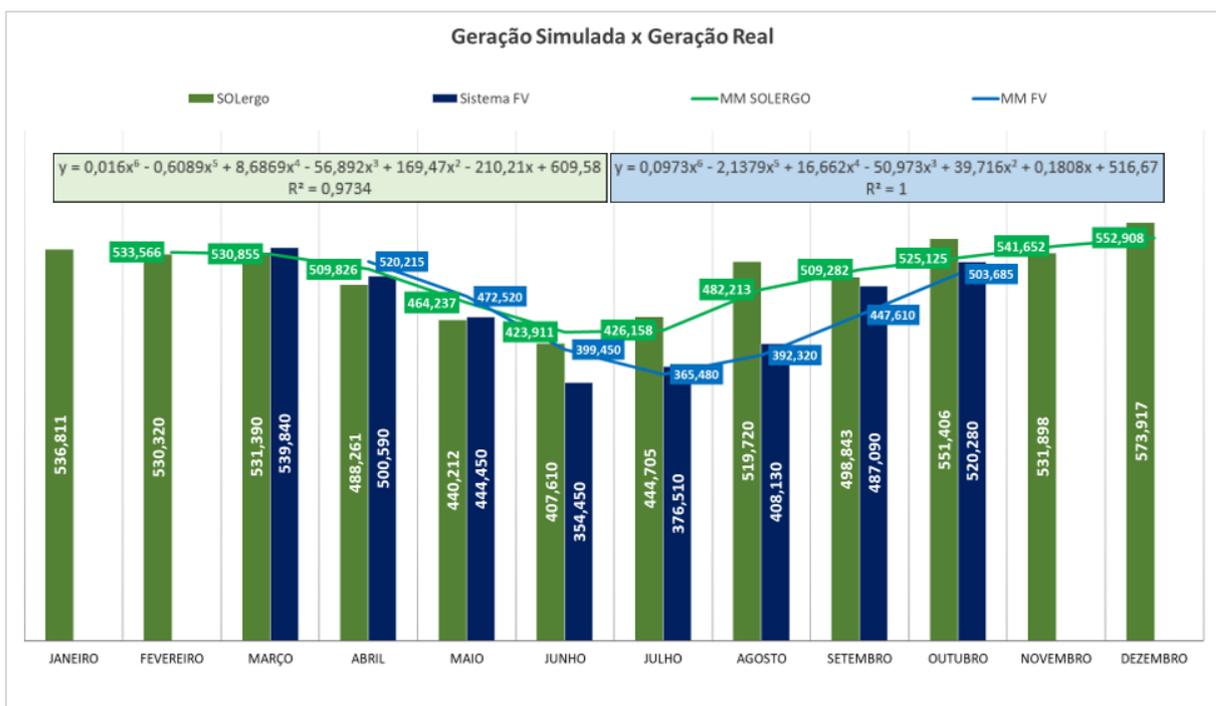
A diferença entre a receita bruta estimada total, R\$266.985,35 e receita bruta real total, R\$255.913,99, equivale a R\$11.071,37, o que representa uma variação em termos financeiros de 4,15% menor.

3.4. COMPARATIVO ENTRE DADOS SIMULADOS DE PROJETO E DADOS REAIS

3.4.1. Comparativo de Curvas de Geração Simuladas em Software e Sistema Real

A partir da simulação e produção do sistema real instalado, foi estabelecido o comparativo entre os dados, buscando-se verificar se a produção real do sistema de energia condiz com os valores simulados em software. A seguir apresenta-se o gráfico 12.

Gráfico 12 - Comparativo entre simulação com SOLergo e sistema solar fotovoltaico em funcionamento



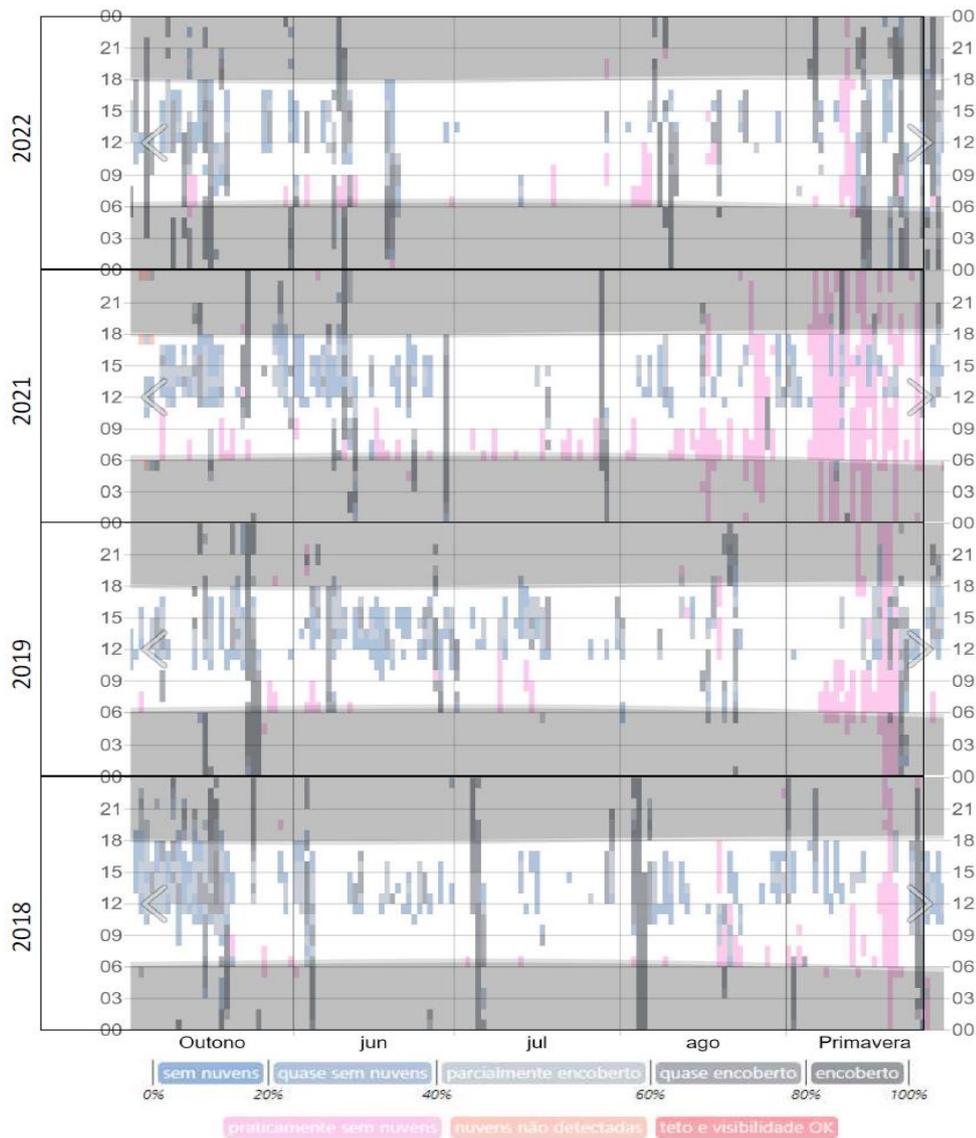
Fonte: Autoria própria

Analisando-se o gráfico, nota-se uma grande diferença entre a simulação e sistema real nos meses de junho, julho e agosto, meses estes que tendem a serem os piores meses para a geração fotovoltaica uma vez que o período corresponde ao solstício de inverno no hemisfério sul, o que nos permite afirmar que a calibração da

simulação não foi bem aferida no software ou, que há fatores inerentes à instalação afetando a curva de geração para esse período. Há também a necessidade de verificar se os meses relacionados neste ano (2022) apresentaram curvas meteorológicas atípicas em relação aos dados históricos da região, com muitos dias nebulosos no local da instalação, já que o software utiliza a série histórica de dados, além da localização geográfica de uma estação meteorológica próxima ao município.

Abaixo apresenta-se o gráfico de nebulosidade para o período de inverno (junho, julho e agosto) em Ribeirão Preto/SP:

Figura 9 - Nebulosidade no inverno em Ribeirão Preto



Fonte: Weatherspark.com

A partir dos gráficos de séries históricas diárias de nebulosidade, é possível notar que o padrão de nebulosidade para os dias em 2022 para o período não foi destoante em relação aos últimos anos, com destaque para julho/2022 onde praticamente não houve dias nebulosos (condição favorável para a produção de energia). Ainda assim, não é possível excluir a ocorrência de dias nebulosos atípicos no local da usina, sendo necessária maior necessidade de investigação com relação às discrepâncias encontrada entre os dados de geração real e dada simulada, principalmente para o período do inverno, uma vez que para os meses de março, abril, maio, setembro e outubro de 2022, os dados de geração obtidos foram muito próximos dos dados simulados. Com isso, é necessário verificar os dados diários de geração nesses meses, a fim de atestar se as curvas diárias de geração estão abaixo da geração média prevista, o que pode sugerir problemas na instalação, ou, se o que afetou a geração foram dias atípicos relacionados a condições meteorológicas, principalmente sombreamento por nebulosidade.

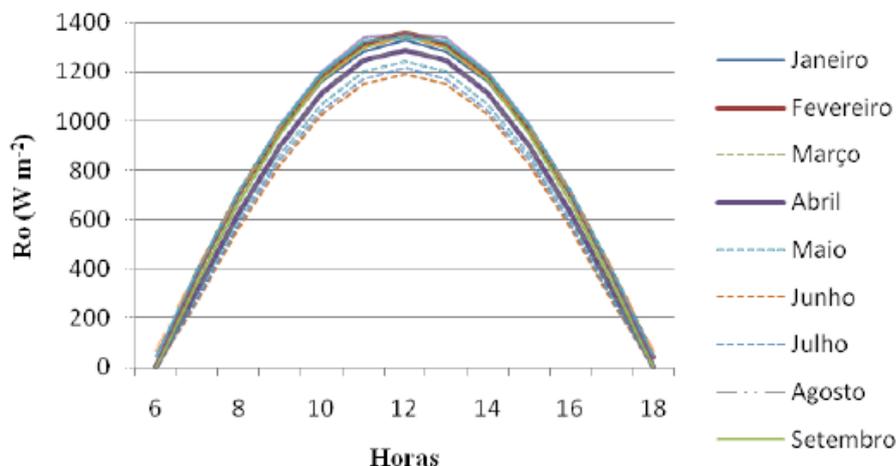
3.4.2. Radiação solar ao longo do dia

Buscando-se investigar o que foi indagado anteriormente, a fim de se analisar as condições meteorológicas nos meses de junho, julho e agosto, verificou-se a curva de potência diária nesses meses em que a geração real ficou abaixo do previsto quando comparada com a simulação.

Sabe-se que nos meses de inverno, a irradiância tende a ser menor do que nos meses de verão, uma vez que o há declinação do sol em relação aos painéis, tornando a produção desfavorável. Comparando-se dias de sol pleno em relação aos períodos

do ano, o que se espera da curva de irradiância é o comportamento abaixo exemplificado:

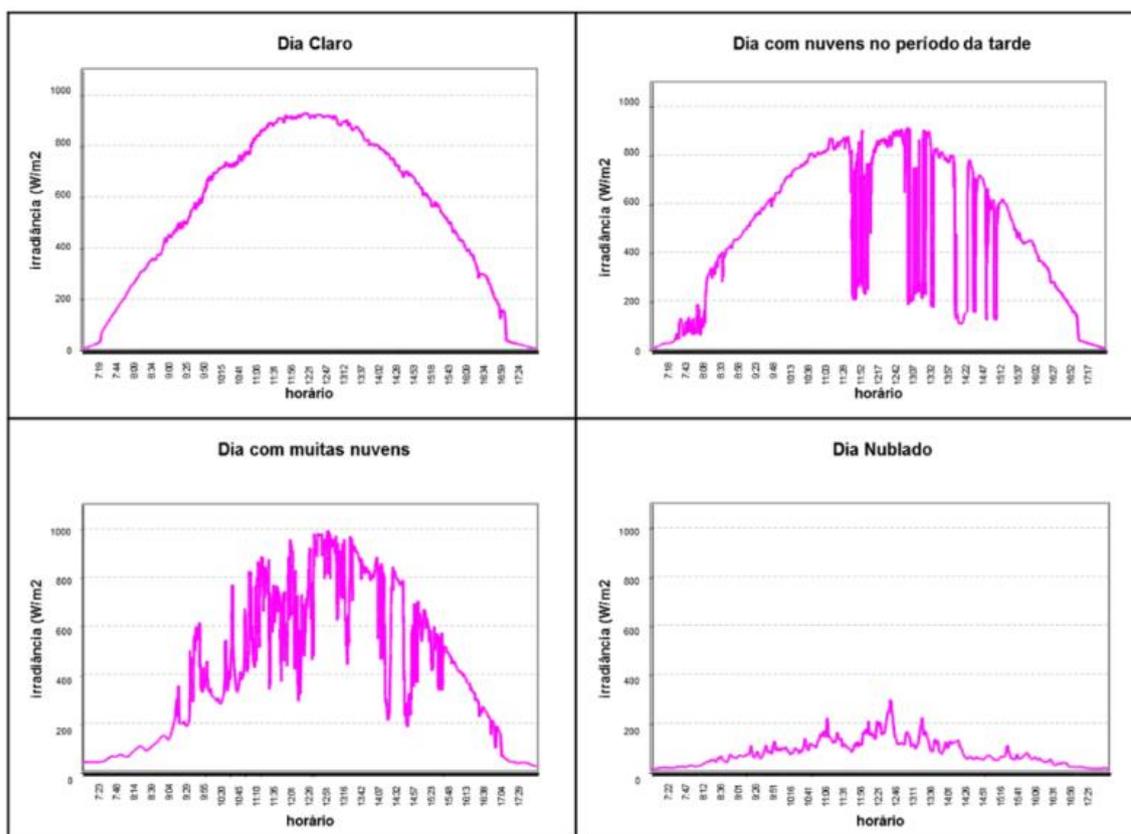
Figura 10 - Curvas de radiação solar ao longo dos meses, para condição de sol pleno.



Fonte: Revista EDUCAmazônia - Educação Sociedade e Meio Ambiente, Humaitá, LAPESAM/GISREA/UFAM/CNPq/EDUA - ISSN 1983-3423

No entanto, a curva simulada prevista pelo software (SOLergo) leva em consideração essa queda de irradiação, inclusive ajustando esse fator em relação a localização geográfica da instalação. Nesse sentido, pode-se afirmar que a média da energia gerada (kWh) diária prevista pelo software, já considera a queda da irradiação no período o que permite afirmar que as diferenças ocorridas podem estar relacionadas às condições meteorológicas atípicas em relação aos dados climatológicos históricos do local. Para essa avaliação, é possível verificar as curvas de potência diária do sistema, as quais apresentam padrões com base nas condições meteorológicas do dia, abaixo exemplificados:

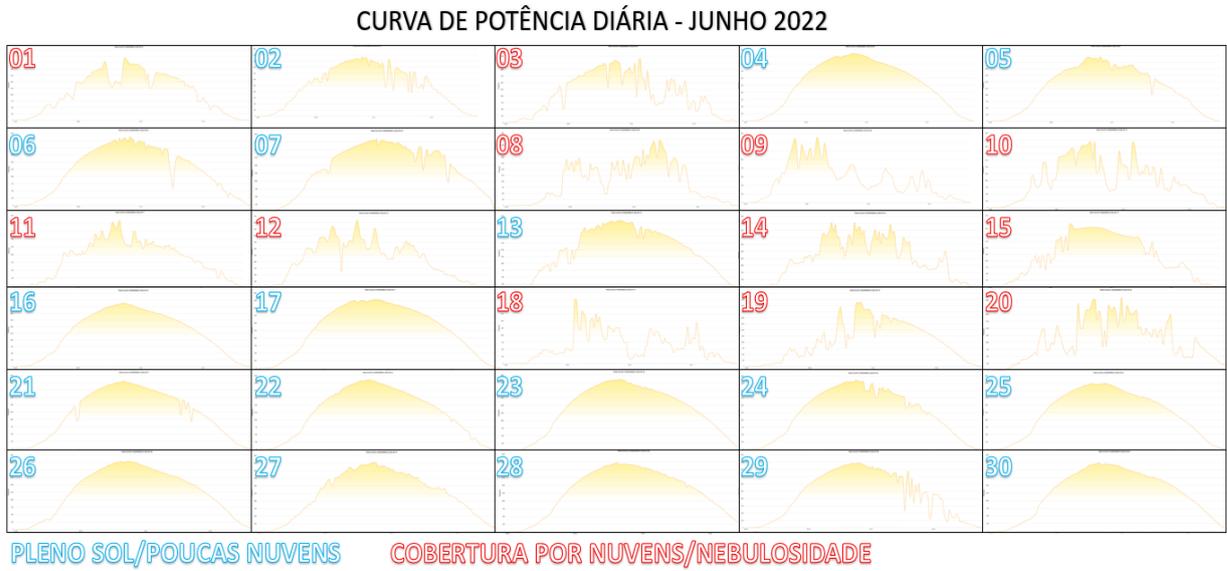
Figura 11 - Padrões de curvas de potência com base nas variações meteorológicas.



Fonte: <https://www.solarbrasil.com.br/blog/conceitos-de-energia-solar-fotovoltaica-como-a-radiacao-solar-varia-ao-longo-do-dia/>

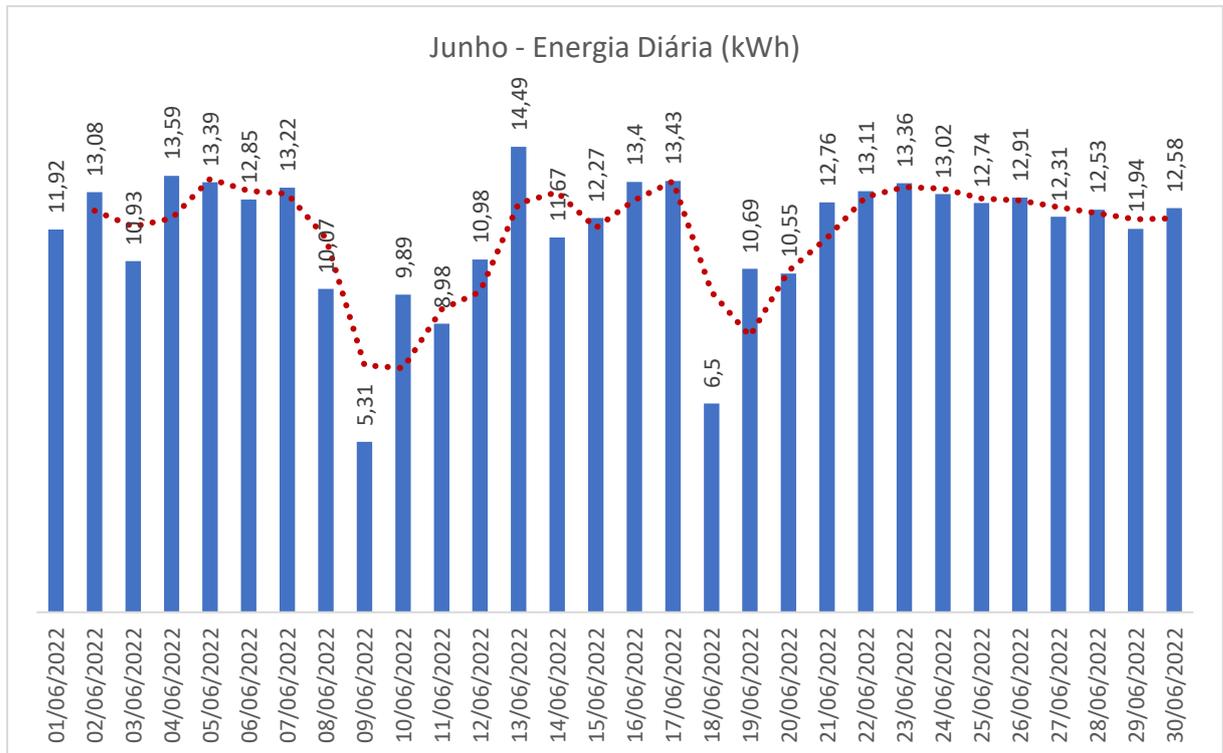
Sendo assim, verificou-se a variação da potência de geração da usina, registrada a cada 5 minutos ao longo do dia por meio dos micros inversores, obtendo-se dessa forma a curva de potência diária. Adicionalmente, relacionou-se a energia diária gerada pela usina, podendo-se observar através das variações de potência os impactos na geração de energia. Abaixo são apresentados os padrões obtidos ao longo dos meses de inverno, figuras 12, 13 e 14 e gráficos 12, 13 e 14, respectivamente.

Figura 12 - Curvas de potência diária no mês de junho 2022.



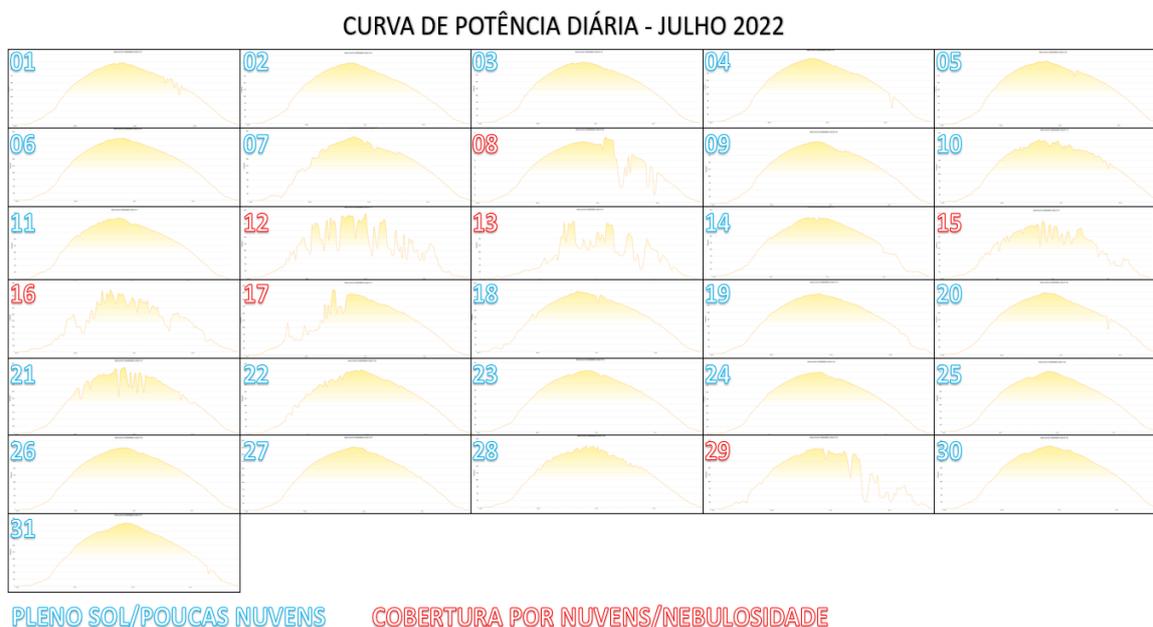
Fonte: Software de monitoramento *APSystem*

Gráfico 13 - Energia diária gerada (kWh) em junho de 2022.



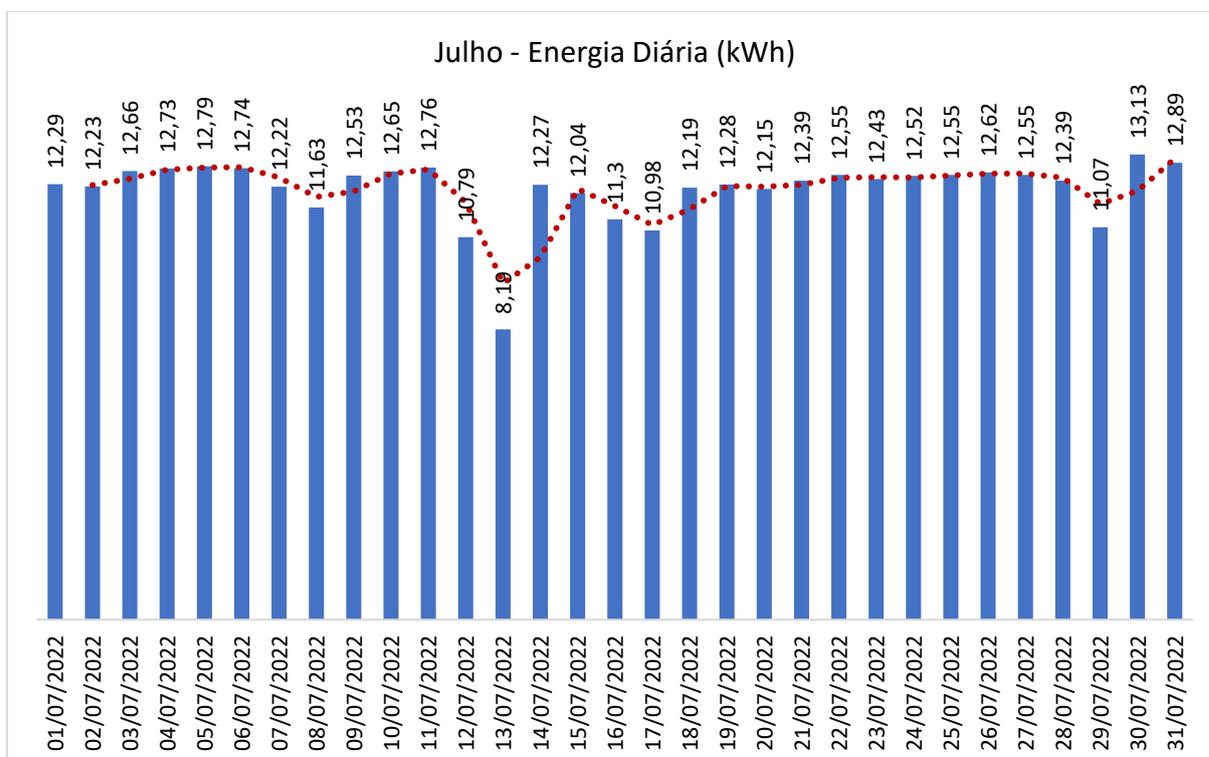
Fonte: Autoria própria

Figura 13 - Curvas de potência diária no mês de julho 2022.



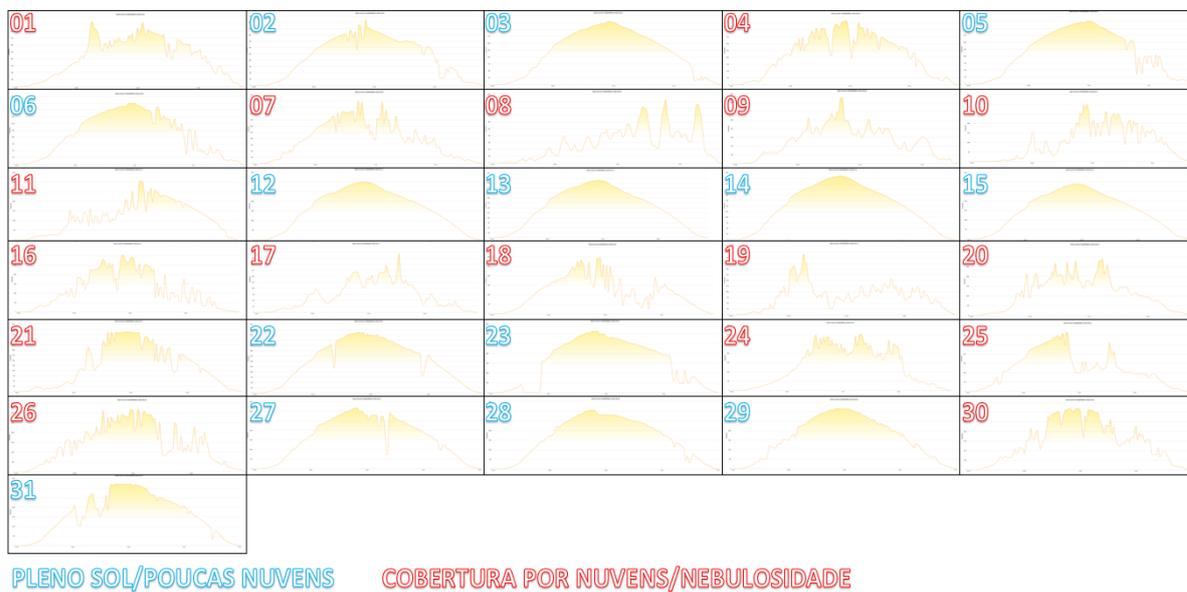
Fonte: Software de monitoramento APSsystem

Gráfico 14 - Energia diária gerada (kWh) em julho de 2022.



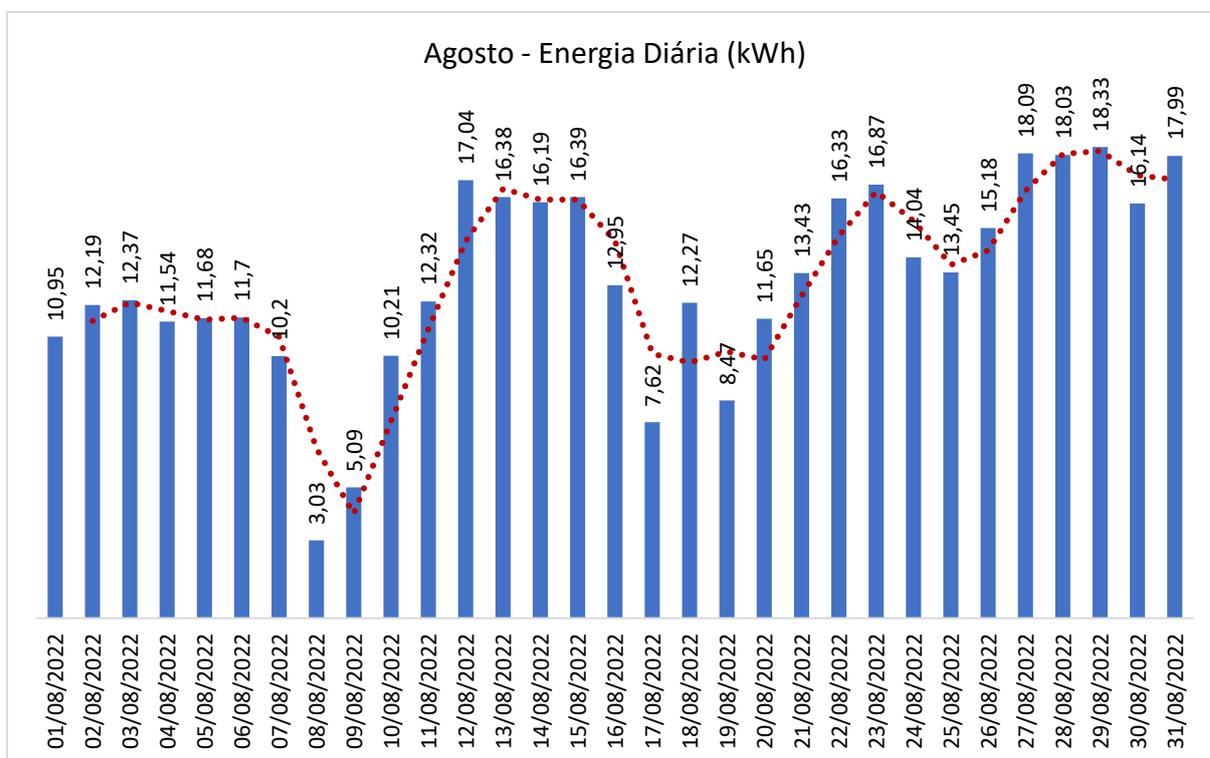
Fonte: Autoria própria

Figura 14 - Curvas de potência diária no mês de agosto 2022
CURVA DE POTÊNCIA DIÁRIA - AGOSTO 2022



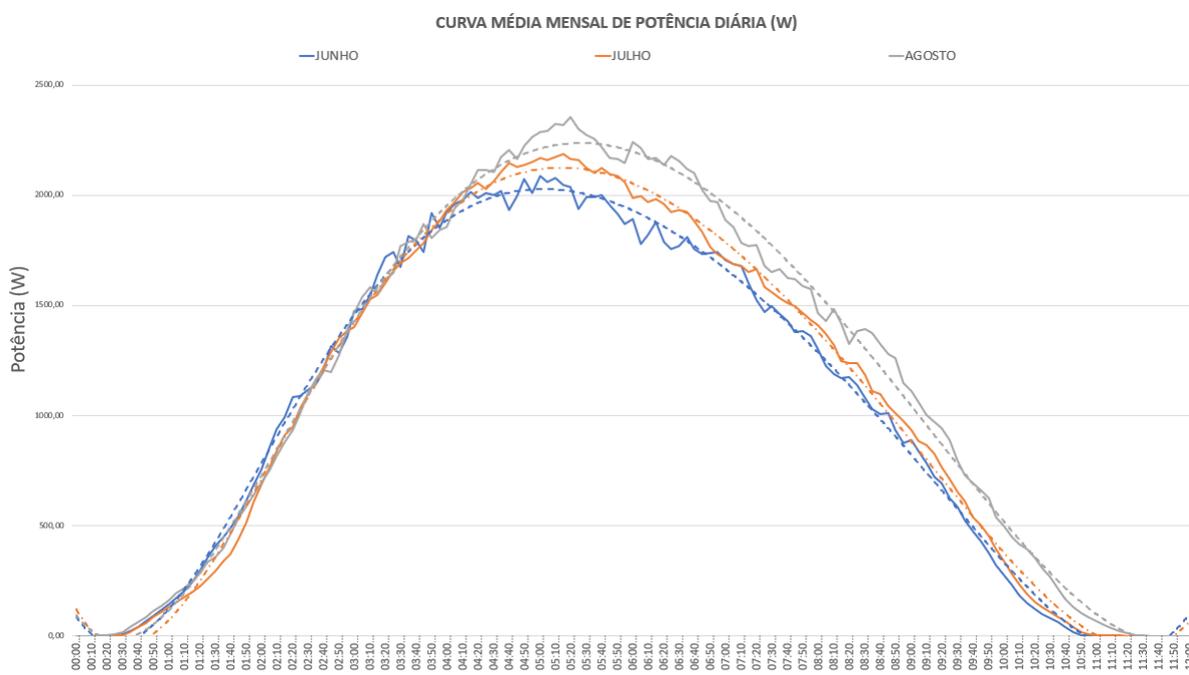
Fonte: Software de monitoramento APSsystem

Gráfico 15 - Energia diária gerada (kWh) em agosto de 2022.



Fonte: Autoria própria

Figura 15 - Curva média mensal de potência diária (W) para os meses de junho, julho e agosto de 2022.



Fonte: Software de monitoramento SOLergo

Avaliando-se as curvas de potência diárias dos meses acima, bem como a energia diária total gerada, nota-se que para junho, julho e agosto ocorreram doze, sete e dezessete dias de intermitência devido as nuvens/nebulosidade/chuvas, respectivamente. Quando verificados os dados de geração simulados em software para os respectivos meses, tem-se previsto a geração mensal de 407.61 kWh, 444.70 kWh e 519.72 kWh, o que resulta em médias mensais de geração de 13.59 kWh, 14.64 kWh e 16.76 kWh. Para a geração real obteve-se a geração mensal de 354.45 kWh, 376.51 kWh e 408.13 kWh, resultando em médias mensais de 11.81 kWh, 12.14 kWh e 13.16 kWh, resultados abaixo da geração simulada.

Desses valores, podemos inferir verificando mês a mês que para junho e julho, os resultados foram abaixo da média simulada mesmo para os dias de sol pleno/pouca nebulosidade, o que dá indícios de possíveis problemas relacionados aos dados

simulados ou, ainda, problemas inerentes à instalação, uma vez que, principalmente para o mês de julho, foram poucos os dias de intermitência, com grande parte da geração a pleno sol ao longo de todo mês. Já para agosto, é possível notar dias de pleno sol atingindo valores acima da média prevista, o que nos permite afirmar que para esse mês especificamente, ocorreram intermitências relacionadas ao clima maiores do que as previstas em software, sendo um mês atípico em relação à média histórica considerada pela simulação. Através do gráfico de curva média de potência diária, verifica-se o padrão de irradiância, atingindo valores menores para os meses de junho, julho e agosto em virtude do inverno, conforme mencionado anteriormente. No entanto, quando comparados aos valores esperados pela simulação, fica evidente que há desvios que devem ser investigados, principalmente buscando problemas referentes à instalação.

3.4.3. Fator de capacidade (FC)

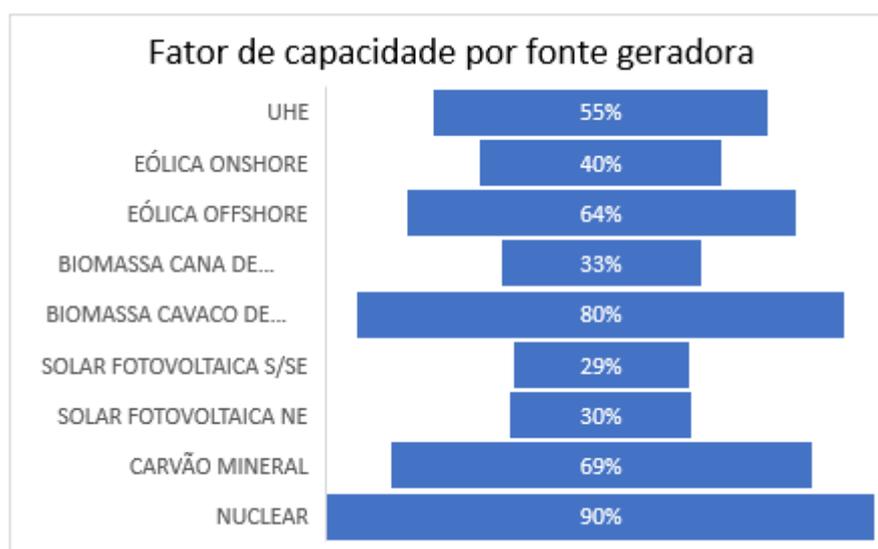
Buscando-se investigar mais evidências relacionadas aos desvios encontrados entre os valores de geração simulados e real, optou-se pela realização de uma análise aprofundada relacionada a performance real do sistema instalado. Para isso, realizou-se o cálculo de fator de capacidade do sistema, uma vez que este é um índice relacionado à potência do sistema (capacidade instalada), energia disponível (nesse caso, energia proveniente dos raios solares) e o tempo, relacionado à quantidade de horas que os módulos são submetidos à exposição do sol. Sendo assim, o fator de capacidade é um indicador de performance que define o quanto uma usina gera em

relação ao máximo que ela poderia gerar (proporção entre a energia gerada e a capacidade instalada).

É importante tomar conhecimento desse índice, pois em outras palavras, ele representa a produtividade do sistema de geração, sendo que valores abaixo da média esperada para esse índice indicam problemas na geração.

Para cada fonte de energia há um Fator de Capacidade característico, sendo assim, abaixo é apresentado o FC característico de alguns tipos de usina:

Figura 16 - Fator de Capacidade por fonte geradora.



Fonte: PNE2050 - Anexo, Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/PNE%202050%20-%20Anexo.pdf>

O Fator de capacidade é expresso pela equação (II) abaixo:

$$FC = \frac{E_t}{P \times t} = \frac{\text{Energia Período temporal}}{\text{Potência} \times \text{Tempo}} \quad (II)$$

Em que:

Energia Período temporal é a energia gerada em um determinado período t, expressa em Watts por hora (Wh);

Potência: é a potência instalada do sistema, expressa em Watts (W);

Tempo: É o intervalo de tempo considerado para o período em questão, expressa em horas (h).

Dessa forma calculou-se o Fator de capacidade mensal através dos dados de simulação e o Fator de Capacidade real atingidos com os dados de geração da usina instalada, apresentado na tabela 13:

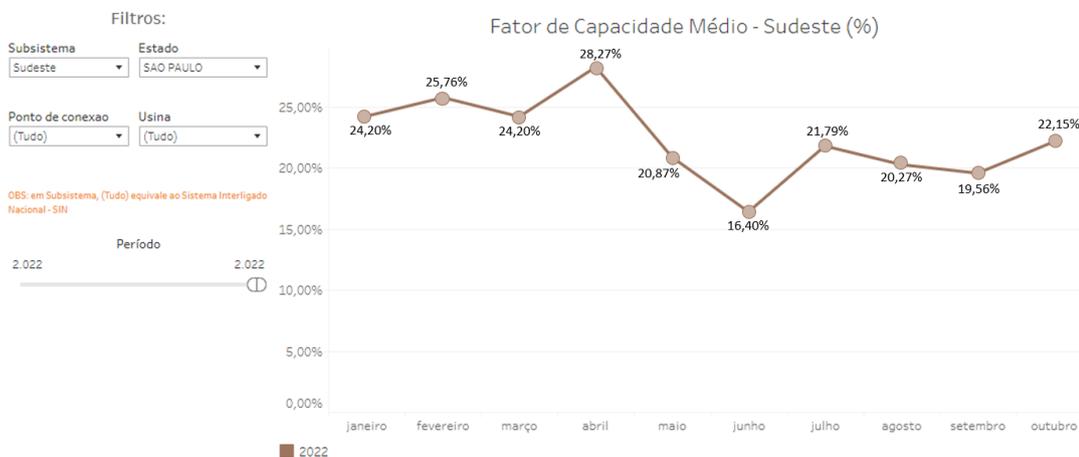
Tabela 13- Comparativo Fator de Capacidade Simulação x Fator de Capacidade Real

Mês	SOLergo (kWh)	FC Simulação	Sistema FV (kWh)	FC Sistema Real
Janeiro	536,811	24%		
Fevereiro	530,320	26%		
Março	531,390	24%	539,840	24%
Abril	488,261	23%	500,590	23%
Mai	440,212	20%	444,450	20%
Junho	407,610	19%	354,450	16%
Julho	444,705	20%	376,510	17%
Agosto	519,720	23%	408,130	18%
Setembro	498,843	23%	487,090	23%
Outubro	551,406	25%	520,280	23%
Novembro	531,898	25%		
Dezembro	573,917	26%		

Fonte: Autoria própria

Através de consulta ao site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), verificou-se o Fator de Capacidade médio para o estado de São Paulo no ano de 2022, abaixo apresentado:

Gráfico 16 - Fator de Capacidade médio para o Estado de São Paulo, ano 2022.



Fonte: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/boletim-geracao-solar>

Dessa forma, foi evidenciado que os valores de FC simulados ficaram muito próximos dos valores obtidos pela média de FC no estado, obtidos através do boletim ONS. Quando comparados os valores para o sistema real, notou-se novamente que os valores de FC simulados foram atingidos pela usina instalada para os meses de março, abril, maio e setembro e que, apesar de não se obter o FC simulado para junho e outubro, os valores reais ficaram muito próximos dos valores do boletim mensal ONS. Com isso, destacaram-se os valores abaixo do esperado quando comparados à simulação e média mensal do ONS, para os meses de julho e agosto de 2022, reforçando a tese de possíveis perdas em virtude de problemas na instalação.

3.4.4. Performance ratio (PR)

Outro índice necessário para análise são os valores da Performance Ratio (PR), que busca relacionar a geração real do sistema com sua geração teórica máxima possível. É um indicador de rendimento que demonstra se o projeto de geração de energia está produzindo o que de fato foi considerado em seu dimensionamento.

A performance ratio é expresso pela equação (III) abaixo:

$$PR = \frac{\text{Energia Gerada}}{\text{Energia Teórica}} \quad (III)$$

Em que:

Energia Gerada: é a energia produzida pelo sistema nas condições ao qual foi instalado (kWh);

Energia Teórica: é a energia gerada calculada levando-se em consideração a irradiação do local, área do sistema e eficiência dos módulos, *desconsiderando as perdas*, ou seja, trata-se do desempenho máximo teórico do sistema;

Sendo assim, através da análise dos valores de PR, é possível contabilizar as perdas do sistema (ocorridas por aumento de temperatura, sobretensões, sombreamento, sujidades, posicionamento dos módulos, orientação e inclinação dos módulos, etc.). Usualmente, adota-se que um sistema com PR abaixo dos 75% merece atenção, visto que esse valor é considerado baixo e que o sistema possui muitas perdas.

Sendo assim, foi calculado o índice de Performance Ratio mensal do sistema, levando-se em consideração a energia teórica obtida pela simulação sem levar em consideração as perdas (Tabela 10, Coluna “perdas sem obstáculos (kWh)” apresentada nesse TCC) e a energia gerada obtidas nos meses de geração completos desde a instalação dos módulos, conforme apresentado na tabela a14:

Tabela 14 - Performance Ratio mensal do sistema fotovoltaico.

Mês	Energia Teórica (kWh)	Energia Real Sistema FV (kWh)	Performance Ratio
Janeiro	594,600		
Fevereiro	567,600		
Março	552,700	539,840	97,67%
Abril	504,200	500,590	99,28%
Maio	451,900	444,450	98,35%
Junho	420,700	354,450	84,25%
Julho	456,400	376,510	82,50%
Agosto	538,600	408,130	75,78%
Setembro	520,200	487,090	93,64%
Outubro	586,200	520,280	88,75%
Novembro	586,200		
Dezembro	639,700		

Fonte: Autoria própria

Mais uma vez, notaram-se índices baixos para os meses de junho, julho e agosto, e para os demais meses, índices bastantes satisfatórios. Ficou evidente com isso que de fato, há problemas na instalação relacionados às perdas principalmente

nos meses de inverno, uma vez que nos demais meses, o sistema atingiu valores acima de 88%, cabendo uma análise aprofundada referente aos meses com grandes perdas, destaque para agosto com aproximadamente 75%.

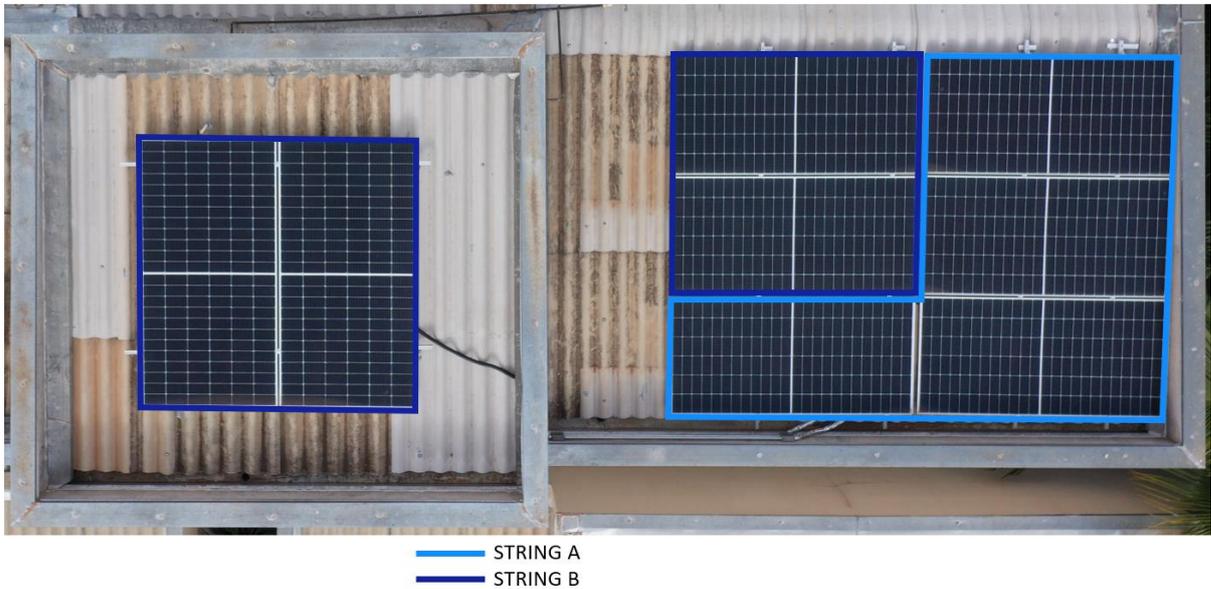
3.4.5. Fatores externos de influência na geração fotovoltaica

3.4.5.1. Sombreamento

Após análise dos índices de Fator de Capacidade e Performance Ratio mensais, ficaram evidentes que as perdas aumentaram significativamente nos meses de inverno. Com isso, uma investigação mais profunda dos dados de geração foi realizada a fim de buscar entender quais os possíveis problemas da instalação que culminaram nesses valores insatisfatórios, principalmente para os meses em questão.

Buscando uma análise mais profunda, foram verificados os dados de geração por string solar do sistema, uma vez que através do sistema com microinversores, é possível realizar essa separação. Na instalação do sistema, ficaram definidas as strings solares por micro inversores conforme apresentado na figura 17:

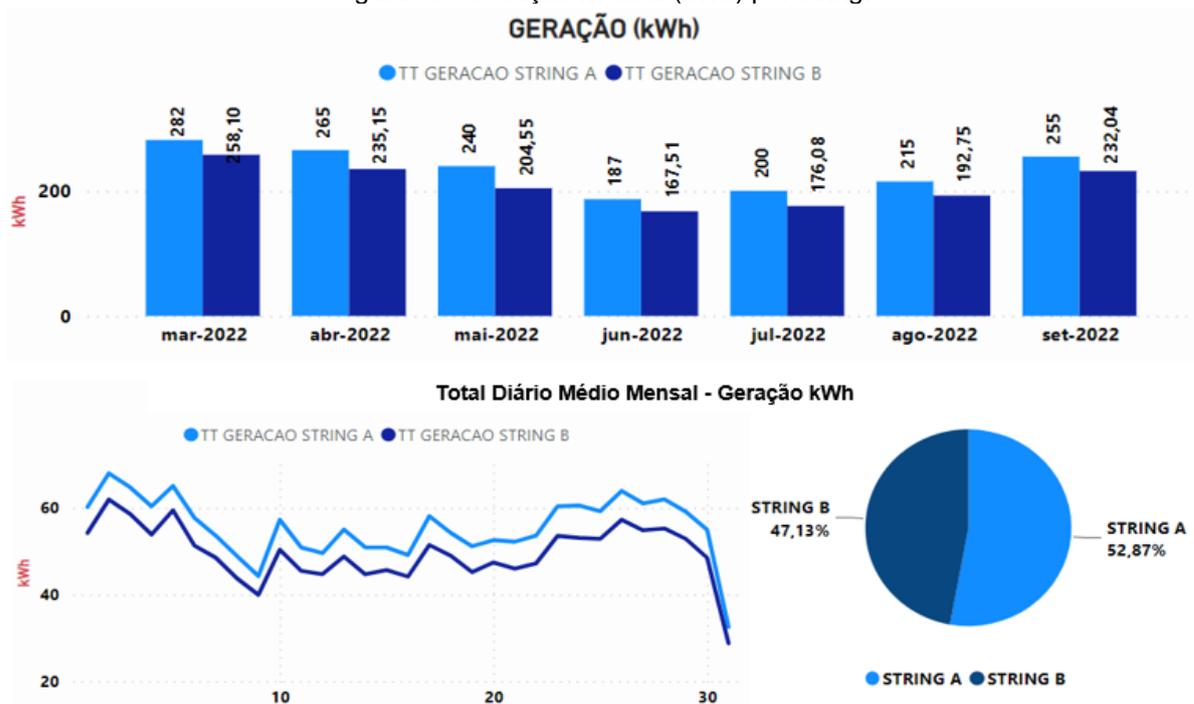
Figura 17 - Separação de strings solares do sistema fotovoltaico instalado.



Fonte: Foto aérea feita por drone – autoria própria.

Ao organizarem-se os dados de geração de energia por string solar, notou-se uma diferença praticamente constante ao longo dos meses na geração entre a string A e a string B, conforme é possível verificar na figura 18 e tabela 15:

Figura 18 - Geração mensal (kWh) por string.



Fonte: Autoria própria

Tabela 15 - Valores mensais de geração de energia (kWh) por string e diferença entre geração da string A e string B.

Mês	STRING A (kWh)	STRING B (kWh)	Diferença(kWh)
Março	282	258	23,90
Abril	265	235	29,85
Maio	240	205	35,45
Junho	187	168	19,49
Julho	200	176	23,92
Agosto	215	193	22,25
Setembro	255	232	22,96

Fonte: Autoria própria

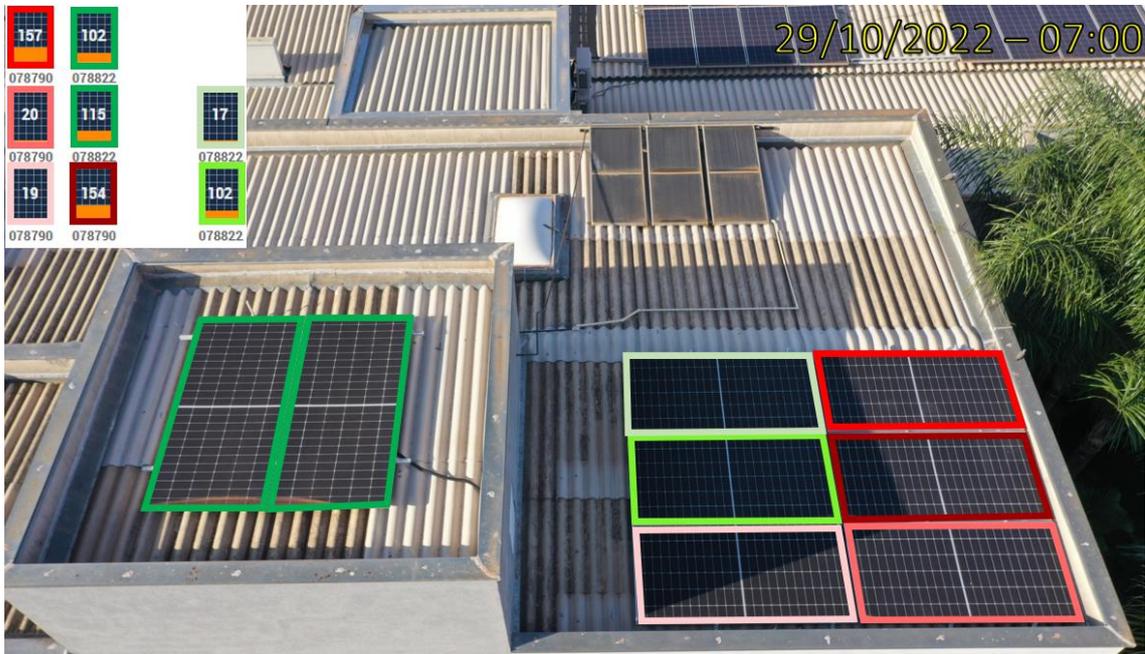
Como o sistema está instalado no mesmo local, sob as mesmas condições de localização geográfica e irradiação solar, destacou-se que possivelmente há um problema constante relacionado à string B, evidenciado pelas diferenças em relação à geração da string A ao longo de todos os meses.

A perda de performance anteriormente calculada é maior nos períodos de inverno devido a menor irradiância, e, quando somada essa perda constante da string B, a soma total das perdas torna-se relevante, contribuindo para menores valores de fator de capacidade e performance de ratio para esses meses. Adicionalmente, pode-se inferir que essa perda é relacionada às condições da instalação do sistema, já que é constante ao longo de todos os meses e que possivelmente apresenta maior gravidade em relação ao que foi considerado na geração simulada por software, evidenciando que é um problema que possivelmente não foi considerado ou foi minimizado na simulação, sendo parte significativa das diferenças evidenciadas na comparação com o sistema real.

A partir disso, foi realizado monitoramento ao longo de um dia de pleno sol, com poucas nuvens, para os principais períodos do dia, buscando-se verificar qual o possível problema em relação a string A e string B. Para isso, utilizou-se o drone e monitoramento horário por meio de foto do sistema e valores de potência instantâneo

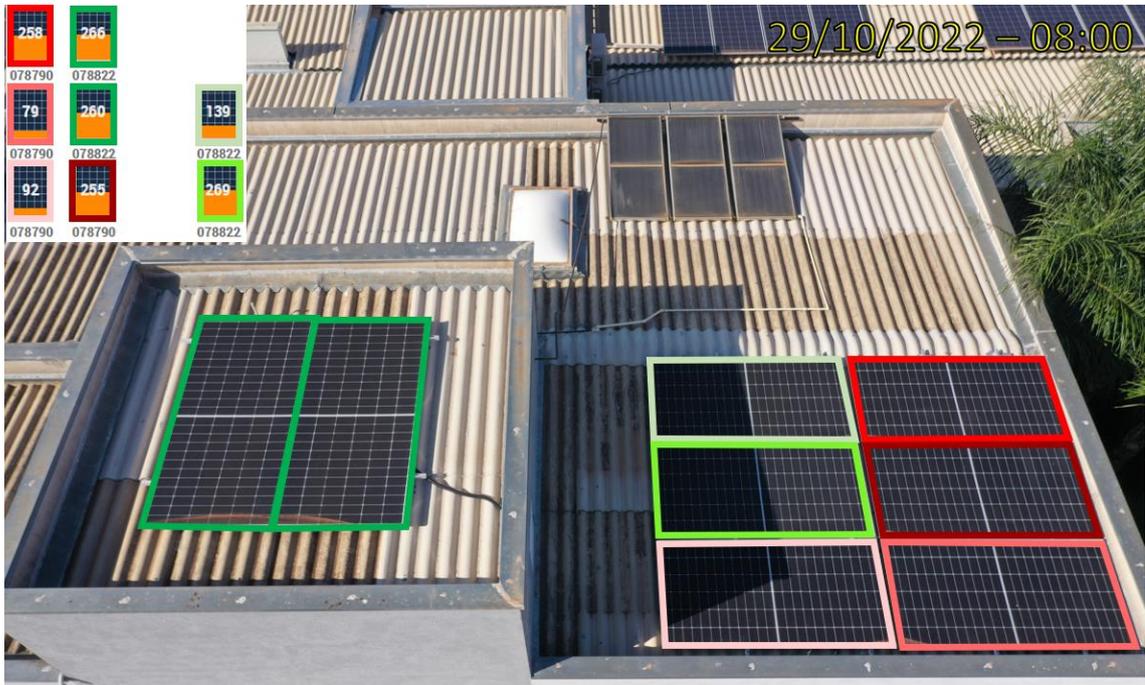
de cada módulo. Abaixo são apresentados os dados relacionados com base nas fotos horárias realizadas no dia 29/10/2022.

Figura 19 - Foto do sistema fotovoltaico às 7h00



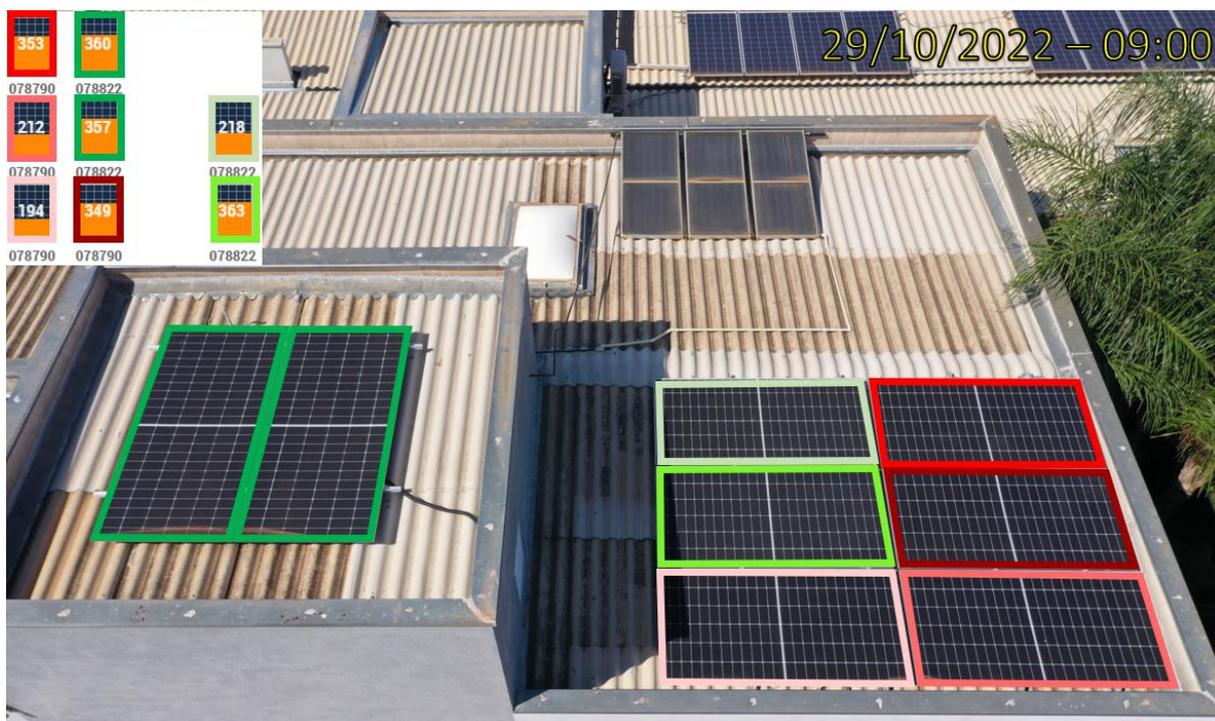
Fonte: Foto aérea feita por drone – autoria própria.

Figura 20 - Foto do sistema fotovoltaico às 8h00.



Fonte: Foto aérea feita por drone – autoria própria.

Figura 21 - Foto do sistema fotovoltaico às 9h00.



Fonte: Foto aérea feita por drone – autoria própria.

Figura 22 - Foto do sistema fotovoltaico às 10h00.



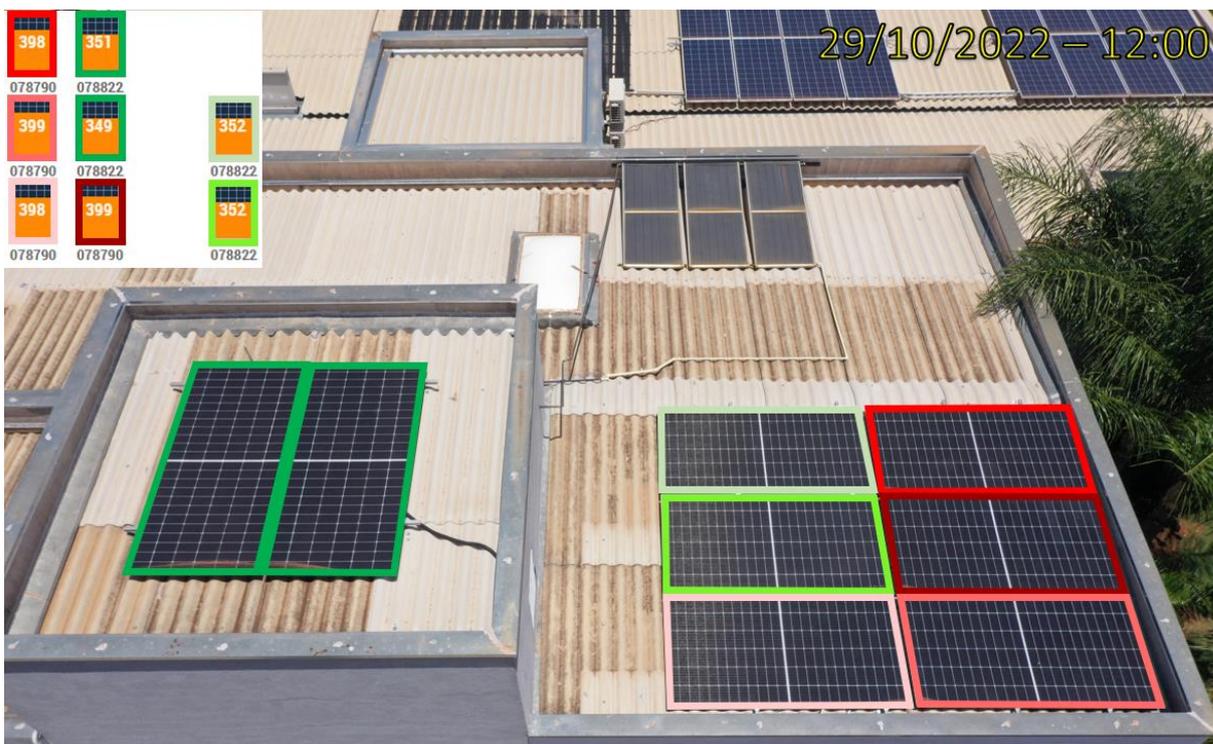
Fonte: Foto aérea feita por drone – autoria própria.

Figura 23 - Foto do sistema fotovoltaico às 11h00.



Fonte: Foto aérea feita por drone – autoria própria.

Figura 24 - Foto do sistema fotovoltaico às 12h00.



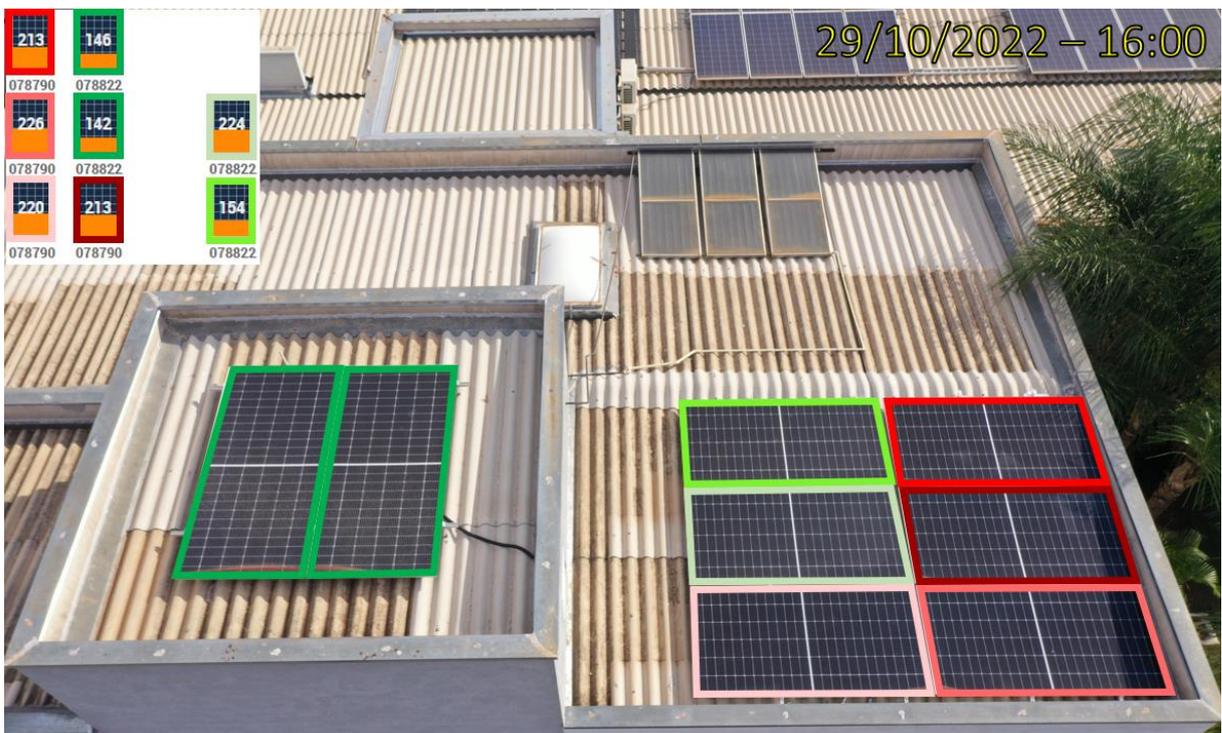
Fonte: Foto aérea feita por drone – autoria própria.

Figura 25 - Foto do sistema fotovoltaico às 15h00.



Fonte: Foto aérea feita por drone – autoria própria.

Figura 26 - Foto do sistema fotovoltaico às 16h00.



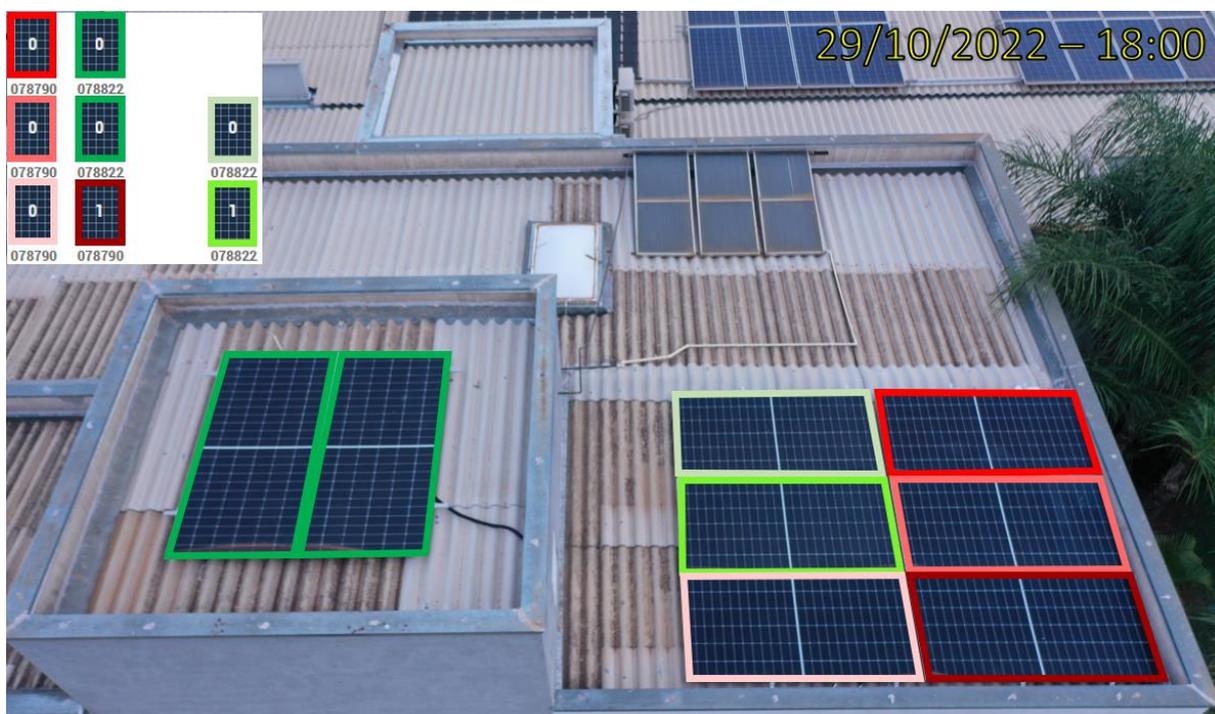
Fonte: Foto aérea feita por drone – autoria própria.

Figura 27 - Foto do sistema fotovoltaico às 17h00.



Fonte: Foto aérea feita por drone – autoria própria.

Figura 28 - Foto do sistema fotovoltaico às 18h00



Fonte: Foto aérea feita por drone – autoria própria.

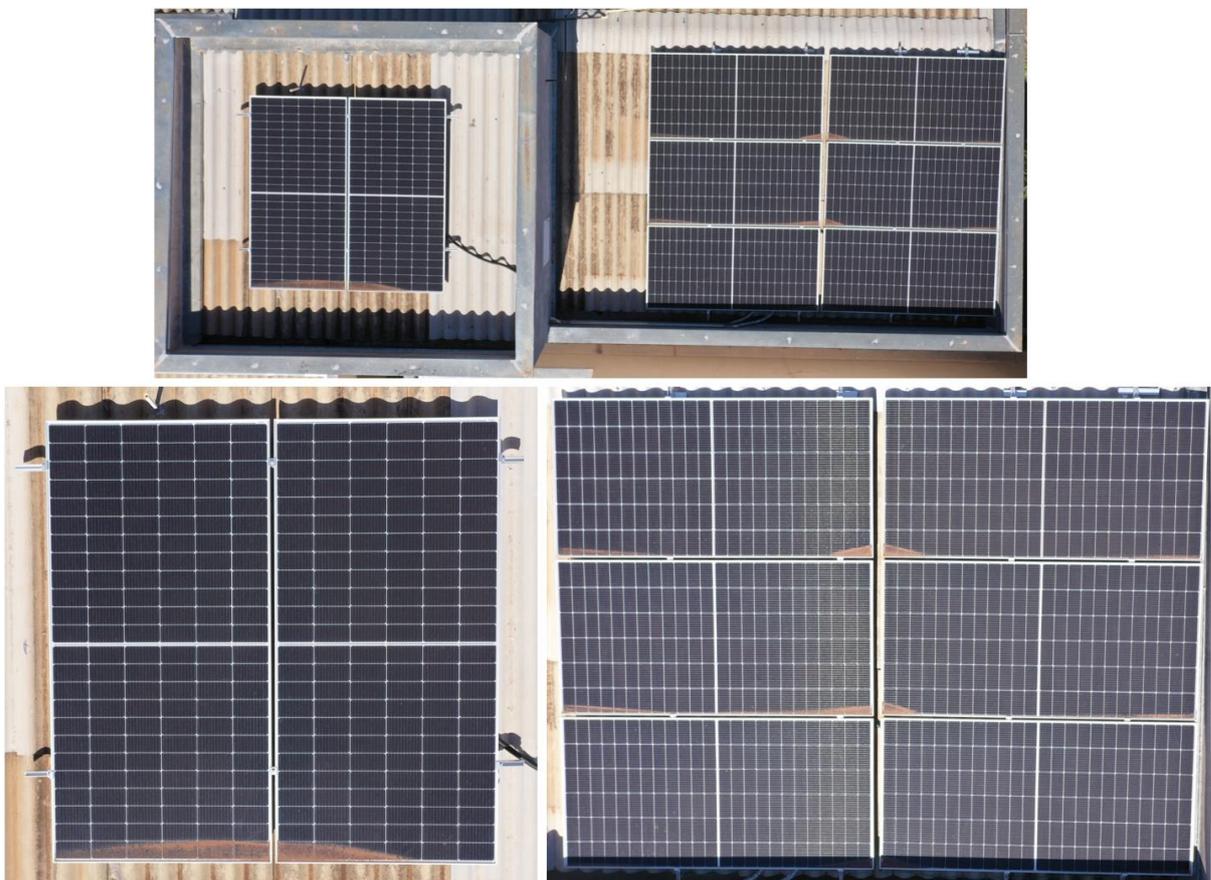
Com análise das fotos ao longo do dia, notou-se o sombreamento devido à torre da caixa d'água da residência afetando os módulos da String B, principalmente no período da manhã em que há maior irradiação do sol e, portanto, maior geração de energia por módulo. Conforme é possível observar, a String A têm sua geração iniciada nas primeiras horas do dia, enquanto a String B, devido ao sombreamento da torre, inicia sua geração plena a partir das 9:00 horas. Também ficou evidente que, a partir das 15:00, apesar do pequeno sombreamento da platibanda do telhado na String A, esse efeito não é tão relevante quanto à perda de geração na String B nas primeiras horas do dia. Sendo assim, a diferença constante de geração entre as strings solares deu-se pelo sombreamento da torre da caixa d'água devido ao posicionamento do sol nas primeiras horas do dia, sendo um efeito constante ao longo dos meses e afetando a performance do sistema de maneira geral. O sombreamento da caixa d'água em questão é algo considerado na simulação em software (SOLergo), porém ficou evidente que possivelmente teve seu efeito atenuado em relação ao que ocorreu na realidade, representando a principal distorção ocorrida entre comparativo da simulação e sistema real instalado.

3.4.5.2. Poeira nos módulos

Além do sombreamento, outro fator externo que pode contribuir para a perda de eficiência dos módulos é o acúmulo de sujidades, principalmente poeira, na superfície dos módulos. O município de Ribeirão Preto/SP anualmente sofre com tempestades de poeira em virtude das grandes secas e queimadas de cana de açúcar.

Nesse sentido, a partir dos meses de junho e julho, foi possível observar certo acúmulo de poeira na superfície dos módulos instalados.

Figura 29 - Poeira acumulada nos módulos, foto retirada no dia 13/08/2022.



Fonte: Foto aérea feita por drone – autoria própria.

Sendo assim, no dia 23/08/2022 foi efetuada a limpeza de uma das strings (String A) do sistema, com o objetivo de verificar-se os efeitos da poeira sobre a geração de energia solar. Na string B, foram retirados apenas os grandes acúmulos de poeira dos bordos inferiores, pontos passíveis de geração de “*hot spots*” danificando os módulos a longo prazo.

Figura 30 - Limpeza da string A, foto retirada no dia 23/08/2022.



Fonte: Foto aérea feita por drone – autoria própria.

Com isso, organizaram-se os dados com meses completos de geração, conforme apresentado na tabela 16:

Tabela 16 - Energia diária, em kWh, por string da usina solar em Ribeirão Preto.

DIA	MARÇO STRING A (kWh)	MARÇO STRING B (kWh)	ABRIL STRING A (kWh)	ABRIL STRING B (kWh)	MAIO STRING A (kWh)	MAIO STRING B (kWh)	JUNHO STRING A (kWh)	JUNHO STRING B (kWh)	JULHO STRING A (kWh)	JULHO STRING B (kWh)	AGOSTO STRING A (kWh)	AGOSTO STRING B (kWh)	SETEMBRO STRING A (kWh)	SETEMBRO STRING B (kWh)
1	8,99	8,74	5,73	5,17	5,85	6,82	6,34	5,57	6,54	5,75	5,86	5,08	10,18	9,06
2	11,36	10,18	10,34	9,43	6,79	6,39	6,92	6,16	6,45	5,78	6,41	5,79	10,09	9,13
3	8,61	8,18	9,72	8,79	8,95	7,60	5,65	5,28	6,76	5,90	6,61	5,76	9,78	8,66
4	10,77	9,71	10,07	8,89	2,55	2,22	7,26	6,33	6,80	5,92	6,13	5,41	8,80	7,93
5	8,53	8,19	8,53	8,11	9,38	7,83	5,07	6,32	6,82	5,98	6,13	5,56	8,44	7,93
6	10,90	9,85	9,67	8,43	9,61	8,17	6,83	6,02	6,81	5,95	6,16	5,55	7,76	7,37
7	9,31	8,63	10,15	8,97	8,44	7,39	7,05	6,16	6,50	5,71	5,16	5,03	7,02	6,64
8	9,83	8,80	7,87	7,40	8,44	7,36	5,43	4,65	6,15	5,48	1,56	1,46	9,63	8,59
9	7,59	6,90	8,31	7,29	7,24	6,24	2,67	2,63	6,72	5,81	2,59	2,51	9,16	8,57
10	11,23	9,96	9,24	8,29	9,26	7,84	5,03	4,86	6,76	5,89	5,65	4,56	10,12	8,96
11	9,62	8,76	9,91	8,89	2,82	3,41	4,46	4,53	6,85	5,91	6,79	5,54	9,45	8,44
12	7,28	7,06	5,40	4,62	7,50	6,18	5,49	5,48	5,59	5,19	9,09	7,95	9,22	8,25
13	7,10	6,48	8,16	7,52	9,14	7,64	7,73	6,75	4,33	3,87	8,71	7,66	9,85	8,85
14	8,51	7,19	6,74	6,00	8,86	7,56	5,91	5,77	6,53	5,74	8,61	7,58	5,76	4,84
15	7,25	6,45	10,61	9,13	3,26	3,03	6,38	5,88	6,31	5,73	8,73	7,65	8,34	7,79
16	5,28	6,92	10,68	9,33	5,85	4,92	7,13	6,28	5,97	5,34	6,70	6,24	5,52	5,13
17	10,08	9,11	10,35	9,04	8,34	7,34	7,15	6,29	5,93	5,05	2,91	3,71	11,35	10,05
18	9,30	8,58	9,18	8,28	8,68	5,49	3,30	3,19	6,50	5,68	6,38	5,89	10,88	9,86
19	6,97	6,61	9,31	8,32	7,77	6,29	5,88	4,83	6,55	5,72	4,41	4,06	10,24	9,32
20	8,69	8,13	8,53	7,53	9,33	7,79	5,44	5,11	6,42	5,73	5,98	5,66	8,15	7,45
21	5,65	7,20	9,04	7,71	8,89	7,46	6,79	5,95	6,64	5,77	7,19	6,25	5,97	5,64
22	10,19	9,64	9,53	8,24	9,03	7,52	7,01	6,09	6,71	5,85	8,74	7,58	2,40	2,29
23	9,50	8,99	8,24	7,13	8,41	7,15	5,13	6,23	6,64	5,80	8,90	7,98	8,56	10,25
24	10,35	9,24	9,55	8,19	8,60	7,19	6,90	6,12	6,66	5,85	7,44	6,61	11,03	9,87
25	10,51	9,37	9,31	8,17	8,75	7,25	6,80	5,94	6,71	5,83	6,83	6,61	10,32	9,67
26	9,61	8,20	7,59	6,89	8,53	7,16	6,88	6,03	6,75	5,88	7,79	7,38	7,17	6,62
27	6,96	6,45	8,52	7,60	7,19	6,24	6,54	4,77	6,73	5,82	9,62	8,47	5,13	4,89
28	7,66	7,43	9,17	7,84	7,48	6,21	6,69	5,84	6,64	5,74	9,57	8,46	3,65	3,41
29	10,38	9,42	8,86	7,64	8,04	6,73	6,31	5,62	5,73	5,34	9,72	8,61	10,11	9,51
30	9,83	8,91	7,12	6,31	7,79	6,55	6,75	5,83	7,05	6,09	8,40	7,74	8,01	7,07
31	9,89	8,82			6,15	5,58			6,89	5,98	9,58	8,41		
TOTAIS	277,73	258,10	265,43	235,15	236,92	202,55	182,92	166,51	200,44	176,08	214,35	192,75	252,09	232,04
Σ	535,83		500,58		439,47		349,43		376,52		407,10		484,13	
kWh/kWh	0,52	0,48	0,53	0,47	0,54	0,46	0,52	0,48	0,53	0,47	0,53	0,47	0,52	0,48

Fonte: Autoria própria

Buscando-se avaliar o efeito da poeira, de caráter constante em relação aos demais fatores que influenciam a geração fotovoltaica, relativizou-se a geração total mensal pelos valores obtidos da geração de energia por string. Como é possível observar, a taxa (kWh/kWh) obtida por string varia entre 0,52 para a string A e 0,48 para a string B, mantendo-se constante ao longo dos meses (e, conforme esperado, preservando inclusive a diferença verificada anteriormente na geração individual por strings devido ao efeito do sombreamento pela manhã).

A partir daí, isolou-se os dados do período pós limpeza da string A, a partir de 23/08/2022, conforme apresentado na tabela 17:

Tabela 17 - Geração de energia por string a partir do dia 23/08/2022, após limpeza da string A

DIA	AGOSTO/ SETEMBRO STRING A (kWh)	AGOSTO/ SETEMBRO STRING B (kWh)
1	8,90	7,98
2	7,44	6,61
3	6,83	6,61
4	7,79	7,38
5	9,62	8,47
6	9,57	8,46
7	9,72	8,61
8	8,40	7,74
9	9,58	8,41
10	10,18	9,06
11	10,09	9,13
12	9,78	8,66
13	8,80	7,93
14	8,44	7,93
15	7,76	7,37
16	7,02	6,64
17	9,63	8,59
18	9,16	8,57
19	10,12	8,96
20	9,45	8,44
21	9,22	8,25
22	9,85	8,85
23	5,76	4,84
24	8,34	7,79
25	5,52	5,13
26	11,35	10,05
27	10,88	9,86
28	10,24	9,32
29	8,15	7,45
30	5,97	5,64
31	2,40	2,29
32	8,56	10,25
33	11,03	9,87
34	10,32	9,67
35	7,17	6,62
36	5,13	4,89
37	3,65	3,41
38	10,11	9,51
39	8,01	7,07
TOTAIS	329,94	302,31
Σ	632,25	
kWh/kWh	0,52	0,48

Fonte: Autoria própria

Assim, destacou-se que, apesar da poeira presente nos módulos, não foi possível observar tal influência desse fator sobre a geração de energia, já que as médias das taxas por strings se mantiveram constantes mesmo após a limpeza. É evidente que o grau de empoeiramento é diretamente proporcional à influência sobre a geração de energia e que, possivelmente, para o nível de poeira depositado sobre os módulos nesta ocasião não ocorreram prejuízos na geração, o que não exclui a

influência desse fator externo, sendo necessário constante monitoramento a fim de garantir-se a limpeza dos módulos na medida do possível.

3.5. CONSUMO E AUTOCONSUMO REMOTO

Ao analisar-se o histórico das contas de energia dos meses anteriores e dos meses atuais (já com a geração de energia solar fotovoltaica), foi possível verificar o comparativo de valores mensais e da redução dos valores financeiros das contas de energia, conforme tabela 18:

Tabela 18 - Comparação conta de energia em valores reais a pagar.

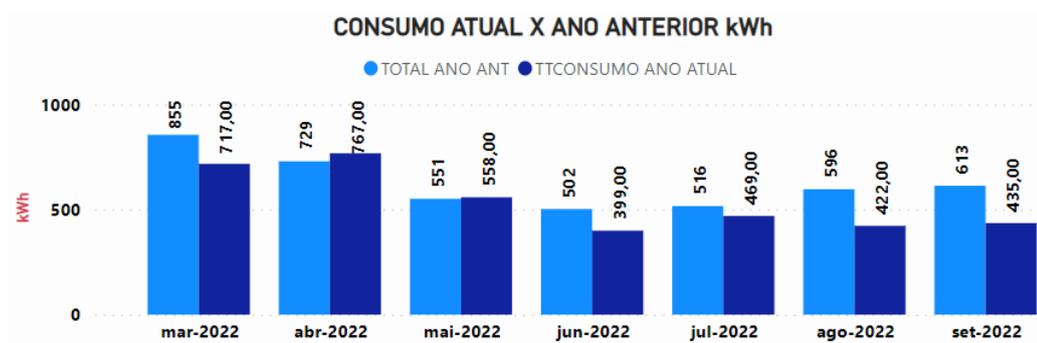
Mês	2021			2022			Redução			
	RP	CPS	Total	RP	CPS	Total	RP	CPS	Total	% Total
Março	R\$ 334,45	R\$ 377,65	R\$ 712,10	R\$ 322,20	R\$ 375,32	R\$ 697,52	R\$ 12,25	R\$ 2,33	R\$ 14,58	-2,0%
Abril	R\$ 339,56	R\$ 263,94	R\$ 603,50	R\$ 161,06	R\$ 440,74	R\$ 601,80	R\$ 178,50	-R\$ 176,80	R\$ 1,70	-0,3%
Maio	R\$ 295,31	R\$ 170,98	R\$ 466,29	R\$ 149,39	R\$ 233,24	R\$ 382,63	R\$ 145,92	-R\$ 62,26	R\$ 83,66	-17,9%
Junho	R\$ 298,43	R\$ 159,36	R\$ 457,79	R\$ 103,75	R\$ 139,99	R\$ 243,74	R\$ 194,68	R\$ 19,37	R\$ 214,05	-46,8%
Julho	R\$ 322,04	R\$ 152,72	R\$ 474,76	R\$ 93,88	R\$ 180,91	R\$ 274,79	R\$ 228,16	-R\$ 28,19	R\$ 199,97	-42,1%
Agosto	R\$ 387,08	R\$ 175,13	R\$ 562,21	R\$ 91,48	R\$ 160,41	R\$ 251,89	R\$ 295,60	R\$ 14,72	R\$ 310,32	-55,2%
Setembro	R\$ 387,47	R\$ 193,39	R\$ 580,86	R\$ 90,38	R\$ 140,66	R\$ 231,04	R\$ 297,09	R\$ 52,73	R\$ 349,82	-60,2%
Outubro	R\$ 492,95	R\$ 197,54	R\$ 690,49	R\$ 91,19	R\$ 99,86	R\$ 191,05	R\$ 401,76	R\$ 97,68	R\$ 499,44	-72,3%

Fonte: Autoria própria

Observou-se que, após a instalação do sistema fotovoltaico na residência em Ribeirão Preto com adição de créditos para Campinas, houve uma redução crescente dos valores financeiros em ambas as contas de energia.

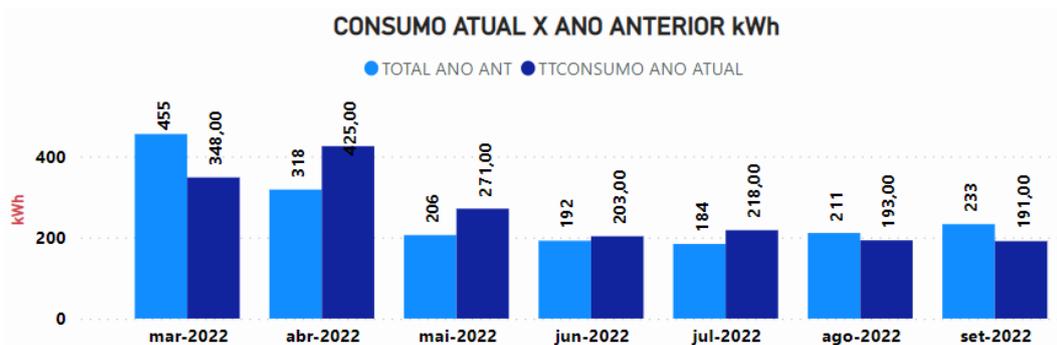
Buscando-se a análise por meio da verificação demanda de energia, isolou-se os dados de consumo obtidos em contas da CPFL, em kWh, de ambas as residências, conforme gráficos 17, 18 e 19:

Gráfico 17 - Consumo de energia 2021 e 2022 para ambas as residências.



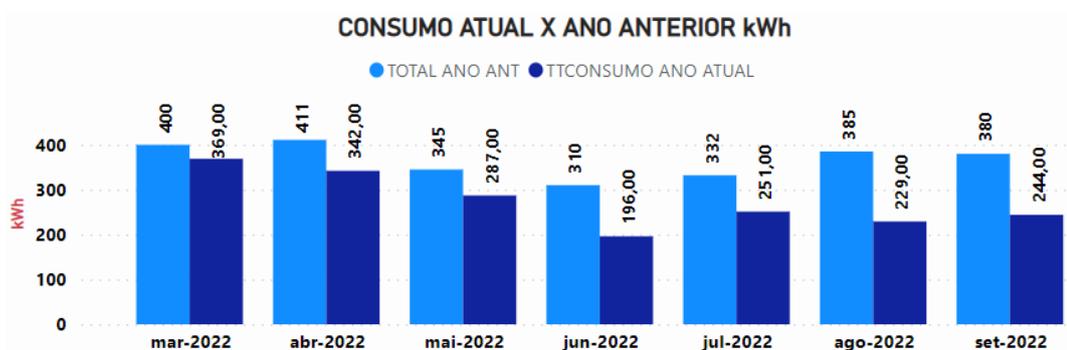
Fonte: Autoria própria

Gráfico 18 - Consumo de energia 2021 e 2022 para apartamento em Campinas.



Fonte: Autoria própria

Gráfico 19 - Consumo de energia 2021 e 2022 para residência em Ribeirão Preto.



Fonte: Autoria própria

Ao verificar-se isoladamente o consumo de cada residência pela energia ativa registrada em cada unidade consumidora, notou-se que apesar da instalação do sistema ter ocorrido em Ribeirão Preto, **aparentemente**, nessa residência houve diminuição da demanda energética ao longo dos meses. Já em Campinas, foi possível observar o efeito do Paradoxo de Jevons, citado anteriormente, uma vez que ocorreram picos na demanda de energia a partir de abril/22, estabelecendo-se novamente os mesmos padrões de consumo do ano anterior, a partir de agosto/22 com reduções na demanda de energia daí em diante. Isso evidenciou o fenômeno de aumento de consumo estimulado pela redução da conta de energia. Todavia, apesar do aumento da demanda energética em Campinas, a aparente diminuição da demanda energética em Ribeirão Preto garantiu redução geral da demanda energética total e, conseqüentemente, economia dos valores de contas de energia. Vale ressaltar que, se o aumento da demanda de energia tivesse ocorrido em Ribeirão Preto, o apartamento em Campinas não se beneficiaria do autoconsumo remoto, uma vez que os créditos gerados são abatidos primeiramente do endereço em que se encontra a usina.

Avaliando-se o cenário apenas em termos de produção de energia e consumo, valores estabelecidos em kWh, obteve-se os cálculos comparativos entre geração e consumo estimados, apresentados a seguir, nas tabelas 19, 20 e 21.

Tabela 19 - Consumo estimado e geração real da unidade consumidora e geradora em Ribeirão Preto/SP.

UC RIBEIRÃO PRETO	Consumo 2021 (kWh)	Geração Estimada (kWh)	Consumo 2022 (kWh)	Geração Real (kWh)	Variação Consumo (%)	Variação Geração (%)
MARÇO	400,00	531,39	369,00	539,84	-7,75%	1,59%
ABRIL	411,00	488,26	342,00	500,59	-16,79%	2,53%
MAIO	345,00	440,21	287,00	444,45	-16,81%	0,96%
JUNHO	310,00	407,61	196,00	354,45	-36,77%	-13,04%
JULHO	332,00	444,71	251,00	376,51	-24,40%	-15,33%
AGOSTO	385,00	519,72	229,00	408,13	-40,52%	-21,47%
SETEMBRO	380,00	498,84	244,00	487,09	-35,79%	-2,36%
OUTUBRO	468,00	551,41	254,00	520,28	-45,73%	-5,64%
MÉDIA MENSAL	378,88	485,27	271,50	453,92	-28,34%	-6,46%
TOTAL PERÍODO	3031,00	3882,15	2172,00	3631,34	-28,34%	-6,46%

Fonte: Autoria própria

Tabela 20 - Consumo e créditos obtidos pelo autoconsumo remoto na unidade consumidora de Campinas/SP.

UC CAMPINAS	Consumo 2021 (kWh)	Crédito Estimado (kWh)	Consumo 2022 (kWh)	Crédito (kWh)	Variação Consumo (%)	Variação Crédito (%)
MARÇO	455,00	131,39	348,00	170,84	-23,52%	30,03%
ABRIL	318,00	77,26	425,00	158,59	33,65%	105,27%
MAIO	206,00	95,21	271,00	157,45	31,55%	65,37%
JUNHO	192,00	97,61	203,00	158,45	5,73%	62,33%
JULHO	184,00	112,71	218,00	125,51	18,48%	11,36%
AGOSTO	211,00	134,72	193,00	179,13	-8,53%	32,96%
SETEMBRO	233,00	118,84	191,00	243,09	-18,03%	104,55%
OUTUBRO	238,00	83,41	204,00	266,28	-14,29%	219,26%
MÉDIA MENSAL	254,63	106,39	256,63	182,42	0,79%	71,46%
TOTAL PERÍODO	2037,00	851,15	2053,00	1459,34	0,79%	71,46%

Fonte: Autoria própria

Tabela 21 - Panorama geral considerando-se as duas unidades consumidoras com a usina em Ribeirão Preto/SP e autoconsumo em Campinas/SP.

UC RIBEIRÃO PRETO + CAMPINAS	Consumo 2021 (kWh)	Geração Estimada (kWh)	Consumo 2022 (kWh)	Geração Real (kWh)	Variação Consumo (%)	Variação Geração (%)
MARÇO	855,00	531,39	717,00	539,84	-16,14%	1,59%
ABRIL	729,00	488,26	767,00	500,59	5,21%	2,53%
MAIO	551,00	440,21	558,00	444,45	1,27%	0,96%
JUNHO	502,00	407,61	399,00	354,45	-20,52%	-13,04%
JULHO	516,00	444,71	469,00	376,51	-9,11%	-15,33%
AGOSTO	596,00	519,72	422,00	408,13	-29,19%	-21,47%
SETEMBRO	613,00	498,84	435,00	487,09	-29,04%	-2,36%
OUTUBRO	706,00	551,41	458,00	520,28	-35,13%	-5,64%
MÉDIA MENSAL	633,50	485,27	528,13	453,92	-16,63%	-6,46%
TOTAL PERÍODO	5068,00	3882,15	4225,00	3631,34	-16,63%	-6,46%

Fonte: Autoria própria

Ficou evidente que, apesar da geração real ter sido abaixo da geração estimada em software para o período considerado, com variação de 6,46% menor, a variação do consumo, 16,63% menor do que a estimada pelo histórico de contas, garante a viabilidade do sistema e economia geral nas contas de energia, tanto para unidade de Ribeirão Preto quanto para a unidade de Campinas, se beneficiando do autoconsumo remoto.

Porém, vale lembrar que essa análise realizada é puramente em parâmetros gerais de geração e consumo (em kWh) e que caso sejam verificadas as contas de energia, deve-se ter atenção, já que o período de geração mensal não é o mesmo do período de fechamento da conta, uma vez que esse fechamento é feito com base no período da leitura, o que ocasiona divergências entre valores de energia injetada e creditada em relação aos totais mensais aqui apresentados. Também não foi levada em consideração nessa análise, os valores de simultaneidade entre energia produzida e consumida concomitantemente na unidade consumidora de Ribeirão Preto/SP. **Essa análise foi indicada aqui, pois é o que usualmente apresenta-se ao cliente final, no entanto, ela traz conforme abordado anteriormente a aparente impressão de diminuição do consumo, justificada pela economia financeira.**

Dessa forma, na realidade, o que ocorreu devido ao período de fechamento da conta de energia elétrica e efeito da simultaneidade entre produção e consumo de energia é o que deve ser levado em considerado e foi apresentado a seguir, nas tabelas 22 e 23.

Tabela 22 - Consumo, geração, crédito e energia faturada na unidade consumidora e geradora em Ribeirão Preto/SP, conforme período de fechamento das contas mensais

UC RIBEIRÃO PRETO/SP							
Mês/Ano	Geração Sistema FV (kWh)	Energia Ativa (kWh) Consumo TUSD/TE	Energia Injetada (kWh) TUSD/TE	Crédito (kWh)	Energia Faturada (kWh)	Simult. (kWh)	Consumo real (kWh)
março-22	539,84	369	75	0	294	75	369
abril-22	500,59	342	363	21	100	138	480
maio-22	444,45	287	349	62	100	95	382
junho-22	354,45	196	285	89	100	69	265
julho-22	376,51	251	263	12	100	114	365
agosto-22	408,13	229	230	1	100	178	407
setembro-22	487,09	244	268	24	100	219	463
outubro-22	520,28	254	351	97	100	169	423

Fonte: Autoria própria

Tabela 23 - Consumo, geração, crédito e energia faturada na unidade consumidora de Campinas/SP, conforme período de fechamento das contas mensais.

UC CAMPINAS/SP			
Mês/Ano	Energia Ativa (kWh) Consumo TUSD/TE	Crédito (kWh)	Energia Faturada (kWh)
março-22	348	0	348
abril-22	425	21	404
maio-22	271	62	209
junho-22	203	89	114
julho-22	218	12	206
agosto-22	193	1	192
setembro-22	191	24	167
outubro-22	204	97	107

Fonte: Autoria própria

Sendo assim, levando-se em consideração a simultaneidade, atualizaram-se os valores conforme fechamento das contas de energia, apresentados nas tabelas 24, 25 e 26:

Tabela 24 - Consumo real e geração real da unidade consumidora e geradora em Ribeirão Preto/SP

UC RIBEIRÃO PRETO	Consumo 2021 (kWh)	Geração Estimada (kWh)	Consumo REAL 2022 (kWh)	Geração Real (kWh)	Varição Consumo (%)	Varição Geração (%)
MARÇO	400,00	531,39	369,00	539,84	-7,75%	1,59%
ABRIL	411,00	488,26	480,00	500,59	16,79%	2,53%
MAIO	345,00	440,21	382,00	444,45	10,72%	0,96%
JUNHO	310,00	407,61	265,00	354,45	-14,52%	-13,04%
JULHO	332,00	444,71	365,00	376,51	9,94%	-15,33%
AGOSTO	385,00	519,72	407,00	408,13	5,71%	-21,47%
SETEMBRO	380,00	498,84	463,00	487,09	21,84%	-2,36%
OUTUBRO	468,00	551,41	423,00	520,28	-9,62%	-5,64%
MÉDIA MENSAL	378,88	485,27	394,25	453,92	4,06%	-6,46%
TOTAL PERÍODO	3031,00	3882,15	3154,00	3631,34	4,06%	-6,46%

Fonte: Autoria própria

Tabela 25 - Consumo e créditos reais obtidos pelo autoconsumo remoto na unidade consumidora de Campinas/SP.

UC CAMPINAS	Consumo 2021 (kWh)	Crédito Estimado (kWh)	Consumo REAL 2022 (kWh)	Crédito REAL (kWh)	Varição Consumo (%)	Varição Crédito (%)
MARÇO	455,00	131,39	348,00	170,84	-23,52%	30,03%
ABRIL	318,00	77,26	425,00	20,59	33,65%	-73,35%
MAIO	206,00	95,21	271,00	62,45	31,55%	-34,41%
JUNHO	192,00	97,61	203,00	89,45	5,73%	-8,36%
JULHO	184,00	112,71	218,00	11,51	18,48%	-89,79%
AGOSTO	211,00	134,72	193,00	1,13	-8,53%	-99,16%
SETEMBRO	233,00	118,84	191,00	24,09	-18,03%	-79,73%
OUTUBRO	238,00	83,41	204,00	97,28	-14,29%	16,63%
MÉDIA MENSAL	254,63	106,39	256,63	59,67	0,79%	-43,92%
TOTAL PERÍODO	2037,00	851,15	2053,00	477,34	0,79%	-43,92%

Fonte: Autoria própria

Tabela 26 - Panorama geral real considerando-se as duas unidades consumidoras com a usina em Ribeirão Preto/SP e autoconsumo em Campinas/SP.

UC RIBEIRÃO PRETO + CAMPINAS	Consumo 2021 (kWh)	Geração Estimada (kWh)	Consumo REAL 2022 (kWh)	Geração Real (kWh)	Varição Consumo (%)	Varição Geração (%)
MARÇO	855,00	531,39	717,00	539,84	-16,14%	1,59%
ABRIL	729,00	488,26	905,00	500,59	24,14%	2,53%
MAIO	551,00	440,21	653,00	444,45	18,51%	0,96%
JUNHO	502,00	407,61	468,00	354,45	-6,77%	-13,04%
JULHO	516,00	444,71	583,00	376,51	12,98%	-15,33%
AGOSTO	596,00	519,72	600,00	408,13	0,67%	-21,47%
SETEMBRO	613,00	498,84	654,00	487,09	6,69%	-2,36%
OUTUBRO	706,00	551,41	627,00	520,28	-11,19%	-5,64%
MÉDIA MENSAL	633,50	485,27	650,88	453,92	2,74%	-6,46%
TOTAL PERÍODO	5068,00	3882,15	5207,00	3631,34	2,74%	-6,46%

Fonte: Autoria própria

É importante destacar que há grande quantidade de energia solar sendo produzida ao mesmo tempo em que é consumida, valores estes calculados na tabela na coluna de simultaneidade. Sendo assim, notou-se que na realidade, ao fazer a primeira análise de consumo, não se levou em consideração os valores de simultaneidade e que, na realidade, o paradoxo de Jevons se aplica às duas unidades consumidoras, uma vez que em Ribeirão Preto também ocorreu aumento da demanda de energia elétrica, sendo esse efeito “mascarado” pela energia produzida e consumida simultaneamente. Além disso, evidencia-se que o autoconsumo remoto foi menor em termos de kWh para a unidade de Campinas, justamente devido ao aumento da demanda de energia em Ribeirão Preto.

Resumidamente, avaliando-se os parâmetros de análise reais das unidades consumidoras, ocorreu aumento do consumo, 2,74%, em ambas as unidades em relação ao histórico considerado, e ainda, valores menores, 6,46%, de geração em relação ao estimado em software. Em virtude disso, o autoconsumo remoto para a unidade de Campinas foi prejudicado, porém, o sistema permitiu suprir as necessidades de Ribeirão Preto, mesmo com aumento da demanda energética, garantindo contas com taxa mínima de disponibilidade (100kWh para essa UC), e ainda assim, parte da energia produzida excedente foi transferida para Campinas.

Vale ressaltar que com a lei 14.300 de 06 de janeiro de 2022 (instituição do marco legal da micro e minigeração de energia), novos produtores de energia solar passarão a pagar pelo uso do fio B, compondo parte da tarifa de uso do sistema da concessionária responsável pela distribuição (TUSD). Sendo assim, como no sistema ocorreu grande quantidade de energia produzida simultaneamente ao consumo e, como a usina foi instalada ainda em 2022, não haverá cobrança do uso do Fio B, já que a nova lei só será aplicada a novos produtores a partir de 2023.

Esse fator contribui para a garantia de payback menor em relação à sistemas instalados a partir de 2023, já que parte dos kWh gerados e consumidos na ponta, ficam isentos da tarifação tributária imposta pela concessionária, representando grande vantagem ao cliente, que possui valores representativos de simultaneidade e ainda, vantagens em relação aos novos “*prosumers*”, adquirentes de usinas solares a partir de 2023. O prejuízo da usina em questão, fica com relação ao autoconsumo remoto para a unidade de Campinas, uma vez que a energia excedente produzida não foi suficiente para garantir o pagamento da tarifa mínima (50kWh para essa UC) na conta de energia.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A partir do que foi demonstrado nesse trabalho, é possível afirmar que as simulações em softwares representaram uma ótima ferramenta para a estimativa de produção de energia de um projeto solar fotovoltaico. No entanto, essa simulação ainda não é capaz de abranger todas as peculiaridades da instalação, as quais podem ser responsáveis por discrepâncias em relação às estimativas em simulações, algo que foi observado na usina estudada, com diferenças representativas de valores de energia mensal produzida (por volta de 20% no pior mês). Nesse sentido, ficou evidente o quão importante é verificar o local da instalação, monitorar as curvas de produção de energia e, sempre que possível, avaliar periodicamente as condições da instalação “*in loco*”. Destaca-se aqui a importância que o monitoramento com drone traz para o estudo, garantindo fotos em alta resolução, permitindo inclusive a verificação da superfície do módulo, além de trazer facilidade para o monitoramento do local, à medida que não são necessárias escadas e nem mesmo pessoal habilitado para realização do trabalho (NR35 – Trabalho em Altura). Além disso, um dos “maus usos” de profissionais sem treinamento é o fato de andarem sobre os módulos fotovoltaicos, o que também é evitado com o uso de drones (pelo menos na etapa de monitoramento/visita periódica à usina).

Evidenciou-se também que, em termos financeiros o projeto ainda é bastante viável, o que demonstra o quão resiliente é o investimento em energia solar fotovoltaico, mesmo com as discrepâncias encontradas, ressaltando novamente a importância nos próximos anos da geração distribuída, já que o custo da energia tende a ser cada vez mais alto em virtude do crescimento populacional, o que se reflete no custo das tarifas de energia (TE) e tarifas do uso do sistema de distribuição (TUSD).

Ressaltou-se também a ocorrência do efeito bumerangue, o que demonstra o quanto importante é a conscientização do uso de energia elétrica pela população, à medida que, com o crescimento da geração distribuída, o perfil do usuário final tende a mudar, trazendo necessidade de aumento da produção de energia para garantia da demanda, o que por si só pode representar acréscimos de distúrbios elétricos – sinais indesejados que alteram o padrão de frequência normal da onda senoidal de tensão - (SAG, subtensão, spike, sobretensão, etc) ao sistema como um todo, afetando a qualidade da energia elétrica.

Finalmente, o trabalho aqui proposto focou em todos os objetivos, demonstrando a etapa de projeto e simulação, bem como análises e monitoramento da usina solar fotovoltaica, encontrando divergências por meio desses instrumentos que permitirão a correção e melhoria da eficiência energética do sistema, algo que deve permear o dia a dia do profissional de gestão em energia e eficiência energética ao longo dos próximos anos, com a crescente demanda por energia nos grandes centros urbanos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Autoconsumo remoto – o que é e como utilizar. Disponível em:
<https://www.portalsolar.com.br/autoconsumo-remoto>. Acesso em 12 de outubro de 2022.

Brasil, Ministério de Minas e Energia, RESENHA ENERGÉTICA BRASILEIRA – EDIÇÃO 2022 – ANO BASE 2021, Brasília.

CALDAS, Thiago da Paz. **Modelo de simulação e análise de implantação da geração fotovoltaica nas instalações de um centro de pesquisa: Uma abordagem segundo a RN No 687/2015**. SENAI. 2017. Bahia.

Como calcular performance ratio. Disponível em:
<https://energes.com.br/performance-ratio>. Acesso em 25 de setembro de 2022.

Congresso Brasileiro de Energia Solar, IX, 2022, Florianópolis, ANÁLISE COMPARATIVA DE DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO SIMULADO COM AS FERRAMENTAS PVSYS E SAM (SYSTEM ADVISOR MODEL).

Eficiência energética dos módulos fotovoltaicos. Disponível em:
<https://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/quais-sao-os-fatores-que-afetam-a-potencia-e-a-eficiencia-dos-modulos-fotovoltaicos>. Acesso em 12 de outubro de 2022.

Fator de capacidade. Disponível em:
<https://energes.com.br/fator-de-capacidade>. Acesso em 25 de setembro de 2022.

Fator de capacidade. Disponível em:
<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/PNE%202050%20-%20Anexo.pdf>. Acesso em 30 de dezembro de 2022.

Matriz energética pós-Covid 19. Disponível em:
<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/matriz-energetica-tem-expansao-de-4-5-diante-da-retomada-economica-pos-covid-19>. Acesso em 01 de setembro de 2022.

O paradoxo de Jevons. Disponível em:

<https://www.ecodebate.com.br/2012/02/29/o-paradoxo-de-jevons-e-a-questao-da-eficiencia-artigo-de-jose-eustaquio-diniz-alves>. Acesso em 10 de setembro de 2022.

ONS, Dados de geração. Disponível em:

<http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/boletim-geracao-solar.aspx>.

Acesso em 25 de setembro de 2022

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RUTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2 ed. São José dos Campos. INPE, 2017, 80p.

Disponível em <http://doi.org/10.34024/978851700089>

ANEEL Resolução Normativa nº 482/2012. Disponível em:

<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em 12 de setembro de 2022.

SIQUEIRA, DCS de.; SOUSA, VD de A.; LESS, DF da S. Sistema fotovoltaico flutuante, principais entraves e desafios de implantação no Brasil: uma revisão de literatura *Research, Society and Development*, v. 11, n. 1, e45311125084, 2022 (CC BY 4.0) | ISSN 2525-3409 | DOI: <http://dx.doi.org/10.33448/rsd-v11i1.25084>. Acesso em 01 de novembro de 2022.

SOUZA, Thays Cristina França de; OLIVEIRA, Fabrício Bonfim Rodrigues de.

ANÁLISE COMPARATIVA DE DADOS REAIS E SIMULADOS DE UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA. Centro Universitário Alves Faria, Departamento de Engenharia Elétrica, 2017, Goiás.