

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM FONTES RENOVÁVEIS:
GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO**

Luiz Flávio Alves Costa

Análise técnico-econômica de um sistema de microgeração fotovoltaica.

**BELO HORIZONTE
2023**

Luiz Flávio Alves Costa

Análise técnico-econômica de um sistema de microgeração fotovoltaica

Versão Final

Monografia submetida à Banca Examinadora designada pela Comissão Coordenadora da Especialização em Fontes Renováveis, como parte dos requisitos necessários à obtenção do Certificado de **Especialista em Fontes Renováveis**.

Orientador: Prof. Dr. Victor Flores Mendes

**BELO HORIZONTE
2023**



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA
CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM FONTES RENOVÁVEIS - GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO

ATA DE DEFESA DE MONOGRAFIA / TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO (TCC)

Aos dez dias do mês de agosto de 2023, às 14:00 h min, o/a estudante LUIZ FLÁVIO ALVES COSTA, matrícula 2019724930, defendeu o Trabalho intitulado “ **Análise técnico-econômica de um sistema de microgeração fotovoltaica** ” tendo obtido a média (85) oitenta e cinco.

Participaram da banca examinadora os abaixo indicados, que, por nada mais terem a declarar; assinam eletronicamente a presente ata.

Nota: 85 (oitenta e cinco)

Orientador(a): Prof. Dr. Victor Flores Mendes

Nota: 85 (oitenta e cinco)

Examinador(a): Prof. Dr. Rodrigo Cássio de Barros



Documento assinado eletronicamente por **Victor Flores Mendes, Professor do Magistério Superior**, em 10/08/2023, às 18:29, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Rodrigo Cassio de Barros, Usuário Externo**, em 01/09/2023, às 21:57, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **2525405** e o código CRC**8E7A39C6**.

Este documento deve ser editado apenas pelo Orientador e deve ser assinado eletronicamente por todos os membros da banca.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de expressar minha profunda gratidão a Deus, por me conceder força, sabedoria e perseverança ao longo desta jornada acadêmica. Aos meus pais, João e Sônia, que sempre estiveram ao meu lado, me incentivando e apoiando incondicionalmente. Seu amor, dedicação e sacrifícios foram essenciais para que eu pudesse alcançar meus objetivos. À minha esposa Nayara e minha filha Beatrice, agradeço por sua compreensão, paciência e amor incondicional durante os momentos em que estive imerso neste projeto.

Ao meu orientador, Prof. Victor, expressei minha sincera gratidão pela orientação e apoio ao longo deste trabalho. Sua paciência, empatia, experiência, conhecimento e dedicação foram fundamentais para a minha formação acadêmica. Suas sugestões e valiosos conselhos, foram essenciais para a realização deste estudo. Aos meus professores e colegas de classe, sou grato pela troca de conhecimentos, debates enriquecedores e aprendizados compartilhados ao longo de minha jornada acadêmica. Suas contribuições foram inestimáveis para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus colegas de trabalho na Seção em que atuo na UFMG, agradeço pelo suporte e incentivo. Agradeço especialmente aos colegas Edimilson, Dilson, Walney, Geovane e Richardson, pela colaboração, paciência e valiosas discussões que contribuíram para o aprimoramento deste estudo.

Por fim, agradeço a todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste trabalho, direta ou indiretamente. Seus esforços e apoio foram fundamentais e serão sempre lembrados.

Que este trabalho possa ser uma pequena
forma de retribuir tudo o que recebi ao
longo dessa jornada.

Muito obrigado!

RESUMO

No Brasil, atualmente, utiliza-se o sistema de compensação tarifária na geração fotovoltaica residencial, tornando-se atrativo o investimento aliado a uma alta no preço da energia elétrica vendida pelas concessionárias. Assim, aproveitar todo o recurso solar disponível é parte chave para melhor eficiência desses sistemas. Neste trabalho, objetivou-se o estudo de um sistema fotovoltaico instalado no Centro de Pesquisas Hidráulicas da UFMG, com uma análise de viabilidade técnica ao longo de 5 anos de operação e uma análise econômica do sistema frente as regras de compensação impostas a sistemas instalados antes e após as mudanças impostas pela lei 14.300/2022. Para tanto, realizada uma coleta de dados e pesquisa bibliográfica usando como método a análise comparativa da geração real em relação aos dados de simulação, obtidos através do software *System Advisor Model* (SAM), visando identificar e avaliar as perdas e seus impactos na geração e no retorno do investimento. A partir desta análise, foram identificadas perdas de aproximadamente 3% na geração anual devido a erros de instalação. O estudo de sujidade dos módulos apresentou um acréscimo de aproximadamente 16% na geração média mensal quando analisados os 5 meses que sucedem a limpeza em 2022, frente ao mesmo período em 2021. Em simulação financeira para 25 anos de vida útil, o sistema mostrou-se atrativo financeiramente para homologações após as mudanças da lei 14.300/2022, impactando em cerca de 1,3 anos a mais no retorno do investimento. Finalmente, através dos resultados, foi possível sugerir ajustes e correções necessárias para projetos futuros, buscando melhor aproveitamento do recurso solar, gerando aumento na produção de energia e redução do tempo de retorno do valor investido em projeto.

Palavras-chaves: Energia renovável, sistemas fotovoltaicos, *System Advisor Model* (SAM), viabilidade econômica, viabilidade técnica, geração fotovoltaica, retorno do investimento, perdas energéticas.

ABSTRACT

In Brazil, residential photovoltaic generation currently utilizes a tariff compensation system, making the investment attractive, especially in light of the high price of electricity sold by utilities. Therefore, harnessing all available solar resources is a crucial element for enhancing the efficiency of these systems. This study aimed to analyze a photovoltaic system installed at the Hydraulic Research Center of UFMG, conducting a technical feasibility assessment over five years of operation and an economic analysis of the system considering the compensation rules imposed on installations both before and after the changes introduced by Law 14.300/2022. To accomplish this, data collection and bibliographic research were carried out, employing a method involving a comparative analysis of actual generation in comparison to simulation data obtained through the System Advisor Model (SAM) software. The objective was to identify and assess losses and their impact on generation and the return on investment period. This analysis revealed losses of approximately 3% in annual generation due to installation errors. The study of module soiling demonstrated an increase of approximately 16% in average monthly generation when analyzing the five months following the cleaning in 2022, in contrast to the same period in 2021. In a financial simulation considering a 25-year lifespan, the system proved to be financially appealing for certifications obtained after the changes introduced by Law 14.300/2022. This resulted in an extension of approximately 1.3 years in the return on investment period. Ultimately, the results enabled us to suggest necessary adjustments and corrections for future projects, with the goal of optimizing the use of solar resources, increasing energy production, and reducing the payback period.

Keywords: Renewable energy, photovoltaic systems, System Advisor Model (SAM), economic feasibility, technical feasibility, photovoltaic generation, payback, energy losses.

LISTA DE SIGLAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
CDE - Conta de Desenvolvimento Energético
CEC - Comissão de Energia da Califórnia
CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais
CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de S. Brito
CFURH - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
COFINS - Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
COISP - Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública
CPH - Centro de Pesquisas Hidráulicas
CRG - *Ground Coverage Ratio*
DNI - *Direct Normal Irradiance* (Irradiação Normal Direta)
DPS - Dispositivo de Proteção de Surtos
EE - Eficiência Energética
EER - Encargo de Energia Reserva
EPE - Empresa de Energia Elétrica
ESS - Encargos de Serviços do Sistema
EVA - Encapsulante de Acetato-vinílico de Etileno
FDI - Fator de Dimensionamento do Inversor
FV - Fotovoltaico
GW - Gigawatts
HFP - Hora Fora Ponta
HP - Hora Ponta
ICMS - Transporte Interestadual e Intermunicipal de Comunicação
IEA - *International Energy Agency* (Agência Internacional de Energia)
INMET - Instituto Nacional de Meteorologia
INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IRENA - *International Renewable Energy Agency* (Agência Internacional de Energias Renováveis)
MPPT - *Maximum Power Point Tracker*
MW - Megawatt
NOS - Operador Nacional do Sistema
NSRDB - *National Solar Resource Data Base*

OIE - Oferta Interna de Energia

P&D - Pesquisa e Desenvolvimento

PASEP - Contribuição para o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público

PIS - Programa de Integração Social

PMP - Ponto de Máxima Potência

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

REN - Resolução Normativa

SAM - *System Advisor Model*

SFCR - Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

SPMP - Seguimento de Ponto de Máxima Potência

STC - Condição de Teste Padrão (*Standart Test Conditions*)

SWERA - *Solar and Wind Energy Resource Assessment*

TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

THS - Tarifa horo-sazonal

UFMG - Universidade Federal de Minas Gerais

UV - Ultra Violeta

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Mapa mundial com Índices de Radiação Global Horizontal.	24
Figura 2 – Posições da Terra em relação ao Sol.	25
Figura 3 – Ângulos Notáveis em Solarimetria.	26
Figura 4 – Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.	28
Figura 5 – Sistema fotovoltaico com armazenamento	29
Figura 6 – Composição de um módulo fotovoltaico.....	32
Figura 7 – Curva Característica I-V com destaque para os principais pontos: <i>I_{sc}</i> , <i>V_{oc}</i> , <i>I_{mp}</i> , <i>V_{mp}</i> , <i>P_{mp}</i>	35
Figura 8 – Principais prazos da Lei n.º 14.300.	42
Figura 9 – Imagem de satélite do sistema fotovoltaico instalado no Centro de Pesquisas Hidráulicas - UFMG.	47
Figura 10 – Quadro de distribuição dos circuitos do sistema fotovoltaico.	48
Figura 11 – Dados e gráfico de Irradiação no plano horizontal - Média Anual de 03 estações mais próximas do CPH.	52
Figura 12 – Irradiação no plano Inclinado.	53
Figura 13 – Perfil médio de potência de saída do sistema (kWh).	54
Figura 14 – Comparativo de Irradiações médias anuais para Inclinação Real (13°) e Inclinação Ideal (20°).....	55
Figura 15 – Sujidade aparente nos módulos instalados no CPH.	56
Figura 16 – Módulos fotovoltaicos após limpeza.....	57
Figura 17 – Geração mensal do mês de julho de 2022.....	58
Figura 18 – Gráfico que demonstra o crescimento na geração após limpeza dos módulos, numa análise de 21 dias de geração do mês de julho.....	59

Figura 19 – Informações do Inversor PHB - 1500SS inseridas no SAM, conforme Fabricante.	63
Figura 20 – Dados de temperaturas padrão fornecidos pelo SAM.....	64
Figura 21 – Dados inseridos no SAM referentes à orientação dos módulos conforme o sistema instalado no CPH.	65
Figura 22 – Imagem dos blocos sólidos para simulação 3D do sombreamento dos módulos no SAM, tomando como referência uma imagem aérea do local de instalação no CPH.....	66
Figura 23 – Imagem de simulação 3D do sombreamento dos módulos em comparação a imagem de satélite.	67
Figura 24 – Gráfico de médias pluviométricas mensais, dados do INMET - 2007 à 2022.	68
Figura 25 – Esquema ilustrativo da conexão do <i>Data Logger</i> ao inversor e PC.	72
Figura 26 – Geração Mensal no primeiro ano de funcionamento para os dois casos simulados.	74
Figura 27 – Dados mensais de geração de energia CA entre 2018 e 2022.	75
Figura 28 – Dados de geração anual dos casos simulados em comparação aos dados de geração disponibilizados pelo Portal Solar PHB.	76
Figura 29 – Gráfico de barras apresentando a geração referente ao mês de agosto de 2018 à 2022.	77
Figura 30 – Geração média mensal dos 5 meses finais dos anos de estudo (2018 à 2022).	78
Figura 31 – Tarifas do GRUPO B1 - Geração Distribuída, antes dos impostos, conforme Resolução Homologatória 3.202 de 23/05/2023, Lei nº 14.300/2022.....	80
Figura 32 – Percentuais de desconto TUSD e TE para estabelecimento da tarifa de aplicação utilizada no faturamento da energia compensada associado ao SEE (Cemig-D).	81
Figura 33 – Tarifa de Iluminação Pública B4a.....	83

Figura 34 – Fatura de Energia de um cliente da CEMIG, de classe residencial bifásico do subgrupo B1, localizada em Belo Horizonte e pertencente ao SCEE.	84
Figura 35 – <i>Payback</i> do Caso 1.	90
Figura 36 – <i>Payback</i> do Caso 2.	91

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 – Cálculo do Fator de Forma.....	34
--	----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tarifação escalonada do Fio B, a partir do ano de 2023.	43
Tabela 2 - Especificações dos módulos fotovoltaicos Canadian Solar (Modelo CS6P-260P).....	49
Tabela 3 - Especificações de entrada CC do Inversor PHB1500-SS	50
Tabela 4 - Médias anuais calculadas com os dados da Biblioteca do SWERA introduzidos no SAM.	61
Tabela 5 - Dados do Módulo fornecidos pelo Fabricante e pelo SAM.....	62
Tabela 6 – Dados de simulação e um breve comparativo dos casos: <i>Design Ideal</i> e <i>Design Real</i>	71
Tabela 7 - Dados de Geração do Portal Solar PHB.	73
Tabela 8 - Cálculo da Tarifa de Contribuição para Iluminação Pública – CIP, conforme anexo 01 da Lei Nº 11.315, de 7 de outubro de 2021, publicada pela prefeitura de Belo Horizonte.	82
Tabela 9 - Histórico de consumo utilizado para definir carga elétrica no SAM e valor de Taxa de Iluminação.	85
Tabela 10 - Valor tarifário de TUSD e TE, calculado o desconto escalonado do Fio B, conforme Lei 14.300/2022.....	87
Tabela 11 - Métricas Financeiras dos Casos 1 e 2, simulados no SAM.....	88

SUMÁRIO

CÁPITULO 1	16
1.1 MOTIVAÇÃO	16
1.2 OBJETIVO.....	18
1.3 METODOLOGIA.....	18
1.4 DIVISÃO DO TEXTO.....	19
CAPÍTULO 2 – REFERENCIAL TEÓRICO	21
2.1 PANORAMA SOBRE ENERGIAS RENOVÁVEIS	21
2.1.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL	22
2.2 RECURSO SOLAR	22
2.3 COMPONENTES BÁSICOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	28
2.3.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	30
2.3.2 PARÂMETROS ELÉTRICOS	33
A - TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO (V_{oc})	33
B - CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO (I_{sc}).....	33
C - TENSÃO DE MÁXIMA POTÊNCIA (V_{mp})	33
D - CORRENTE DE MÁXIMA POTÊNCIA (I_{mp}).....	34
E - POTÊNCIA MÁXIMA (P_{mp})	34
F - FATOR DE FORMA (FF).....	34
G - CURVA CARACTERISTICA CORRENTE VERSUS TENSÃO	34
2.4 FATORES EXTERNOS QUE INFLUENCIAM NA PRODUÇÃO DE ENERGIA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	36
2.4.1 ORIENTAÇÃO E INCLINAÇÃO.....	36
2.4.2 SOMBREAMENTO E SOMBREAMENTO PARCIAL	36
2.4.3 SUJIDADE DOS MÓDULOS.....	37
2.4.4 DEGRADAÇÃO DOS MÓDULOS	38
2.5 INVERSORES.....	39
2.6 REGULAMENTAÇÃO NO BRASIL.....	40
2.6.1 TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA	43

CAPÍTULO 3 – ESTUDO CASO	46
3.1 O SISTEMA FOTOVOLTAICO EM ESTUDO	46
3.2 ESPECIFICAÇÕES DE INVERSOR E MÓDULOS DO SISTEMA.....	49
3.3 DADOS DE IRRADIAÇÃO	51
3.4 DADOS DE SUJIVIDADE DOS MÓDULOS.....	55
3.5 SIMULAÇÃO NO <i>SOFTWARE</i> SAM.....	60
3.5.1 DIMENSIONAMENTO DE SISTEMA CONSIDERANDO CONDIÇÕES DE TESTE PADRÃO.....	60
3.5.2 SIMULAÇÃO CONFORME DADOS DO SISTEMA INSTALADO NO CPH	61
3.5.3 INSERÇÃO DE DADOS DE PROJETO – CENÁRIO REAL E IDEAL.....	64
3.5.4 DADOS DE PERDAS POR SOMBREAMENTO, SUJIDADE E COMPONENTES ELÉTRICOS.....	65
CAPÍTULO 4 - RESULTADOS	70
4.1 DADOS DE SIMULAÇÃO E DADOS DO INVERSOR	70
4.2 ANÁLISE DOS RESULTADOS DE GERAÇÃO	74
4.2.1 IMPACTO DA LIMPEZA DOS MÓDULOS NA GERAÇÃO	77
4.3 SIMULAÇÃO FINANCEIRA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	79
4.3.1 ANÁLISE FINANCEIRA DOS CASOS 1 E 2	81
4.4 RESULTADOS DA ANÁLISE ECONÔMICA.....	88
CAPÍTULO 5 - CONCLUSÕES E PROPOSTA DE CONTINUIDADE	93
5.1 CONCLUSÕES	93
5.2 PROPOSTA DE CONTINUIDADE.....	94
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	95

CÁPITULO 1

1.1 MOTIVAÇÃO

O mundo experimentou seu maior aumento absoluto na demanda global de energia da história após a recuperação da atividade econômica e, posteriormente, a desaceleração relacionada à pandemia causada pelo Covid-19. Nos próximos 25 anos, o consumo de energia elétrica deve superar o consumo de energia como um todo. Portanto, uma transição para energia limpa é essencial para reduzir emissão de gases do efeito estufa, um dos meios para conter o aumento da temperatura média global abaixo de 1,5 °C nos próximos anos (IEA 2022).

A geração de energia solar fotovoltaica é uma forma de aproveitar a energia fornecida pelo sol, destacando-se como fonte limpa e gratuita de energia. Isso é alcançado por meio de materiais semicondutores que geram tensão elétrica e corrente quando expostos à irradiação. O Brasil possui aproximadamente 45% de sua demanda de energia primária por fontes renováveis, com a maior parte dessa demanda vindo das usinas hidrelétricas. Entretanto, os projetos fotovoltaicos representarão quase 70% de todas as adições nos próximos anos (IEA 2022). Um dos fatores que torna atrativa a tecnologia é que o país está localizado entre a linha do equador e o trópico de capricórnio, o que o beneficia com alta incidência de radiação solar ao longo do ano.

No Brasil, a energia solar fotovoltaica representou 2,47% de toda a oferta interna (EPE, 2022), e a capacidade instalada de geração solar fotovoltaica correspondeu a 8,9 GW, dos quais aproximadamente 63%, ou 5,6 GW, estão relacionados à geração distribuída (Bezerra, 2021). Atualmente, a geração distribuída de energia segue a regulamentação da Resolução Normativa N° 3.202 e da Lei 14.300/2022 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (ANEEL, 2022). Permanece em vigor um sistema de compensação no qual a energia ativa injetada na rede por uma unidade distribuidora é cedida à distribuidora e posteriormente compensada com o consumo de energia. Ao final de um mês, se a geração for maior que o consumo, o saldo restante pode ser usado para abater o consumo em algum mês subsequente; este saldo restante é chamado de crédito de energia (Dantas e Pompermayer, 2018). Esse crédito de energia tem prazo de compensação de 60

meses. O aproveitamento do crédito de energia, conforme Resolução Normativa da ANEEL, N° 687 de 2015, estendeu-se a abrangência dos telhados solares para os conceitos de condomínio, consórcio, cooperativa e autoconsumo remoto. Tornou-se possível também utilizar os créditos de energia gerados no local de geração em outra propriedade, desde que dentro da área de concessão da distribuidora (Ferreira, 2021).

Uma importante mudança no sistema de créditos de energia foi imposta pela Lei 14.300/2022 para novos consumidores que se conectam à rede em 2023. Isso ocorre porque é determinado um escalonamento tarifário ao longo dos próximos anos, resultando na redução dos créditos de energia para novos consumidores em comparação com os sistemas conectados à rede e homologados antes de 07/01/2023 (ANNEEL, 2022).

Entre 2012 e 2020, observou-se uma redução de 76% do preço médio do módulo fotovoltaico importado (Bezerra, 2021). Assim, uma queda no preço dos módulos nos últimos anos, associada ao crédito de energia, tornam ainda mais interessante a aquisição e instalação de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída para consumidores residenciais e industriais de energia elétrica.

A eficiência na geração de energia solar fotovoltaica está diretamente ligada ao projeto do sistema fotovoltaico. Assim, erros de projeto, como o subdimensionamento de cabos, a escolha de inversores de baixa qualidade ou problemas relacionados à orientação e inclinação inadequadas dos módulos, são causas de perda de eficiência na geração.

Orientação e inclinação inadequadas dos módulos podem resultar em baixa irradiação em determinados momentos do dia devido ao sombreamento total ou parcial dos módulos. Pinho e Galdino (2016) afirmam que o sombreamento de células do módulo ou de parte do arranjo de módulos causa aquecimento, perda de potência e degradação do módulo. A falta de manutenção também é responsável por reduzir a eficiência do sistema, permitindo o acúmulo de sujeira nos módulos ou o mau funcionamento de componentes do sistema.

Os erros de projeto, aliados à falta de manutenção, afetam a geração e, conseqüentemente, impactam no tempo de retorno do investimento, seja pelo aumento dos custos do sistema ao fim de sua vida útil, seja pela perda de energia

elétrica que seria injetada na rede. Neste contexto, tendo em vista o crescimento da tecnologia no país, aliado à atratividade econômica dos sistemas fotovoltaicos visando reduzir os gastos com energia elétrica residencial ou industrial, mostra-se importante a análise técnica e econômica de um sistema fotovoltaico em operação há alguns anos. Foi escolhido o sistema instalado no Centro de Pesquisas Hidráulicas (CPH) da UFMG há aproximadamente 5 anos, visando identificar características de projeto e operação que possam reduzir a produção de energia ao longo do tempo.

1.2 OBJETIVO

Avaliar os impactos no custo-benefício e no retorno do investimento do sistema por meio de uma análise comparativa da geração ao longo do tempo. Nesta análise, serão consideradas as perdas ocasionadas por degradação dos módulos, inadequadas orientação e inclinação dos módulos, sombreamento e sujeira. Uma simulação em *software* do sistema visa obter esses dados para uma análise de 25 anos de vida útil do sistema. Os dados resultantes da simulação serão comparados aos dados de geração ao longo de 05 anos de funcionamento da microusinha. Assim, um estudo de viabilidade técnica e econômica do sistema, visa avaliar perdas por sujeira, degradação, sombreamento, instalação inadequada dos módulos e seus impactos na geração elétrica. Essas informações apontam erros no sistema que, quando corrigidos, beneficiam a geração de energia e consecutivamente reduzem o tempo de retorno do valor investido.

1.3 METODOLOGIA

Utilizando dados solarimétricos de irradiação no local, fornecidos pelo banco de dados do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB) e SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*), realizou-se a coleta de dados de geração, conforme disponibilidade do recurso solar em relação à orientação e inclinação dos módulos do sistema, para um *design* de projeto real e um *desing* de projeto ideal. Em seguida, utilizando esses dados na ferramenta SAM, realizaram-se as simulações: *Desing Real* e *Design Ideal*, considerando os dados do fabricante para os módulos e inversor instalados na microusinha no CPH. Os dados de instalação do *design* de projeto real da microusinha, obtidos por Mello (2019) em estudo

anterior, foram inseridos no programa SAM na simulação do *Design Real*. Também foram utilizados dados de geração disponibilizados pelo inversor e comparados aos dados simulados para uma análise das perdas na geração. A limpeza dos módulos da microusinina foi realizada visando determinar perdas por sujidade e seu impacto na geração.

Após aquisição de dados, foi realizada uma análise econômica do sistema, relacionando os dados simulados e os dados de geração fornecidos pelo inversor, o que possibilitou a identificação de impactos econômicos no sistema em relação a regulamentação vigente e cenário futuro ao que se refere a compensação de energia.

Uma análise da geração foi realizada em duas simulações, ao que se refere à geração de energia elétrica, uma para o "*Design Real*" com dados reais de instalação da microusinina e outra para o "*Design Ideal*" de projeto. Ambas as simulações forneceram dados de produção de energia, que serão comparados aos dados de monitoramento online da microusinina, fornecidos pelo inversor, possibilitando uma análise econômica do sistema em dois casos. As análises visam avaliar o desempenho da usina para uso de um consumidor residencial, conforme regras impostas aos sistemas fotovoltaicos instalados antes e depois das mudanças impostas pela lei 14.300/2022.

1.4 DIVISÃO DO TEXTO

Na sequência, no Capítulo 02, será apresentado um referencial teórico abordando o recurso solar, um panorama atual das energias renováveis, o sistema fotovoltaico e seus componentes, bem como a literatura que discute o impacto de perdas por degradação e outros fatores que afetam a geração. Além disso, serão tratadas assim como as atuais legislações vigentes no Brasil e as perspectivas para um cenário futuro.

No Capítulo 03, o sistema em estudo será o detalhado, e serão realizadas simulações tanto no cenário ideal quanto no cenário real. Essas simulações levarão em consideração dados de irradiação no local de instalação e demais fatores que afetam a geração.

O Capítulo 04, serão apresentados os resultados das simulações, considerando a irradiação ao longo do período analisado, juntamente com uma análise econômica.

Finalmente, no Capítulo 05, serão apresentadas as conclusões dos estudos com base nos resultados obtidos, juntamente com uma proposta de continuidade para pesquisas futuras relacionadas ao sistema.

CAPÍTULO 2 – REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 PANORAMA SOBRE ENERGIAS RENOVÁVEIS

O caminho para o futuro da geração de energia é caracterizado por um aumento na demanda de energia elétrica, tanto na indústria quanto no consumo residencial. Esse crescimento resulta em uma busca por fontes de energia que emitam menos gases do efeito estufa. Neste contexto, um nível recorde de 260 GW (gigawatts) de capacidade de geração de energia renovável foi adicionado globalmente em 2020, cerca de quatro vezes mais do que a capacidade adicionada por outras fontes de energia, como carvão, gás natural e energia nuclear. A geração de energia renovável destacou-se por adicionar, anualmente nos últimos sete anos, mais energia à rede, do que os combustíveis fósseis e a energia nuclear combinados. Essa adição anual representa uma mudança significativa na matriz energética global (Gielen et al., 2021).

Assim como afirmam Da Rosa e Gasparin (2016), pode-se dizer que a demanda por energia elétrica é uma busca ilimitada e ininterrupta, além de uma incessante busca pelo desenvolvimento e crescimento econômico, onde o cenário atual indica o esgotamento dos recursos naturais voltados para a geração de energia.

Conforme explicado acima, é interessante afirmar que o crescimento da demanda energética cresce junto ao desenvolvimento e crescimento econômico. Assim, o cenário futuro indica cada vez mais uma busca por fontes de energia limpa, algo essencial para o crescimento sustentável, reduzindo por exemplo, o uso de combustíveis fósseis na geração de energia, permitindo desacelerar o aquecimento global.

No Brasil, em 2021, a Oferta Interna de Energia (OIE) cresceu cerca de 4,5% em relação ao ano anterior, um valor próximo ao crescimento do PIB, que no mesmo ano foi de 4,6%. Já em relação a participação de fontes renováveis na matriz energética na OIE, foi de 44,7% em 2021, um valor cerca de 3,8% menor que o ano anterior (EPE 2022).

Mesmo assim, não parece haver razão para que vejamos como uma perspectiva pessimista do futuro das fontes renováveis no Brasil, pois houve um crescimento na geração baseada em energia eólica e solar na matriz elétrica. Isso é

um sinal de que há, enfim, o retorno de incentivos fiscais a essas fontes no país, levando a uma expansão na geração de 26,7% de energia eólica e 55,9% de energia solar em relação ao ano anterior (EPE 2022).

2.1.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL

Conforme mostram Pereira et al. (2017), o potencial verificado para geração fotovoltaica no Brasil, mesmo em local menos ensolarados, é maior que no local mais ensolarado da Alemanha. Isso representa inegavelmente de uma vantagem em relação a outros países para consolidar uma busca por uma matriz ainda mais renovável. Seria um erro, porém, atribuir somente o seu potencial de geração solar fotovoltaica, pois, de acordo com Machado e Miranda (2015), os autores deixam claro que o Brasil é privilegiado por possuir uma das maiores reservas de quartzo de qualidade.

Além disso, o país é o quarto maior produtor de silício grau metalúrgico do mundo, que é a primeira etapa para produção de silício grau solar, principal componente na produção de módulos fotovoltaicos. No entanto, o país não detém tecnologia para a produção de células fotovoltaicas.

A geração de eletricidade renovável em 2021 deve crescer mais de 8%, atingindo 8.300 TWh, o crescimento ano a ano mais rápido desde a década de 1970. A energia solar fotovoltaica e a eólica devem contribuir com dois terços do crescimento das energias renováveis. A China sozinha deve responder por quase metade do aumento global de eletricidade renovável em 2021, seguida pelos Estados Unidos, União Europeia e Índia. (IEA (2021), Global Energy Review 2021).

O autor deixa claro na citação acima a importância da energia solar fotovoltaica e eólica em uma busca por fontes limpas de energia no mundo. Estudar os sistemas fotovoltaicos ao que se refere às perdas na geração, torna-se ainda mais importante, visando alcançar um crescimento econômico aliado ao desenvolvimento sustentável.

2.2 RECURSO SOLAR

Pinho e Galdino (2016) afirmam que o Sol, como fonte de calor e luz, é uma das alternativas mais promissoras para prover energia necessária ao desenvolvimento humano, uma vez que é a origem de praticamente todas outras fontes de energia.

A energia solar é responsável pela evaporação que origina o ciclo das águas, mantendo o abastecimento dos reservatórios de hidrelétricas. Além disso, a radiação solar induz a circulação atmosférica, causando os ventos necessários para os parques eólicos. O Sol também é uma fonte de energia vital para vegetais e animais que viveram no passado antes de serem soterrados por materiais sólidos que formam rochas sedimentares e originam os combustíveis fósseis. Adicionalmente, o sol é a fonte de energia para matéria orgânica, como cana de açúcar, milho e outros, que serão transformados em combustível nas usinas (Pinho e Galdino, 2016).

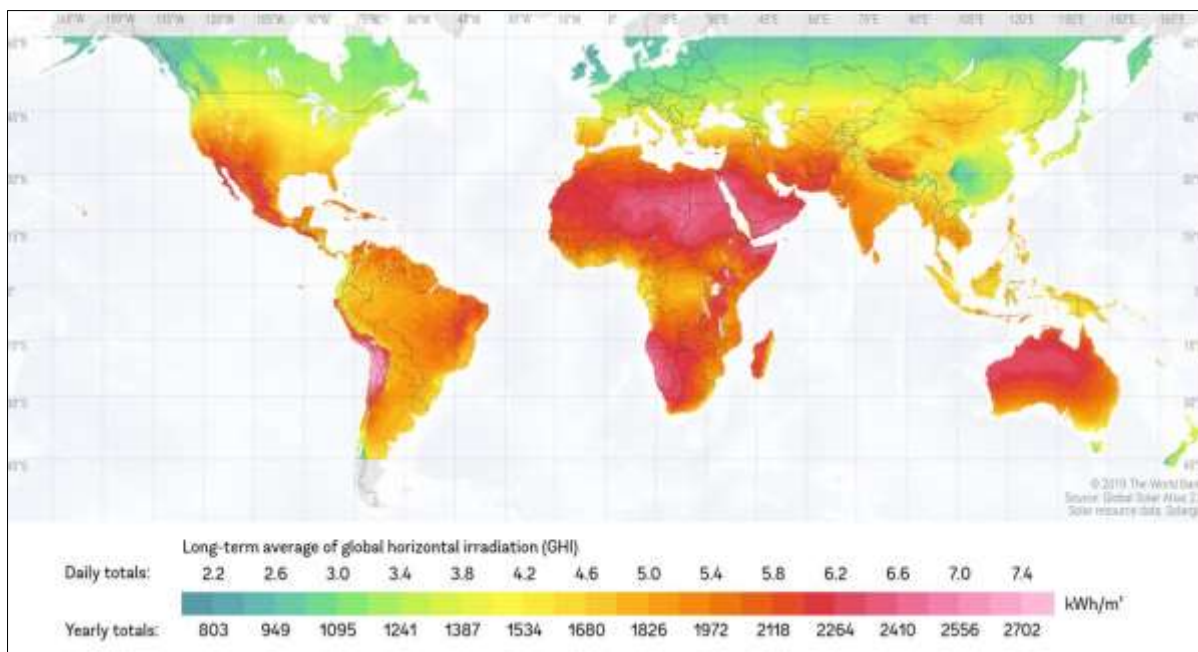
O Sol é uma estrela de tamanho médio que irradia energia devido às suas reações de fusão nuclear de átomos de hidrogênio para formar o gás hélio. Embora essa fonte de energia não seja renovável, é essencial destacar que, em comparação com o tempo de vida estimado da Terra, o Sol é uma fonte praticamente inesgotável de energia.

Ele emite energia de forma constante há bilhões de anos, com uma potência estimada da ordem de $3,86 \times 10^{26}$ W. A energia solar chega a superfície terrestre de maneira não uniforme devido a posição relativa entre Sol e Terra.

A Terra orbita a estrela do nosso sistema solar a uma distância média de cerca de 150 milhões de quilômetros, em uma órbita elíptica que completa um ciclo a cada 365,25 dias solares.

Durante esse período, a distância varia entre $1,47 \times 10^8$ km e $1,52 \times 10^8$ km, resultando em uma variação na irradiação solar entre $1325 \frac{W}{m^2}$ e $1412 \frac{W}{m^2}$, com valor médio de $1366 \frac{W}{m^2}$, que é definido como constante solar (Pereira et al., 2017). A Figura 1 ilustra os índices de irradiação horizontal global.

Figura 1 – Mapa mundial com Índices de Radiação Global Horizontal.



Fonte: Adaptada de Solargis (2020).¹

A quantidade de irradiação solar recebida em um ponto específico da Terra está sujeita a variações temporais determinadas pelo ciclo diário e anual. No ciclo anual, a irradiação terrestre está relacionada a inclinação do eixo da Terra, que é de aproximadamente $23,45^\circ$ em relação ao plano de sua órbita em torno do Sol. Essa inclinação resulta nas quatro estações do ano: primavera, verão, outono e inverno. A duração do dia no ciclo diário varia de acordo com as estações do ano.

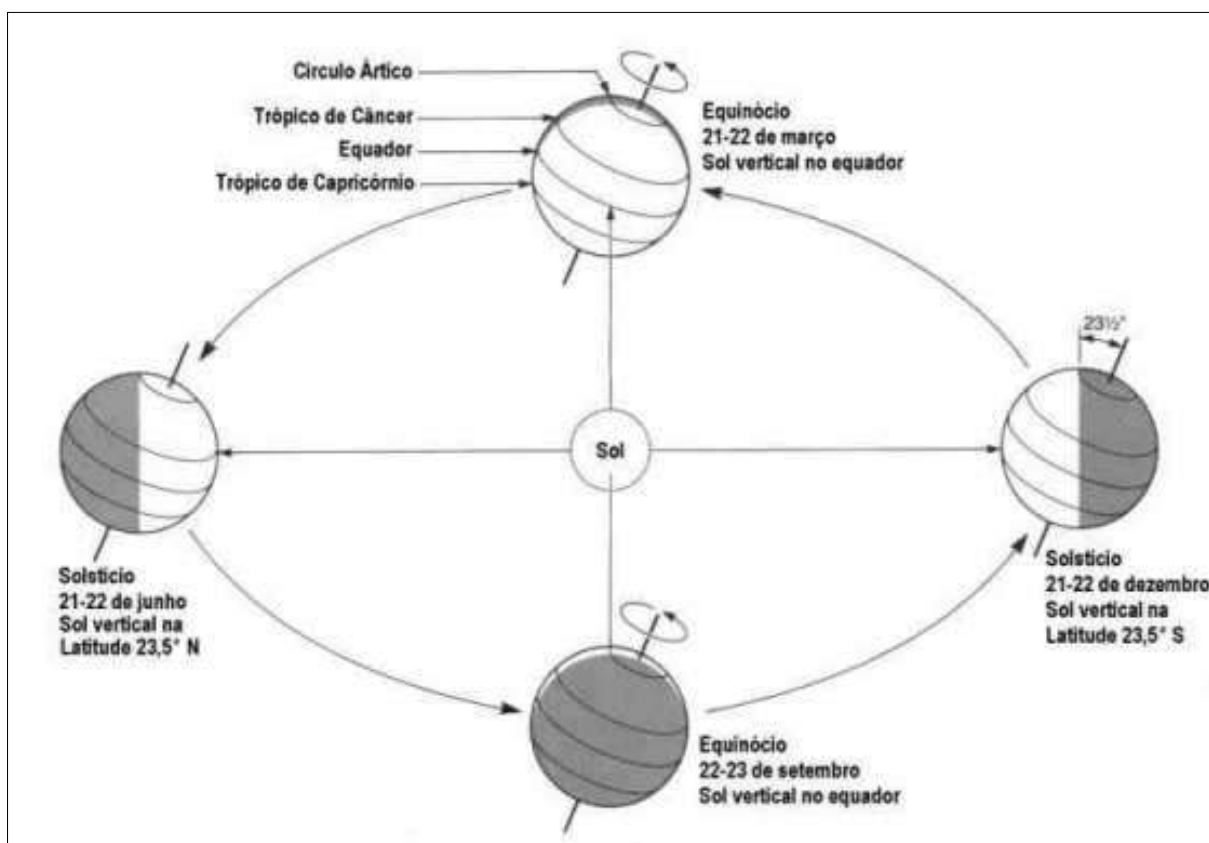
Por convenção astronômica, as estações são determinadas pelos solstícios - momento em que o sol, durante seu movimento aparente na esfera celeste, atinge a maior declinação em latitude medida a partir do Equador - e os equinócios - instante em que o Sol, em sua órbita aparente, cruza o Equador terrestre. O verão no hemisfério Sul ocorre quando o polo Sul está voltado para o Sol. O inverno ocorre quando o polo Sul está voltado para a direção oposta à do Sol (Pereira et al. (2017), Atlas brasileiro de energia solar).

Conforme mencionado por Pereira et al. (2017), devido a essa transição cíclica da Terra em relação ao Sol, temos dias mais longos no verão e na primavera e mais curtos no inverno e outono. No entanto, na linha do equador, a duração dos dias permanece a mesma ao longo do ano, cerca de 12 horas. A Figura 2 ilustra a posição

¹ Mapa mundial com índices de irradiação global horizontal. Disponível em: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/world>. Acesso em: 28 fev. 2023.

da Terra em relação à sua translação e rotação durante o ciclo anual de transição entre os solstícios e equinócios.

Figura 2 – Posições da Terra em relação ao Sol.



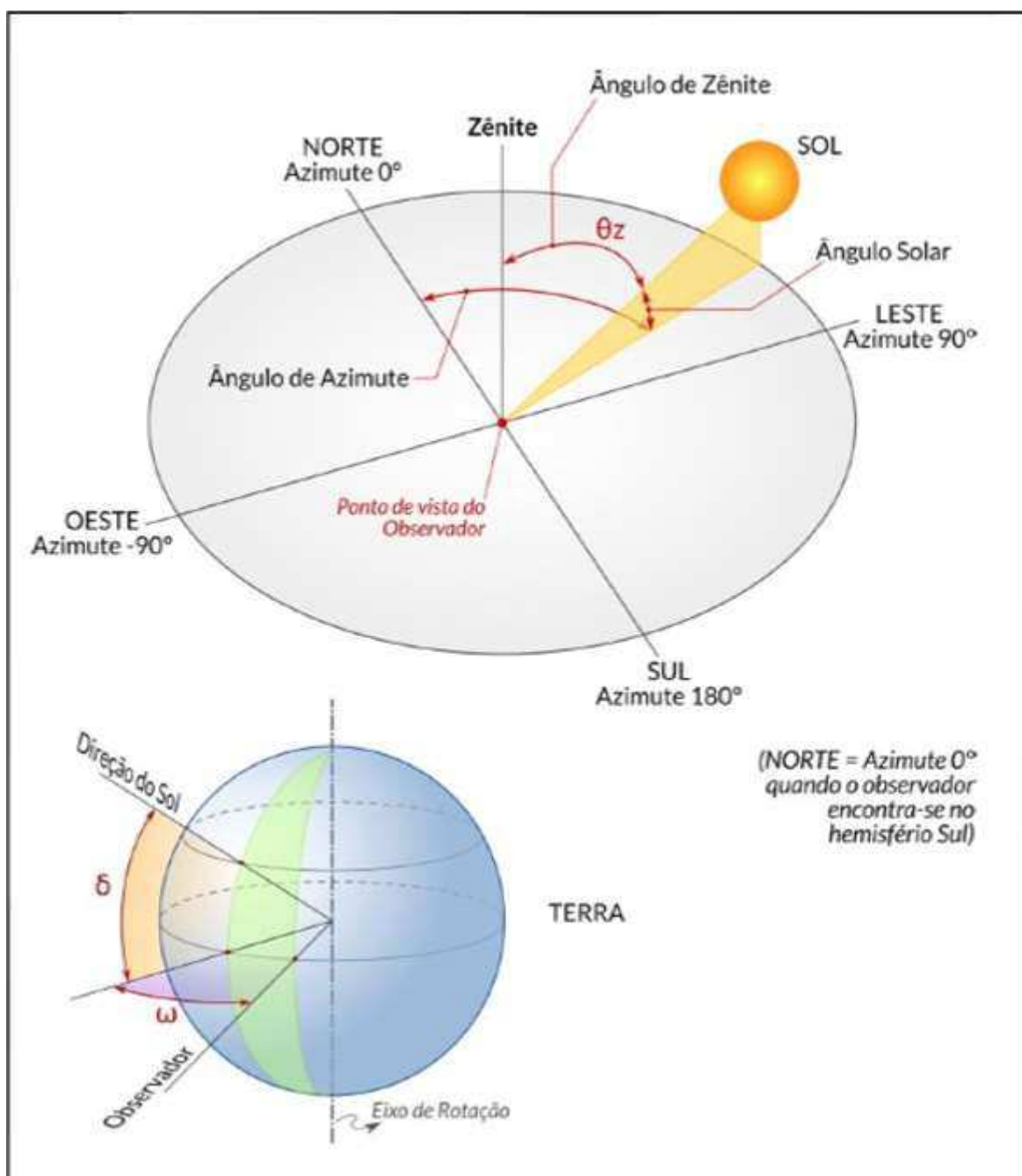
Fonte: Grimm (1999).²

O aproveitamento desse amplo recurso solar para geração de energia fotovoltaica está intimamente relacionado ao movimento da Terra em relação ao Sol, exigindo uma compreensão das relações geométricas entre os raios solares e a superfície do planeta.

A Figura 3 apresenta os ângulos notáveis em solarimetria, que são definidos geometricamente e permitem o cálculo da irradiância, ou seja, a quantidade de energia que atinge uma área unitária por unidade de tempo.

² A imagem ilustra como o Sol e a Terra interagem no contexto da eclíptica para determinar as estações do ano. Disponível em: <http://fisica.ufpr.br/grimm/aposmeteo/cap2/cap2-1.html>. Acesso 11 fev. 2023.

Figura 3 – Ângulos Notáveis em Solarimetria.



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2ª Edição (2017).

A declinação solar (δ) é a posição angular do Sol em relação à normal do plano horizontal da linha do equador. Apresenta variação entre $-23^{\circ}27'$ e $+23^{\circ}27'$ ao longo do período de um ano, com valores positivos ao norte e negativos ao sul.

O ângulo horário solar (ω) corresponde ao deslocamento angular do movimento aparente do Sol no céu devido a rotação da Terra. Cada hora corresponde a uma variação de 15° , variando de 0° a -180° para o oeste e 0° a 180° para o leste. Portanto, durante a manhã, é positivo; ao meio dia, é 0° ; e durante a tarde, é negativo.

A latitude (Φ) é a localização angular em relação à linha do equador, variando de -90° a 90° , com valores negativos para o sul e positivos para o norte.

O ângulo zenital solar (θ_z) é o ângulo de incidência (θ) de radiação solar em relação à normal da superfície (zênite). Ele é calculado com base nos valores da latitude do local (Φ), da declinação solar (δ) e do ângulo solar (ω).

O ângulo azimutal (γ) é o ângulo de projeção do plano inclinado no plano horizontal e no meridiano do observador. Por convenção, o sentido horário a partir da direção Norte Geográfico no meridiano local é considerado positivo, com uma variação entre -180° e $+180^\circ$.

A irradiância solar (W/m^2) é afetada pela massa de ar (m). A massa de ar é a quantidade de ar que o raio solar precisa atravessar para incidir em uma determinada superfície, levando em consideração a menor distância da superfície à atmosfera em relação ao ângulo de incidência. Varia de 0 à 1,5, dependendo da posição do Sol no céu, conforme horário e dia do ano (Pinho e Galdino, 2016).

Para este trabalho, serão consideradas condições padrões de teste, e um valor de massa de ar igual a 1,5 será adotado em conformidade a *International Electrotechnical Commission* (IEC 60891, 2009).

A Irradiância solar é composta por irradiação direta e difusa, sendo a irradiância solar difusa aquela que atinge a superfície após sofrer espalhamento pela atmosfera terrestre. A irradiação direta passa através da atmosfera sem sofrer dispersão na sua trajetória até a superfície.

Assim, a Irradiação Normal Direta ou DNI é a aquela proveniente diretamente do Sol e que incide perpendicularmente à superfície. A Irradiância direta horizontal é determinada pelo produto entre DNI e o cosseno de (θ_z) (Pereira et al., 2017).

Já a Irradiância difusa horizontal é a taxa de energia incide sobre uma superfície horizontal por unidade de área, decorrente dos feixes solares espalhados pela

atmosfera. A Irradiância global horizontal é a soma das irradiâncias horizontais direta e difusa. A Irradiância no plano inclinado é a taxa de energia total por unidade de área incidente sobre um plano inclinado na latitude do local em relação a superfície da Terra (Pereira et al., 2017).

2.3 COMPONENTES BÁSICOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Um sistema fotovoltaico é composto basicamente por um bloco gerador e um bloco de condicionamento. No entanto, um bloco de armazenamento pode ser adicionado a sistemas conectados à rede (GRID-TIE) e sistemas isolados (*off-grid*) para transformá-lo em um sistema fotovoltaico com armazenamento. A Figura 4 mostra um sistema conectado à rede, semelhante ao sistema em análise neste trabalho.

Figura 4 – Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.



Fonte: Adaptada de Ribsol Energia Solar (2019).³

O bloco gerador contém os arranjos de módulos fotovoltaicos associados em série ou paralelo, o cabeamento elétrico que os interliga e uma estrutura de suporte

³ Sistema fotovoltaico residencial conectado à rede. Disponível em : <https://ribsol.com.br/sistemas-fotovoltaicos/> . Acesso: 31 mar. 2023.

que pode ser fixa ou móvel quando há sistema de *tracking* que aumenta a capacidade de absorção solar mudando a posição dos módulos para uma melhor inclinação de acordo com a posição do sol durante o dia ou estações do ano. O bloco de condicionamento de potência contém inversores, dispositivos de proteção, supervisão e controle. Quando houver armazenamento, pode ser necessário o uso de controladores de carga no bloco de condicionamento. O bloco de armazenamento é constituído comumente de um banco de baterias para armazenamento de energia elétrica ou outros armazenadores de energia, visando o controle de fluxo de potência do sistema, eliminando oscilações de geração e dando suporte de tensão e frequência à rede (Perez, 2015; Pinho e Galdino, 2016). A Figura 5 mostra um sistema fotovoltaico contendo um bloco de armazenamento de baterias.

Figura 5 – Sistema fotovoltaico com armazenamento .



Fonte: Adaptada de Ribsol Energia Solar (2019).⁴

⁴ Sistema fotovoltaico residencial com armazenamento. Disponível em : <https://ribsol.com.br/sistemas-fotovoltaicos/> . Acesso: 31 mar. 2023.

Sistemas fotovoltaicos com armazenamento podem ser instalados com inversores híbridos, que, assim como os inversores convencionais, têm o objetivo de converter a corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA). No entanto, o inversor híbrido possui a característica de trabalhar simultaneamente tanto *on-grid* quanto *off-grid*, visando elevar a eficiência do sistema. Enquanto opera *on-grid*, seja em períodos noturnos, baixa luminosidade ou falta de energia elétrica da rede, o inversor irá alimentar as cargas para manter o funcionamento de energia do consumidor.

Em sistemas *off-grid*, ou sistemas híbridos de junção *on-grid* e *off-grid*, despreza-se o uso de controlador de cargas no uso de inversor híbrido, pois o mesmo comporta-se como um controlador de cargas, devido a sua eletrônica de potência (Pereira, 2023).

Assim, inversores híbridos combinam recursos de um inversor convencional e um inversor de bateria numa unidade de roteamento de eletricidade de carregamento inteligente e acessível (Azevedo, 2020).

Pereira (2023), afirma que antes de 2022, não havia norma para regulamentação dos inversores híbridos em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no entanto atualmente o INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia) publicou a Portaria nº 140/2022, que se aplica principalmente aos inversores híbridos e baterias de lítio.

O presente Capítulo apresenta os componentes básicos de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCCR) e características que influenciam em perdas na geração, para melhor entendimento do sistema em estudo que será abordado no Capítulo 3.

2.3.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

O efeito fotoelétrico consiste no aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz. Este fenômeno foi descoberto pelo físico Edmond Becquerel (1820-1891) em 1839. Após esta descoberta, avanços na tecnologia de células fotovoltaicas e inversores de frequência permitiram sua aplicação em sistemas isolados até a década de 80.

Na década seguinte, com a evolução da tecnologia dos sistemas fotovoltaicos, impulsionada por investimentos governamentais de países desenvolvidos, como EUA e Alemanha, possibilitou a instalação dos primeiros Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (Lima e Gonçalves, 2019.; Mello, 2019.).

Unidade fundamental do processo de conversão direta da luz em eletricidade, a célula fotovoltaica, atualmente, é fabricada usando diversas tecnologias e é dividida em três tipos, também conhecidas por três "gerações".

As mais encontradas no mercado atualmente são as células da primeira geração do tipo silício monocristalino ou policristalino. As da segunda geração são as células de tecnologias de filme fino de silício amorfo. Há ainda as de terceira ou última geração, chamadas assim porque estão sendo pesquisadas em laboratório usando substâncias orgânicas ou materiais orgânico-metálicos (Teixeira; Ramos; Aguiar, 2021).

Comercialmente, é comum encontrar módulos constituídos de células fotovoltaicas do tipo monocristalinas e policristalinas, uma vez que apresentam baixo custo de produção e boa eficiência na conversão da energia solar.

Na prática, as células fotovoltaicas são agrupadas em associações série e paralelo para produzir corrente e tensão adequadas às aplicações elétricas a que se destinam. Uma vez tendo a configuração desejada (número de células conectadas em série e/ou paralelo), o conjunto é encapsulado para constituir um módulo fotovoltaico (Zilles et al., 2016).

O autor citado acima também menciona que os módulos protegem as células contra intempéries, exercendo a função de isolador elétrico de contatos exteriores, além de fornecer rigidez mecânica ao conjunto. Além das células, os módulos possuem uma estrutura formada por diversas partes, assim como pode ser observado na Figura 6.

Figura 6 – Composição de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Portal Solar (2021)

A Moldura de Alumínio tem objetivo de garantir a integridade do módulo, protegendo-o de situações adversas na instalação e ao longo de sua vida útil, como “torções” que podem acarretar a quebra das células ou rachaduras nas mesmas. O Vidro Especial comumente tem espessura entre 3,2 mm ou 4 mm, além de uma superfície de baixa reflexão que permite uma maior passagem de luz até as células e alta resistência contra fortes chuvas e granizo. O EVA, ou encapsulante de acetato-vinílico de etileno, é o material que protege contra temperaturas extremas, radiação UV e umidade. O *Backsheet* é um filme branco em três camadas de material plástico que vai atrás do módulo fotovoltaico e tem a função de proteger as células e atuar como isolante elétrico. As Caixas de Junção são normalmente chamadas de *strings*, onde as células estão conectadas em série, e, por estar constantemente exposta a intempéries, devem apresentar um grau de proteção mínimo IP65 ou, idealmente, IP67 (Silva et al., 2018).

Há também tecnologias em que se tem um conjunto módulo/inversor, utilizando um microinversor capaz de converter a corrente contínua gerada por um único módulo em corrente alternada e injetá-la na rede. As saídas de dois ou mais microinversores podem ser combinadas a fim de elevar a potência instalada. Isso facilita a expansão do sistema, permitindo a conexão módulo a módulo, sem necessidade de troca do inversor convencional que limita a potência máxima do sistema (Knabben, 2017).

2.3.2 PARÂMETROS ELÉTRICOS

Alguns parâmetros são essenciais para o estudo de um sistema fotovoltaico. Nesta seção, serão abordados conceitos e características do módulo fotovoltaico, como tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito e fator de eficiência. Para os estudos neste trabalho, essas características foram aplicadas à simulação com base nas informações dos fabricantes dos módulos, conforme apresentado no próximo capítulo.

A - TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO (V_{oc})

É a tensão entre os terminais do módulo quando não há corrente elétrica circulando. Essa tensão pode ser medida diretamente entre os terminais do módulo e representa a máxima tensão que ele pode produzir ou a máxima tensão que pode ser fornecida a uma carga em condições específicas de irradiação e de temperatura.

B - CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO (I_{sc})

É a máxima corrente elétrica obtida em medição no módulo quando a tensão elétrica em seus terminais é igual a zero. Pode ser medida curto-circuitando os terminais do módulo e tende a aumentar com o aumento da irradiação e da temperatura.

C - TENSÃO DE MÁXIMA POTÊNCIA (V_{mp})

A Tensão de Máxima Potência é a tensão presente nos terminais do módulo quando operamos no ponto de máxima potência, conforme gerada na Condição de Teste Padrão (STC – *Standart Test Conditions*). Este valor é ideal para máxima produção de energia. Em sistemas *on-grid*, o inversor busca operar nessa tensão para otimizar a produção de energia, enquanto em sistemas *off-grid* essa função é desempenhada pelo inversor híbrido ou pelo controlador de carga. Para sistemas monofásicos conectados à rede, é aplicado um único ou múltiplos estágios de conversão CC com o objetivo de otimizar a produção de energia (Lacerda, 2010).

D - CORRENTE DE MÁXIMA POTÊNCIA (I_{mp})

A Corrente de Máxima Potência (I_{mp}), é o valor ideal de corrente para atingir a potência máxima. Dessa forma, o inversor busca operar com essa corrente em conjunto com a Tensão de Máxima Potência (V_{mp}) para otimizar a produção e alcançar a potência máxima.

E - POTÊNCIA MÁXIMA (P_{mp})

É a potência alcançada com valores de (V_{mp}) x (I_{mp}), para que o módulo alcance a máxima potência de geração. Na condição STC ($1000 W/m^2$, $25\text{ }^\circ\text{C}$) esse é o valor nominal da potência do módulo dado em watts-pico (Wp).

F - FATOR DE FORMA (FF)

É a razão entre máxima potência da célula e o produto da corrente de curto circuito com a tensão de circuito aberto. Quanto menores forem as perdas resistivas (série e paralelo), mais próxima da forma retangular será a curva I-V (Pinho e Galdino, 2016). A Eq. 1 define o fator de forma.

Equação 1 – Cálculo do Fator de Forma

$$FF = \frac{(V_{mp}) * (I_{mp})}{(V_{oc}) * (I_{sc})} \quad (1)$$

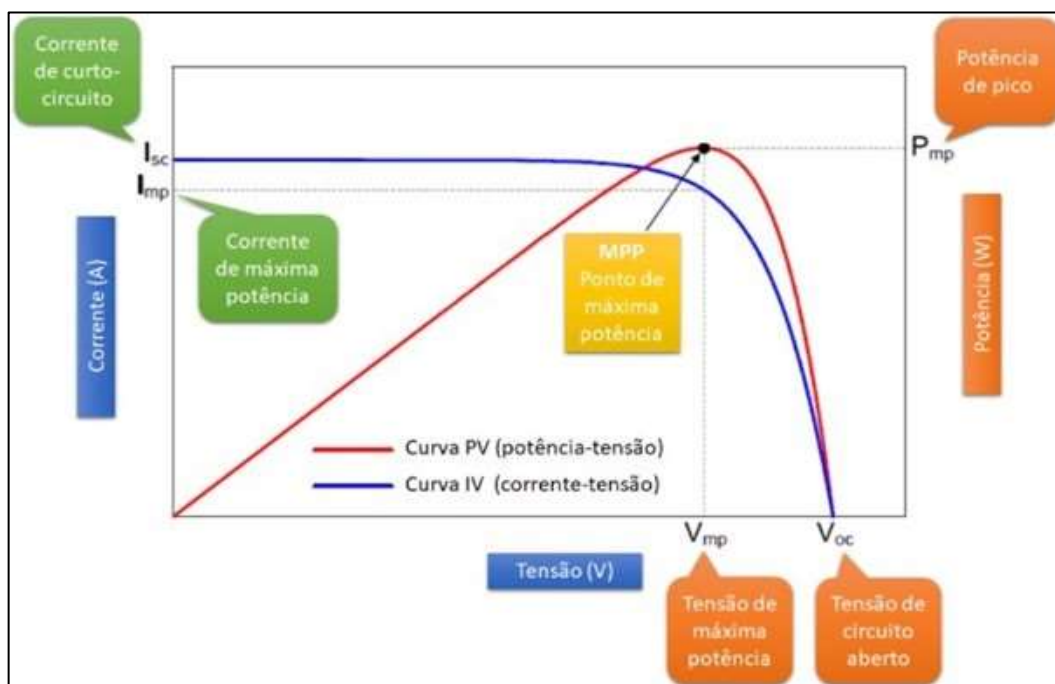
G - CURVA CARACTERISTICA CORRENTE VERSUS TENSÃO

Segundo Gasparin (2009), a curva característica I-V descreve o comportamento da corrente em função da tensão em uma célula do módulo fotovoltaico possui três principais pontos de destaque: V_{oc} , I_{sc} e P_{mp} . A Figura 7 ilustra esses pontos na curva I-V.

Os valores de I_{sc} , V_{oc} , I_{mp} , V_{mp} , P_{mp} são especificados nos *datasheets* (fichas técnicas) dos módulos para uma irradiância de $1000 W/m^2$ e uma temperatura

operacional de 25 °C, condições-padrão que permitem comparar o desempenho de diferentes módulos e entender como eles se comportam em condições ideais.

Figura 7 – Curva Característica I-V com destaque para os principais pontos: I_{sc} , V_{oc} , I_{mp} , V_{mp} , P_{mp} .



Fonte: Canal Solar (2019).

A irradiância tem um impacto direto nas características de desempenho elétrico pois é diretamente proporcional a I_{sc} . Ou seja, à medida que a irradiância aumenta os valores de I_{sc} também aumentam. Em relação a V_{oc} , geralmente, à medida que a irradiância aumenta, a tensão de circuito aberto tende a diminuir ligeiramente. Isso ocorre porque a tensão gerada pelos painéis solares depende da diferença de potencial entre as células solares e, em algumas condições, essa diferença diminui com o aumento da irradiância. No entanto, esse efeito é geralmente pequeno e pode ser negligenciado em muitas aplicações práticas. A irradiância afeta significativamente a posição do ponto de máxima potência (P_{mp}) na curva I-V (Gasparin, 2009).

À medida que a irradiância aumenta, o ponto de máxima potência se desloca para níveis mais altos de corrente e tensão. Isso significa que o sistema produzirá

mais potência elétrica sob alta irradiância em comparação com condições de baixa irradiância. A temperatura influencia a curva característica e logo também é importante para análise de módulos fotovoltaicos, pois o aumento de temperatura reduz o valor de V_{oc} e consecutivamente uma redução de potência do módulo (Gasparin, 2009).

2.4 FATORES EXTERNOS QUE INFLUENCIAM NA PRODUÇÃO DE ENERGIA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Conforme mencionado anteriormente, as células fotovoltaicas necessitam de irradiação solar para produzir energia, e a temperatura influencia essa produção. Contudo, outros fatores afetam a irradiação nas células, influenciando a produção de energia nos módulos e, conseqüentemente, no sistema fotovoltaico. A seguir, serão apresentadas algumas dessas possíveis perdas na produção dos módulos devido a fatores como sombreamento, sujidade, degradação dos módulos, orientação e inclinação.

2.4.1 ORIENTAÇÃO E INCLINAÇÃO

Como já apresentado, o recurso solar tem melhor aproveitamento de acordo com a posição no globo terrestre e período do ano, alcançando o máximo potencial quando há radiação direta, ou seja, diferente de uma radiação difusa na qual os raios solares são recebidos indiretamente na superfície devido a obstáculos como nuvens. Assim, Pinho e Galdino (2016) recomendam que os módulos sejam instalados com orientação para o Norte no hemisfério Sul, seguindo a linha do equador. Os autores também ressaltam que, com uma inclinação igual à latitude local, obtém-se a geração máxima ao longo do ano. Contudo, uma variação maior ou menor que 10° em relação à latitude local não causa uma redução significativa no seu desempenho anual (Pinho e Galdino, 2016).

2.4.2 SOMBREAMENTO E SOMBREAMENTO PARCIAL

Mesmo com os módulos instalados com inclinação e orientação corretas, há potencial para perdas na geração devido ao sombreamento. Isso pode acontecer quando nuvens resultam na recepção de radiação difusa pelas células ou devido a outros obstáculos que geram sombreamento total ou parcial.

O sombreamento parcial de uma célula em um arranjo de módulos fotovoltaicos conectados em série limita a corrente de todo o conjunto em série, propagando a redução para os outros módulos conectados em série. Isso resulta em perda de potência e também o risco de danos ao módulo parcialmente sombreado. Essa situação ocorre porque parte da potência é dissipada na célula sombreada, o que pode acarretar um “ponto quente” ou “*hotspot*”, aumentando a temperatura na célula afetada e causando ruptura do vidro, fusão de polímeros e metais. Outro efeito causado pelo sombreamento parcial é a perda por descasamento (*mismatch*), que ocorre devido à incompatibilidade das características elétricas das células de um módulo. Isso acontece quando as células de menor fotocorrente limitam o desempenho do conjunto, reduzindo a eficiência global do módulo (Pinho e Galdino, 2016).

Zilles et al. (2016) afirmam que, para reduzir os danos causados à célula pelo sombreamento parcial e, conseqüentemente, ao módulo, uma alternativa é empregar o uso do diodo de passagem (*by-pass*), instalado em paralelo, com polaridade inversa, ao conjunto de células em série, servindo como caminho alternativo para corrente e limitando a dissipação de energia na célula sombreada. Outra consequência do sombreamento é a variação de tensão a um conjunto série de módulos em paralelo, o que cria uma corrente reversa de um conjunto série com tensão maior para um conjunto com tensão menor (Pinho e Galdino, 2016).

Uma forma de proteger o sistema fotovoltaico de correntes reversas é o emprego de diodos de bloqueio conectados em série ao conjunto de módulos, evitando o fluxo de corrente reversa. Para sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia, os diodos de bloqueio são instalados com seu catodo ligado ao terminal positivo do banco de baterias, com o objetivo de evitar descargas noturnas e o fluxo de corrente da bateria para os módulos (Hecktheuer e Krenzinger; 2000; Pinho e Galdino; 2016).

2.4.3 SUJIDADE DOS MÓDULOS

A sujeira nos módulos fotovoltaicos é outro fator que reduz a produção de sistemas e pode criar uma espécie de sombreamento. O acúmulo de sujeira na superfície do módulo afeta a sua potência de saída. Essa sujeira pode ser composta

por uma infinidade de substâncias, sendo a poeira a mais comum, definida por qualquer material particulado, com menos de 500 μm de diâmetro, que entra na atmosfera por diferentes fontes. A presença dessa sujeira, assim como de outras substâncias, pode ser influenciada por diversos fatores, como o ângulo de orientação dos módulos, temperatura ambiente, a umidade, a poluição do ar, as características da superfície do módulo fotovoltaico, a velocidade e orientação do vento, entre outros (Araújo et al., 2019; Araújo et al., 2020).

A perda média de irradiação diária média que chega as células fotovoltaicas dos módulos poeira e outros tipos de sujeiras é de aproximadamente 4% em condições normais de chuvas, podendo chegar a mais de 20% em tempos de longa estiagem (Zanescio, 2014).

Conforme Araújo et al. (2020), o efeito do acúmulo de sujeira é minimizado pela limpeza periódica dos módulos ou pela ocorrência de chuvas e vento. Geralmente, o ângulo de inclinação do módulo deve ser de no mínimo 10° afim de promover autolimpeza.

2.4.4 DEGRADAÇÃO DOS MÓDULOS

Os módulos fotovoltaico estão constantemente expostos a um ambiente que inclui umidade, radiação UV e estresse térmico. Esses fenômenos afetam o comportamento elétrico dos módulos e podem causar instabilidade em seus componentes, resultando em degradação que impacta diretamente na potência entregue pelo sistema, levando a uma redução da produção de energia ao longo dos anos (Fonseca, 2020).

Embora os módulos fotovoltaicos sejam projetados para ter confiabilidade ou vida útil maior que 25 anos, os efeitos da degradação reduzem sua eficiência ao longo do tempo. Estudos indicam que, em média, módulos fotovoltaicos de silício cristalino apresentam uma taxa média de degradação da potência entre 0,5% e 0,8% ao ano (Jordan e Kurtz, 2012; Zanescio et al., 2014; Fonseca, 2020).

Dado os valores acima, este trabalho vai assumir o valor de 0,8% ao ano de perdas por degradação de módulos.

2.5 INVERSORES

Os inversores desempenham um papel fundamental nos sistemas fotovoltaicos, sendo responsáveis por converter a potência CC, proveniente dos módulos fotovoltaicos ou de um banco de baterias, em potência CA que pode ser injetada diretamente na rede elétrica. Isso é feito com a sincronização da tensão e a frequência de operação no ponto de conexão do inversor com a rede elétrica (Zilles et al., 2016; Pinho e Galdino, 2016). O dimensionamento adequado do inversor é essencial e deve levar em consideração características como níveis de tensão e corrente, eficiência de conversão, flexibilidade de instalação, durabilidade e a garantia de um bom desempenho em termos de produtividade e segurança.

Macedo (2006) destaca que, devido à disseminação em grande escala dos sistemas SFCR, a capacidade do inversor de rastrear o Ponto de Máxima Potência (PMP) tornou-se tão importante quanto a eficiência de conversão. Portanto, um sistema eficaz de Seguimento de Ponto de Máxima Potência (SPMP) em inversores aplicados a sistemas SFCR, tornou-se indispensável. A avaliação da eficiência de seguimento de ponto de máxima potência está relacionada a fatores internos do inversor, como seu algoritmo de SPMP, bem como a fatores externos, como a irradiância e a temperatura ambiente. Esses fatores externos afetam a potência de entrada no inversor devido a perdas na geração de corrente contínua pelos módulos fotovoltaicos do sistema (Zilles et al., 2016).

Ao longo do tempo as tecnologias dos inversores foram otimizadas, resultando em uma redução de custos, e alguns inversores alcançam valores próximos a 99% de eficiência na conversão de energia (Pinho e Galdino, 2016).

De acordo com Macêdo (2006), a relação entre a potência nominal do inversor e a potência nominal do arranjo de módulos fotovoltaicos do sistema determina o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI). Pinho e Galdino (2016) argumentam que é importante ajustar a potência dos módulos fotovoltaicos e a potência do inversor para que o FDI apresente o melhor equilíbrio entre custo e benefício. Eles ressaltam que o FDI é influenciado pela escolha do inversor, pela tecnologia dos módulos fotovoltaicos, pela orientação e inclinação dos módulos e pelas condições ambientais, como temperatura e radiação locais.

No entanto, ainda não há consenso entre profissionais do setor de energia fotovoltaica sobre o valor ideal do FDI (Haluche, 2019). A análise deste fator é específica para cada região e depende das condições climáticas, como temperatura e irradiação. Em geral, quando $0 \leq \text{FDI} \leq 1$, considera-se o inversor em *oversizing* (sobrecarga), ou seja, sua potência é menor que a do arranjo de módulos fotovoltaicos. Por outro lado, quando $\text{FDI} > 1$, o inversor está subcarregado ou com potência superior à do arranjo de módulos fotovoltaicos (Prudencio, 2020).

Pinho e Galdino (2016) indicam, com base em uma análise literária, que fabricantes e instaladores recomendam valores inferiores de FDI na faixa de 0,75 a 0,85, enquanto 1,05 é o limite superior do fator. Quanto maior o valor de FDI, menor é a temperatura apresentada pelo inversor. Contudo, é necessário ter atenção ao subdimensionamento do inversor, uma prática comum no mercado, pois pode causar aquecimento do equipamento e seus componentes, prejudicando seu funcionamento e, conseqüentemente, reduzindo sua vida útil (Prudencio, 2020).

Haluche (2019) relacionou o FDI ao *Performace Ratio* dos inversores em um estudo de sistemas fotovoltaicos instalados em diferentes localidades. O autor mostra que há uma relação direta que demonstra redução da performance em sistemas dimensionados com $\text{FDI} > 1$. Em contraste, sistemas com FDI próximo de 1 tendem a ter um desempenho superior, pois não apresentam limitações na energia processada e operam nas melhores curvas de eficiência dos inversores. Para sistemas com $\text{FDI} < 1$, quando comparados à $\text{FDI} > 1$, apresentam um melhor desempenho, enquanto se comparados a FDI igual a 1, têm um desempenho inferior.

2.6 REGULAMENTAÇÃO NO BRASIL

No Brasil, a regulamentação da geração distribuída de energia é de responsabilidade da ANEEL. Em abril de 2012, a ANEEL publicou a Resolução Normativa n.º 482/2012, que regulamentou a geração distribuída por meio de um sistema de compensação conhecido internacionalmente como “*net metering*”. Essa resolução estabeleceu que a energia ativa injetada na rede por uma unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida à distribuidora. Ao final do mês, se a geração for maior que o consumo, o saldo remanescente pode ser usado como crédito de energia em meses subsequentes. Caso a geração seja

menor que o consumo, o consumidor deve pagar a diferença. Em 2015, a ANEEL publicou a Resolução Normativa n.º 687/2015, que trouxe algumas melhorias para a geração distribuída. Essa resolução permitiu a geração distribuída conjunta, beneficiando os consumidores ao permitir a repartição do crédito de energia entre várias residências na mesma área de concessão da unidade geradora. Além disso, aumentou a validade dos créditos de energia de 36 para 60 meses e ampliou a potência por unidade de 1 MW para 5 MW. Também simplificou o processo de adesão necessário para conectar a geração distribuída à rede (Dantas e Pompermayer, 2018).

As mudanças na regulamentação surtiram efeito e impulsionaram uma expansão da geração distribuída com mais investimento. Contudo, também resultou em um aumento de gastos das concessionárias de energia, que alegavam que o novo modelo prejudicava o equilíbrio tarifário e gerava incertezas para os investimentos futuros. Assim, na consulta pública n.º 10/2018, geradoras e distribuidoras de energia solicitaram uma nova regulamentação do setor. Isso levou a um processo de revisão do modelo de compensação integral, envolvendo estudos, consultas e audiências públicas.

O objetivo era proporcionar mais segurança jurídica e crescimento sustentável ao setor. Esse processo resultou na promulgação da Lei n.º 14.300/2022 – Marco Legal da Geração Distribuída, publicada em janeiro de 2022. Essa lei estabeleceu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, acrescentando inovações importantes para o desenvolvimento do setor. No entanto, o novo modelo de compensação introduzido pela lei é mais complexo em comparação ao modelo anterior e aparentemente menos vantajoso para sistemas instalados após janeiro de 2023 (Delunardo, 2022; Do Nascimento Lopes e De Andrade, 2022).

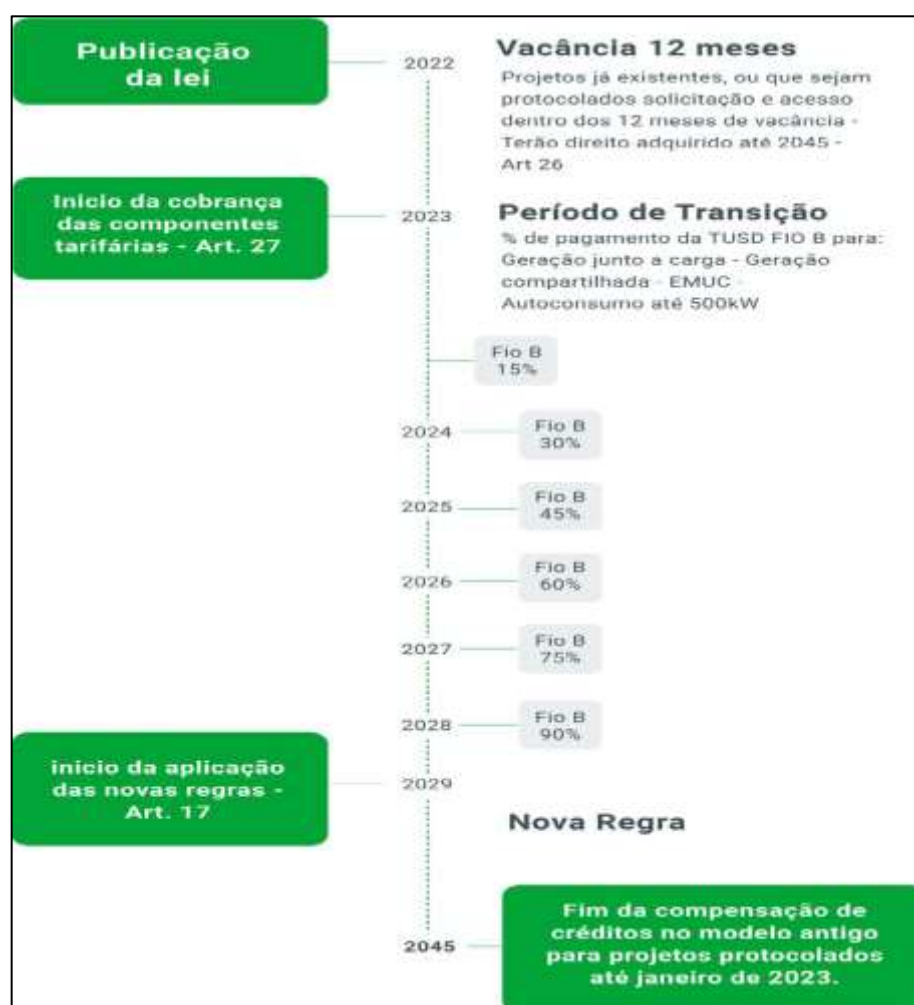
É permitido o uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada, denominando-se microgeração distribuída a central geradora com potência instalada até 75 quilowatts (kW) e minigeração distribuída aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW, conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2022).

A Lei n.º 14.300/2022 estabelece algumas regras de transição para o novo regime de acesso. A ANEEL permite potência instalada de até 5 MW no caso de fontes não despacháveis e prevê uma redução deste limite para 3 MW após 31 de dezembro de 2045.

Para solicitação de acesso de unidades já existentes de microgeração e minigeração já estão em funcionamento ou que já apresentaram o pedido no prazo de 12 meses a contar da publicação da lei, as novas regras tarifárias só serão aplicáveis após 31 de dezembro de 2045.

No caso de novas unidades, as regras do novo sistema tarifário são aplicadas se o pedido de acesso for feito 12 meses após a publicação da lei. Haverá um aumento gradual do valor da tarifa de distribuição entre 2023 e 2029, e a partir de 2029, será aplicado o valor integral da tarifa de distribuição (ANEEL, 2022). A Figura 8 apresenta os principais prazos da Lei n.º 14.300/2022.

Figura 8 – Principais prazos da Lei n.º 14.300.



Fonte: Intelbras (2022).

A lei também prevê regulamentação da ANEEL ao novo regime tarifário, levando em consideração os benefícios da Geração Distribuída, de acordo com as diretrizes a serem definidas pelo conselho Nacional de Política Energética (ANEEL, 2022).

2.6.1 TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

A ANEEL informa que a aplicação de tarifas é necessária para viabilizar a estrutura e manter qualidade de serviço, criando incentivos para eficiência. Essas tarifas são desenvolvidas usando metodologias de cálculo tarifário para o setor elétrico e visam assegurar aos prestadores de serviços receita suficiente para cobrir os custos operacionais, garantir qualidade no atendimento e permitir a expansão da capacidade por meio de investimentos (ANEEL, 2022).

As tarifas que compõem a fatura de energia elétrica no país podem ser descritas da seguinte forma: a Tarifa de Consumo de Energia (TE) é composta pelo preço cobrado pela energia, perdas elétricas e seus encargos; e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que subsidia o processo de transmissão (Fio A) – abrangido pela Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), contida na TUSD – e de distribuição (Fio B), suas perdas e encargos (DOS SANTOS e DOS ANJOS, 2023)

Dentre as tarifas mencionadas anteriormente, a Lei n.º 14.300/2022 determina que a tarifação do fio B será escalonada, caso o consumidor se conecte à rede em 2023, conforme detalhado na Tabela 1.

Tabela 1 – Tarifação escalonada do Fio B, a partir do ano de 2023.

2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	...
15%	30%	45%	60%	75%	90%	100%	100%	100%	100%

Fonte: Autoria própria.

Além dos custos já citados, as tarifas são compostas de encargos setoriais com finalidade de implementar e viabilizar as políticas elaborados no setor. Estes encargos incluem a: Conta de Desenvolvimento Energético (CDE); o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA); Encargos de Serviços do Sistema (ESS); Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH); Operador Nacional do Sistema (ONS); Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/EE); Encargo de Energia Reserva (EER); e Taxa de Fiscalização de

Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) (Andrade, 2022; Dos Santos e Dos Anjos, 2023).

Dos Santos e Dos Anjos (2023) salientam que, além dos custos apresentados, o valor final da fatura de energia do consumidor inclui as bandeiras tarifárias (verde, amarela ou vermelha), que são usadas como um método de cobrança progressivo devido à escassez elétrica. Portanto, a carga tributária corresponde a cerca de 40% desta fatura. Esses tributos de competência federal como Contribuição Social para o Programa de Integração Social (PIS), a Contribuição para o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP) e a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS). No âmbito estadual, há o Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadoria e sobre Prestação de Transporte Interestadual e Intermunicipal de Comunicação (ICMS), enquanto no âmbito municipal, existe a Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (COISP). Outro fator importante está relacionado aos postos tarifários de energia, que podem influenciar na cobrança ao consumidor ou integrador. Trata-se do valores definidos para o horário de ponta e horários intermediários, aprovado pela ANNEL para toda a área de concessão ou permissão. Comumente, a Hora Ponta (HP) é definida como das 17 horas às 20 horas ou das 18 horas às 21 horas, correspondendo a 3 horas diárias consecutivas, exceto aos fins de semana e feriados nacionais. Os demais horários ao longo do dia, nos quais a distribuidora registra menor demanda por eletricidade são determinados como Hora Fora Ponta (HFP), levando em consideração a curva de carga do sistema elétrico da concessionária. O posto tarifário intermediário corresponde a um período de horas conjugado ao horário de ponta, compreendendo 1 hora antes e depois do horário de ponta.

A Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) é uma concessionária distribuidora de energia elétrica no Brasil. O sistema em estudo neste trabalho será analisado levando em consideração as tarifas cobradas pela concessionária. A CEMIG possui dois grupos tarifários que se aplicam antes dos impostos já mencionados à unidade consumidora, seja para baixa tensão (Grupo B) ou média/alta tensão (Grupo A). No Grupo A, que é subdividido em seis subgrupos (A2, A3, A3A, A4 e AS), o fornecimento é em tensão acima de 2,3 kV e geralmente abrange indústrias e estabelecimentos de médio e grande porte. Esses consumidores podem

solicitar demanda contratada de potência ativa com entrega garantida pela distribuidora elétrica.

Essa demanda pode ser em tarifa azul ou verde, sendo que a primeira tem valores distintos para o consumo fora ou dentro do horário de ponta, enquanto a segunda possui um valor único que sofre acréscimo quando o consumo é elevado no horário de ponta. Já para unidades consumidoras com demandas de baixa tensão inferiores a 2,3 kV, aplica-se Tarifa Monômnia do Grupo B, que é tarifa única do consumo de energia, independente do horário de utilização. Essa tarifa é dividida em classes, como Residencial (B1), Rural(B2), Iluminação pública (B4) e demais classes (B3) (CEMIG,2022).

Assim, por exemplo, a concessionária classifica o horário intermediário para o Grupo B, entre 16 horas às 17 horas e de 20 horas às 21 horas, onde aplica diferentes tarifas, como as tarifas horo-sazonais (THS), uma modalidade tarifaria que consiste em um conjunto de tarifas aplicadas para o consumo de energia de demanda do grupo A, onde comumente é atendido por uma subestação com tensão mais elevada e com grande consumo de energia. O preços das tarifa THS variam de acordo com horário em que a energia é consumida e conforme sazonalidade anual referente ao período chuvoso. Assim, as tarifas são diferentes para períodos úmidos e secos durante o ano, está modalidade tem o objetivo de reduzir o consumo de energia em horários de ponta ou horários de maior demanda.

CAPÍTULO 3 – ESTUDO CASO

Para realização do estudo proposto, o sistema será dimensionado de acordo com as especificações da micro usina instalada sobre o telhado do CPH para simulação da mesma no *software* SAM.

Serão apresentados os dados de irradiação do local de instalação para uma análise comparativa entre a geração do sistema real e a esperada na simulação. Por fim, será realizada uma análise dos dados gerados na simulação em conformidade com a Lei n.º 14.300/2022, considerando o escalonamento do fio B até 2029.

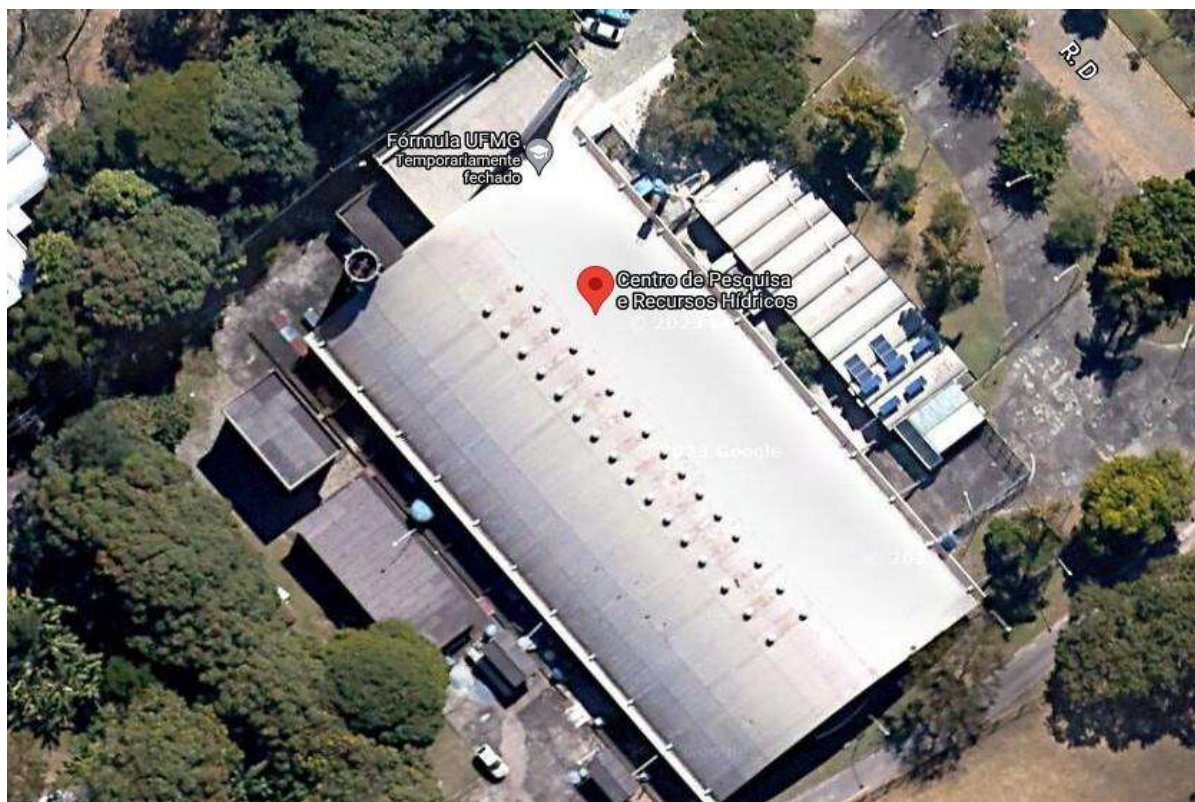
3.1 O SISTEMA FOTOVOLTAICO EM ESTUDO

O sistema fotovoltaico em estudo é de pequeno porte e pode ser comparado à sistemas do tipo residenciais. Trata-se de uma micro usina instalada no segundo semestre de 2016 sobre o telhado do CPH na UFMG e conectada à rede em 23 de setembro de 2016, conforme informações do portal de monitoramento do fabricante do inversor.

O sistema está localizado nas seguintes coordenadas geográficas: Latitude: -19.874912903064363° S (sul) e Longitude: -43.96760377606228° W (oeste). O sistema pode ser observado na Figura 9.

O sistema tem potência instalada de 1,56 kW, composto por um inversor modelo PHB1500-SS com potência nominal de 1,5 kWp e seis módulos fotovoltaicos com tecnologia de 2º geração em silício policristalino do fabricante Canadian Solar, modelo CS6P-260me, com potência nominal de 260 W cada.

Figura 9 – Imagem de satélite do sistema fotovoltaico instalado no Centro de Pesquisas Hidráulicas - UFMG.



Fonte: Google Mapas, 2022.

Os seis módulos foram instalados em série, conectados ao inversor por meio de uma *string box*, conforme ilustrado na Figura 10. A *string box* inclui um Dispositivo de Proteção de Surtos (DPS), que está ligado à rede de corrente contínua e uma chave seccionadora.

No lado de saída do inversor de corrente alternada, há um disjuntor de 16 A e dois dispositivos de segurança. O aterramento da estrutura de apoio ao módulo e DPS protegem o sistema de descargas atmosféricas, sobrecorrente e sobretensão. Além disso, fusíveis de corrente contínua estão conectados à entrada de corrente contínua para proteger os módulos, *strings* e todo o cabeamento contra sobrecorrentes, que podem ocorrer devido a falhas, curtos-circuitos ou condições anormais do sistema.

Figura 10 – Quadro de distribuição dos circuitos do sistema fotovoltaico.



Fonte: Autoria própria.

Conforme Mello (2019, p. 38), a instalação do projeto encontrou limitações quanto a fixação dos módulos no telhado do CPH. Portanto, os módulos fotovoltaicos foram posicionados com um ângulo de inclinação de 13° e um ângulo azimutal de 33° NW.

Essas limitações resultam em perdas na geração fotovoltaica, uma vez que o desempenho do sistema fotovoltaico depende diretamente do ângulo de inclinação e da orientação azimutal. Geralmente, no hemisfério sul, a geração é maximizada quando os módulos estão orientados azimutalmente para o equador, ou seja para o Norte, onde há maior incidência de radiação solar, e com um ângulo de inclinação igual à latitude do local de instalação. Isso é observado em diversos estudos sobre a orientação dos módulos (Gasparin e Krenzinger, 2016; Pinho e Galdino, 2016; Da Nóbrega et al., 2018; Maciel; Souza; Boulomytis, 2021).

3.2 ESPECIFICAÇÕES DE INVERSOR E MÓDULOS DO SISTEMA

A Tabela 2 apresenta as especificações de módulos e a Tabelas 3 apresenta as especificações do inversor do sistema fornecidos pelos respectivos fabricantes, Canadian Solar e PHB Solar.

Tabela 2 - Especificações dos módulos fotovoltaicos Canadian Solar (Modelo CS6P-260P)

Dados de condição de teste STC para os módulos <u>CS6P-260P da Canadian Solar</u> (STC/CPT : Irradiação de 1000 W/m^2, Espectro de Massa de Ar 1.5 e Temperatura de Célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$)	
Máxima Potência (P_M)	260 W
Tolerância	0 / 5 W
Tensão de Máxima Potência (V_{MP})	30,2 V
Corrente de Máxima Potência (I_{MP})	8,43 A
Tensão de Circuito Aberto (V_{OC})	37,4 V
Corrente de Curto-Circuito (I_{SC})	9,0 A
Tensão Máxima do Sistema	1000 V
Eficiência do Módulo	15,85%
Coefficiente de Temperatura da Potência (P_M)	-0,43% / $^\circ\text{C}$
Coefficiente de Temperatura da Corrente (I_{SC})	0,065% / $^\circ\text{C}$
Coefficiente de Temperatura da Tensão (V_{OC})	-0,34% / $^\circ\text{C}$
Temperatura Nominal de Operação da Célula (TNOC/NOCT)	$45 \pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$

Fonte: Autoria própria, baseada em Canadian Solar (2015).

Tabela 3 - Especificações de entrada CC do Inversor PHB1500-SS

DADOS DO INVERSOR (Modelo - PHB1500-SS)	
Dados de Entrada em Corrente Contínua (CC)	
Máxima Potência Fotovoltaica	1800 W
Máxima Tensão CC	450 V
Faixa de Operação SPMP (Seguidor do Ponto de Máxima Potência ou MPPT - "Maximum Power Point Tracker")	125 V ~ 400 V
Tensão CC de Partida	125 V
Tensão CC de Desligamento	90 V
Corrente CC Máxima	12 A
Corrente CC Máxima de curto-circuito	15 A
Corrente Máxima de retorno para o Módulo Fotovoltaico	0 A
Número de <i>Strings</i> em Paralelo	1
Número de SPMP (MPPT)	1
Consumo em <i>Standby</i>	5 W
Dados de Saída em Corrente Alternada (CA)	
Potência CA Nominal	1500 W
Máxima Potência CA	1650 W
Máxima Corrente CA	8 A
Corrente <i>Inrush</i> ou Corrente de Partida	0 A
Proteção de Sobrecorrente máxima	30 A
Saída Nominal CA	60Hz, 220Vca
Faixa de Operação CA	57,5~62Hz; 176~242Vca
Distorção Harmônica Total (THD)	<5%
Fator de Potência	Unitário
Conexão CA	Monofásica/Bifásica
Máxima Eficiência	97,00%
Eficiência SPMP (MPPT)	>95,5%

Fonte: Autoria própria, baseada em PHP Solar (2015).

3.3 DADOS DE IRRADIAÇÃO

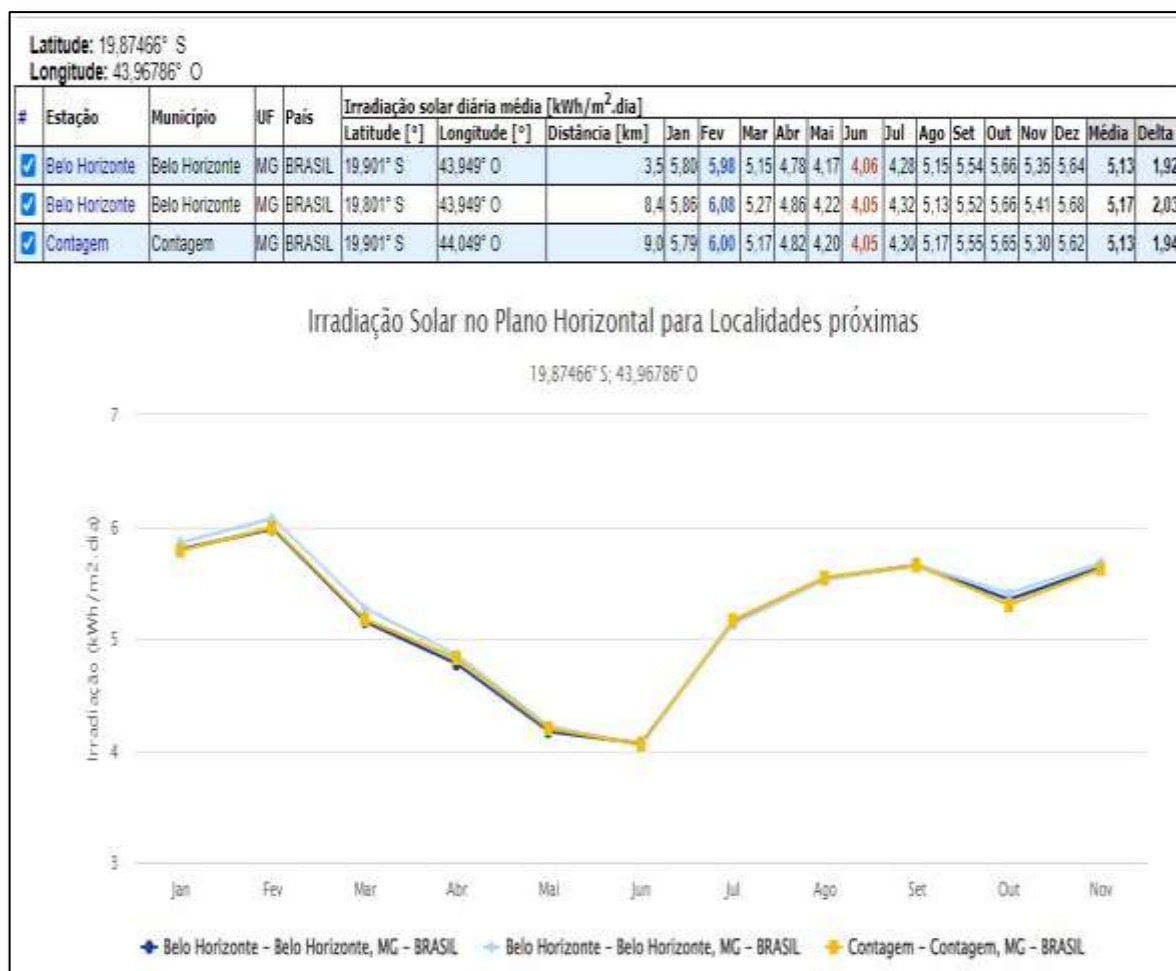
Para definir os melhores dados de irradiação, afim de definir os ângulos de inclinação ideais dos módulos, utiliza-se os dados do programa SunData, disponibilizado pelo Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB). Essa ferramenta permite o cálculo de irradiação solar diária em qualquer ponto do território brasileiro e também possibilita o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos (CRESESB, 2017). Os dados obtidos consideram determinadas inclinações dos módulos sempre apontados para o Norte.

Os dados de irradiação são fundamentais em uma análise comparativa. Assim, na Figura 11, apresentam-se os dados de Irradiação Solar no Plano Horizontal em três estações localizadas próximas ao CPH. Os valores correspondem à valores de irradiação solar em $\text{kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{dia}$ no plano horizontal, correspondente às diárias médias mensais para os 12 meses do ano.

Visando tornar mais precisos os dados de irradiação neste estudo, foram utilizados os dados da estação de Belo Horizonte, localizada a uma distância de 3,5 km do sistema. Os valores de irradiação solar foram convertidos do plano horizontal para planos inclinados, considerando três diferentes ângulos de inclinação em relação ao plano horizontal:

- o ângulo igual à latitude;
- o ângulo que fornece o maior valor médio diário anual de irradiação solar (Maior média anual);
- o ângulo que fornece o maior valor mínimo diário anual de irradiação solar (Maior mínimo mensal).

Figura 11 – Dados e gráfico de Irradiação no plano horizontal - Média Anual de 03 estações mais próximas do CPH.



Fonte: CRESESB (2017)⁵.

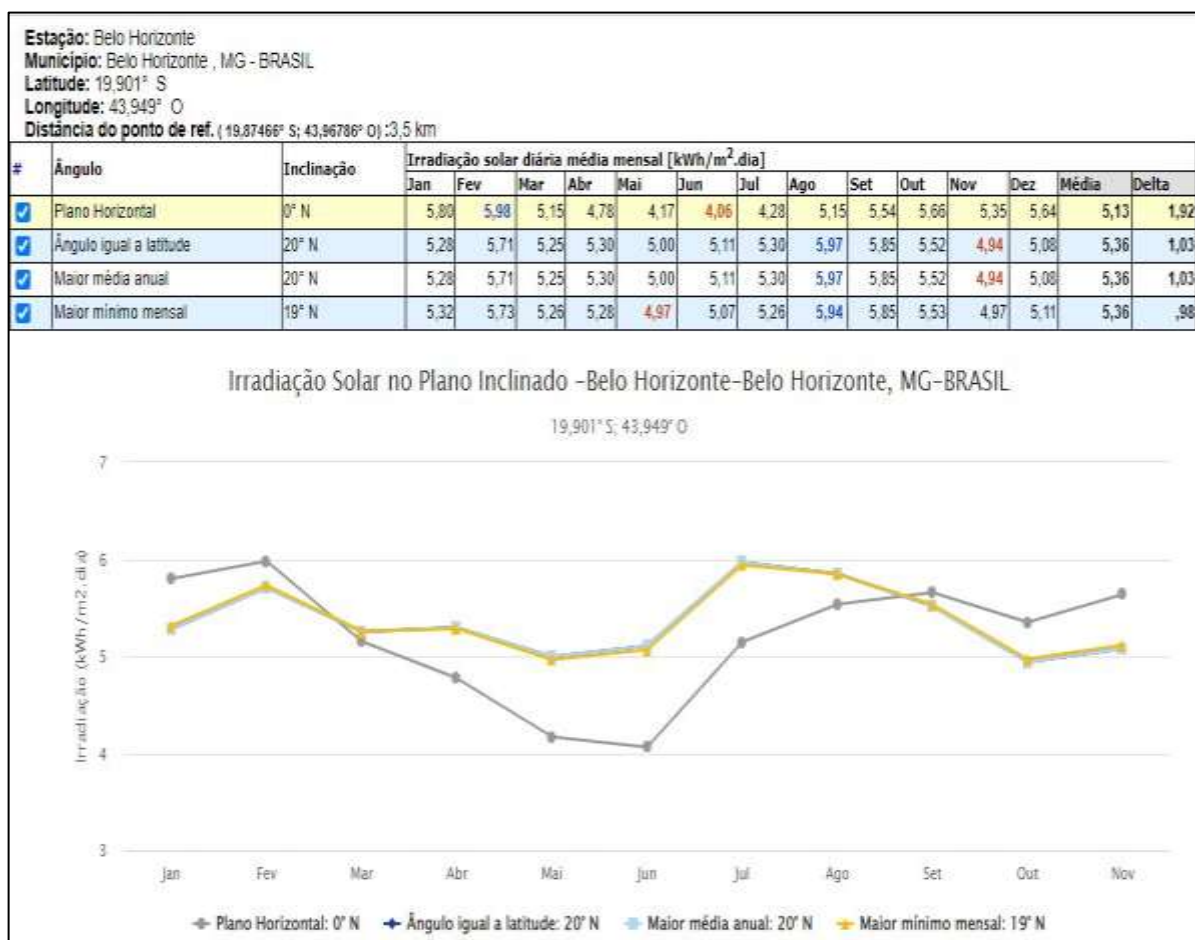
Não é possível informar um ângulo específico para obter os dados de irradiação. Na Figura 12, é possível visualizar os valores de irradiação obtidos via CRESESB.

Os dados apresentam valores para os seguintes Planos Inclinados: Plano Horizontal(0°N); Ângulo igual à latitude (20°N); Maior média anual (20°N) e Maior

⁵ O gráfico apresentado na ilustração foi gerado pelo programa Sundata, que é atualizado com o banco de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2ª Edição, que foi produzido pelo Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), através do seu Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN) (CCST/LABREN/INPE, 2017). Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 28 fev. 2023.

mínimo mensal (19°). Os valores mostram que o ângulo de melhor aproveitamento da Irradiação é o de 20° N, apresentando melhor média anual, o que coincide com a literatura já abordada em capítulos anteriores.

Figura 12 – Irradiação no plano Inclinado.



Fonte: CRESESB (2017).

O sistema instalado no telhado do CPH é composto por 6 módulos fotovoltaicos. Esses módulos estão posicionados com ângulo de inclinação de 13° e ângulo azimutal de 33° NW, e possuem uma potência instalada de 1,56 kW.

Os dados do SWERA são utilizados para verificar a radiação direta, difusa e global nos planos horizontal e inclinado, permitindo que as angulações sejam configuradas de acordo com as especificações do projeto em estudo. Além disso, o

SWERA oferece uma previsão do potencial de geração fotovoltaica em kWh/kWp (quilowatt hora por quilowatt pico).

A Figura 13 apresenta média de potência gerada conforme irradiação dos módulos instalados.

Figura 13 – Perfil médio de potência de saída do sistema (kWh).

	janeiro	fevereiro	março	abril	Maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro
0-1												
1-2												
2-3												
3-4												
4-5												
5-6	0									0	0	0
6-7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7-8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8-9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
9-10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10-11	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
11-12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
12-13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
13-14	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
14-15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
15-16	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16-17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17-18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18-19	0	0										0
19-20												
20-21												
21-22												
22-23												
23-24												
Soma	7	7	7	7	6	6	6	7	7	7	6	6

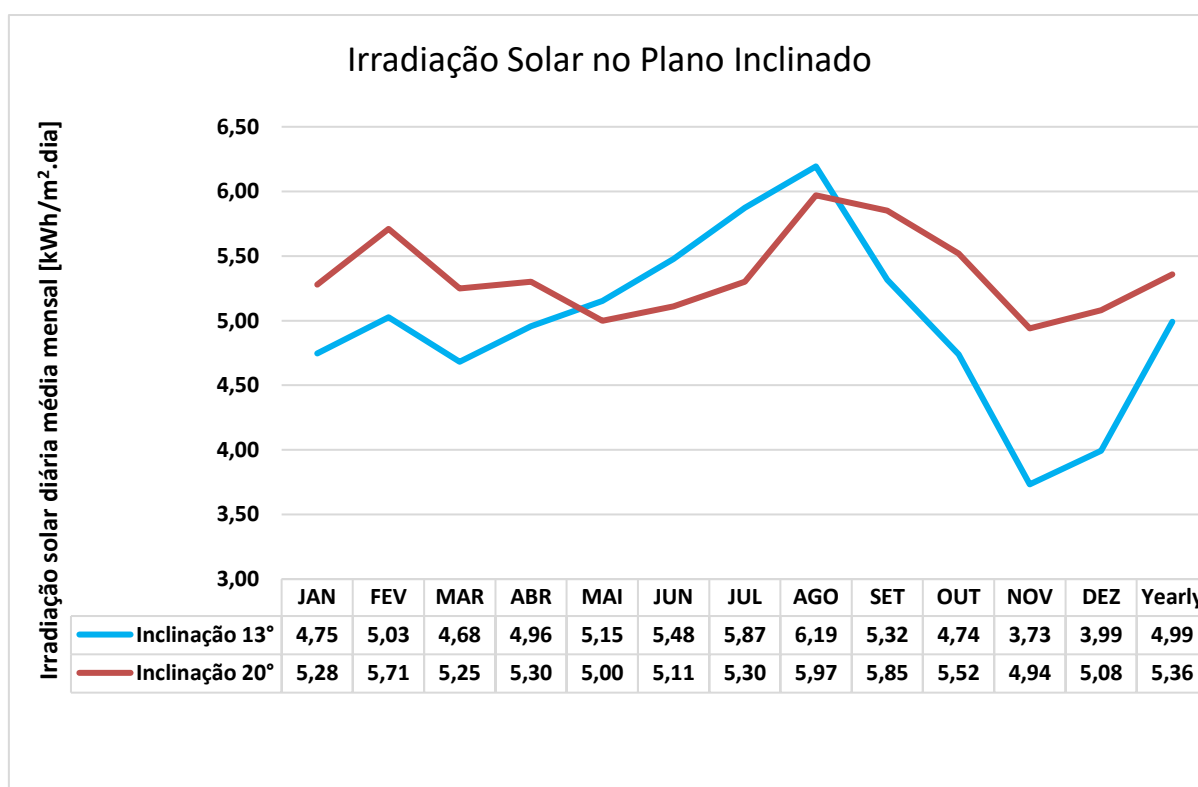
Fonte: Autoria própria, baseada em Global Solar Atlas (2021)⁶.

⁶ O perfil médio de potência apresentado na ilustração foi gerado por meio do aplicativo online Global Solar Atlas, preparado pela Solargis sob contrato com o Banco Mundial, com base em um banco de dados de recursos solares, dados de temperatura do ar e produção potencial solar para a localização aproximada e especificação do sistema em estudo. O aplicativo está disponível em: <https://globalsolaratlas.info/map>.

No SWERA, foram obtidos os dados de irradiação média de acordo com a inclinação dos módulos. No entanto, foi considerada a orientação para o Norte (0° N), um valor diferente da instalação dos módulos.

É possível observar na Figura 14 uma diferença na radiação recebida pelos módulos quando comparada ao uso de uma inclinação dos módulos igual à latitude.

Figura 14 – Comparativo de Irradiações médias anuais para Inclinação Real (13°) e Inclinação Ideal (20°).



Fonte: Autoria própria.

Os valores de irradiação mencionados determinarão diferentes níveis de geração para o sistema. Isso será abordado nos capítulos seguintes, quando serão utilizados nas simulações e comparados com os valores de geração fornecidos pelo inversor.

3.4 DADOS DE SUJIVIDADE DOS MÓDULOS

Para estudo de impacto da limpeza dos módulos na geração, foi realizada uma limpeza dos 6 módulos instalados no sistema em análise. A limpeza ocorreu no mês

de julho em três datas diferentes, com a lavagem de 2 módulos em cada data. A Figura 15 mostra a sujeira presente nos módulos do sistema em estudo.

Figura 15 – Sujidade aparente nos módulos instalados no CPH.



Fonte: Autoria própria.

A limpeza dos módulos foi realizada utilizando uma esponja, água e sabão líquido neutro. Dois módulos foram limpos por vez em três datas diferentes: 21/07, 23/07 e 27/07. A limpeza ocorreu entre 06:00 e 08:00 da manhã, para não impactar na geração e para capturar a imagens com melhor qualidade. A Figura 16, apresenta imagens dos painéis fotovoltaicos após a limpeza.

Comparando com a Figura 15, é notável a diferença entre o antes e o depois da limpeza. Os painéis apresentam uma coloração mais azulada nas células devido ao vidro estar limpo, facilitando a incidência dos raios solares e, consecutivamente, melhorando a geração de energia.

Figura 16 – Módulos fotovoltaicos após limpeza.

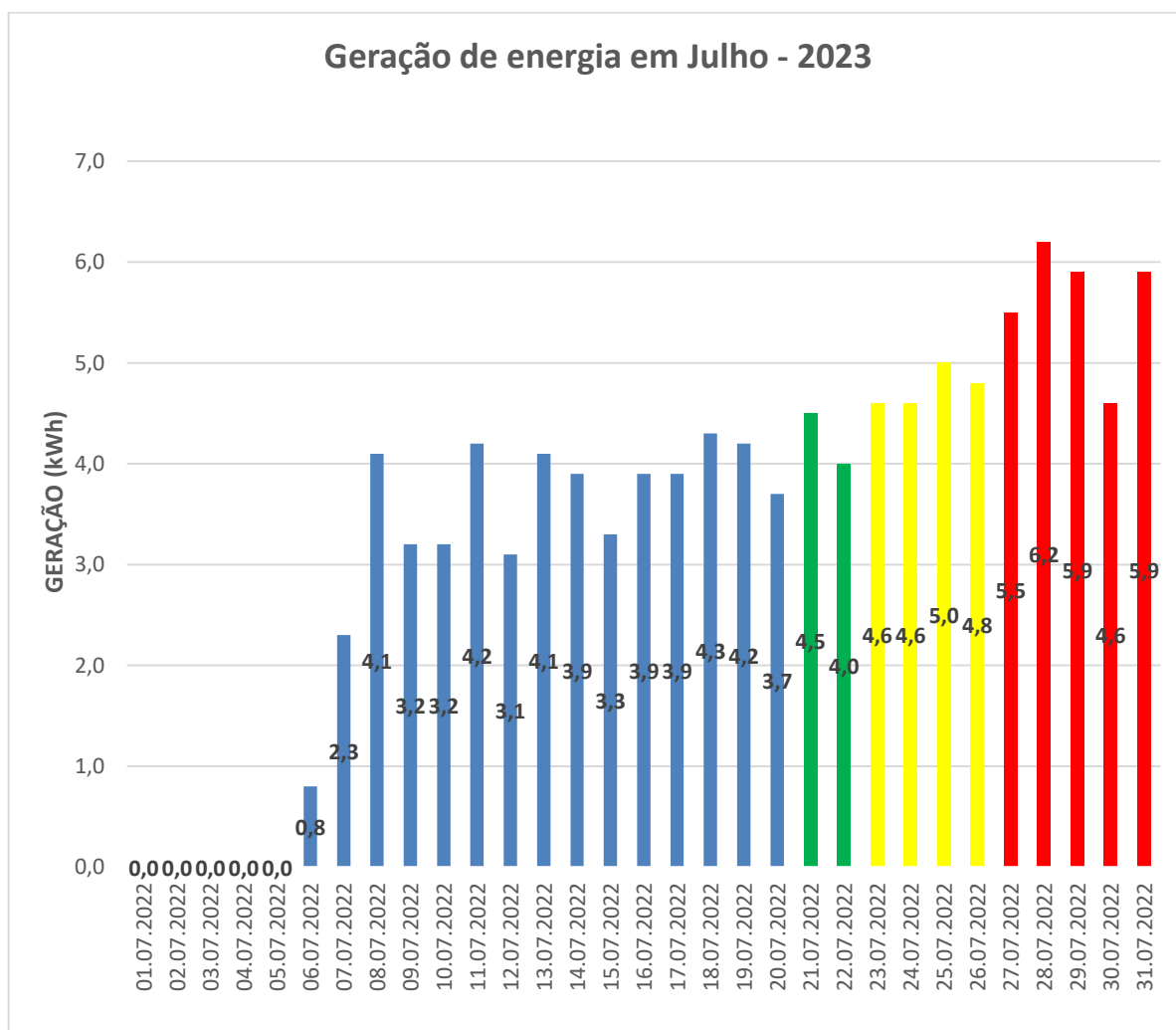


Fonte: Autoria própria.

No gráfico apresentado na Figura 17, as colunas em azul mostram a geração antes do início da limpeza dos módulos. Observa-se que, por devido as falhas no sistema, não foi contabilizada geração nos primeiros 5 dias do mês. As colunas em

verde representam a geração após a limpeza de 2 módulos, as colunas em amarelo demonstram a geração com 4 módulos limpos e, em vermelho, as colunas exibem os valores de geração para todos os 6 módulos do sistema em estudo.

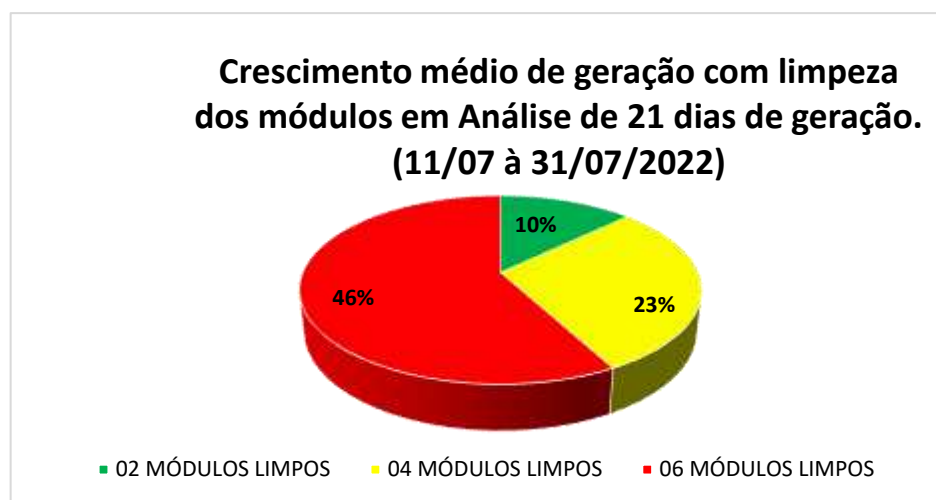
Figura 17 – Geração mensal do mês de julho de 2022.



Fonte: Autoria própria.

Para uma análise inicial, a Figura 18 apresenta o percentual médio de crescimento na geração após a limpeza dos módulos.

Figura 18 – Gráfico que demonstra o crescimento na geração após limpeza dos módulos, numa análise de 21 dias de geração do mês de julho.



Fonte: Autoria própria.

Dentro dos 21 dias analisados entre 11/07 e 31/07/2022, foram gerados em média 3,9 kWh antes da primeira lavagem dos módulos. Após a primeira limpeza de 2 módulos, no dia 21/07, o valor médio gerado foi de 4,3 kWh, cerca de 10% maior que a médias dos dias anteriores. Na segunda lavagem que contabilizou 04 módulos limpos, houve um aumento de 23% e uma geração média de 4,8 kWh.

Após limpeza dos 06 módulos do sistema foram gerados em média 5,6 kWh, ou seja, cerca de 46% maior que a geração com os painéis não limpos. Apesar do crescimento na geração decorrente da limpeza dos módulos, a análise apresentada é somente um indicativo das perdas ocasionadas por sujidade, uma vez que este trabalho apresentou bibliografia que informa perdas entre 4% e 20%, ocasionadas pela falta de limpeza e baixa estiagem, relatados em estudos maior tempo de análise e quantidade de dados.

Para um comparativo do impacto da limpeza na geração, serão analisados os dados de geração do mês de agosto de 2022 em comparação aos anos anteriores na seção 4.2.1, apresentando uma análise dos 5 anos de 2018 à 2022.

3.5 SIMULAÇÃO NO SOFTWARE SAM

A ferramenta *System Advisor Model* (SAM), foi desenvolvida pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) nos Estados Unidos. Essa ferramenta é um *software* livre muito empregada no mundo para realização de estudos de viabilidade técnica e econômica de projetos fotovoltaicos, usada para dimensionamento no nível de pré-factibilidade técnica e econômica de usinas fotovoltaicas. O SAM usa a base de dados *National Solar Resource Data Base* (NSRDB) para valores solarimétricos e outros dados meteorológicos. O SAM possui opção de simular sistemas residenciais com parâmetros financeiros como incentivos, taxas de impostos e outros valores. Nesta seção, foi utilizado o modelo de simulação que desconsidera os parâmetros financeiros e foca nas características elétricas do sistema.

3.5.1 DIMENSIONAMENTO DE SISTEMA CONSIDERANDO CONDIÇÕES DE TESTE PADRÃO

Para que sejam gerados os valores de geração e avaliados os dados resultantes da simulação, foi dimensionado o sistema e aplicados os dados do mesmo no *software* SAM. Assim para o cálculo de tensão, corrente e potência da *string* na entrada do inversor, foram desconsiderados por hora os dados reais do sistema instalado no CPH. Para os cálculos do projeto da microusina em estudo, considerando seus 6 módulos e um número de arranjos/*strings* igual a 1, foram encontrados os seguintes valores:

- Tensões V_{oc} e V_{mp} , Correntes I_{sc} e I_{mp} e potência P_{nom} de entrada no inversor:

$$V_{oc} = 37,4 \text{ V} * 6 = 225 \text{ V}$$

$$V_{mp} = 30,2 \text{ V} * 6 = 181,2 \text{ V}$$

$$P_{nom} = 260\text{W} * 6 = 1560 \text{ W}$$

$$I_{mp} = 1560 \text{ W} / 181,2 \text{ V} = 8,60 \text{ A}$$

$$I_{sc} = 9,12 \text{ A}$$

- Conforme dados do fabricante seguem os valores de entrada CC do inversor para condição limite de tensão, corrente e potência:

$$P_{max} = 1800 \text{ W}$$

$$P_{nom} = 1500 \text{ W}$$

$$V_{max} = 450 \text{ V}$$

$$V_{min} = 125 \text{ V}$$

$$I_{max} = 12 \text{ A}$$

3.5.2 SIMULAÇÃO CONFORME DADOS DO SISTEMA INSTALADO NO CPH

Com os dados de longitude e latitude do local de instalação do sistema em estudo, foi possível coletar dados solarimétricos na base do SWERA e utiliza-los no SAM, inserindo-os no campo “Biblioteca de Recursos Solares” para utilizar os dados da estação localizada a 3,5 Km do sistema. A partir dos dados de biblioteca, foram encontrados valores de médias anuais, conforme a Tabela 4.

Tabela 4 - Médias anuais calculadas com os dados da Biblioteca do SWERA introduzidos no SAM.

Médias anuais calculadas a partir de dados de arquivos meteorológicos	
Geração por dados de Irradiação Global Horizontal	5,25 kWh/m ² . dia
Geração por dados de Irradiação Normal Direta	5,08 kWh/m ² . dia
Geração por dados de Irradiação Horizontal Difusa	2,01 kWh/m ² . dia
Temperatura	22 °C
Velocidade do Vento	1,7 m/s

Fonte: Autoria própria.

Depois, os dados dos módulos do sistema foram inseridos. A Biblioteca do SAM continha com os dados do Módulo Canadian CS6P-260P e suas características elétricas conforme condições de teste, apresentando pequenas diferenças em relação aos dados fornecidos pelo fabricante. A Tabela 5 mostra os dados do SAM e fabricante.

Tabela 5 - Dados do Módulo fornecidos pelo Fabricante e pelo SAM.

Dados dos módulos CS6P-260P da Canadian Solar (STC/CPT : Irradiação de $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ e Temperatura de Célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$)		
	FABRICANTE	SAM
Máxima Potência (P_m)	260 W	260,224 W
Tensão de Máxima Potência (V_m)	30,2 V	30,2 V
Corrente de Máxima Potência (I_{mp})	8,43 A	9,1 A
Tensão de Circuito Aberto (V_{oc})	37,4 V	37,5 V
Corrente de Curto-Circuito (I_{sc})	9,0 A	9,1 A
Eficiência do Módulo	15,85%	16,7995%
Coeficiente de Temperatura da Potência (P_m)	-0,43% / $^\circ\text{C}$	-0,424% / $^\circ\text{C}$
Coeficiente de Temperatura da Corrente (I_{sc})	0,065% / $^\circ\text{C}$	0,039% / $^\circ\text{C}$
Coeficiente de Temperatura da Tensão (V_{oc})	-0,34% / $^\circ\text{C}$	-0,301% / $^\circ\text{C}$

Fonte: Autoria própria.

Após inserir os dados dos módulos fotovoltaicos, conforme Modelo de desempenho da Comissão de Energia da Califórnia (CEC) do banco de dados do SAM, é necessário informar os dados do inversor.

Os dados do inversor PHB em uso não estavam disponíveis na biblioteca do SAM, portanto foi necessário inserir manualmente os dados do inversor conforme manual do fabricante. A Figura 19 mostra os dados solicitados pelo SAM para introduzir o inversor na simulação do sistema em estudo.

Figura 19 – Informações do Inversor PHB - 1500SS inseridas no SAM, conforme Fabricante.

Power Ratings		
Maximum AC output power	<input type="text" value="1650"/>	Wac
<input type="radio"/> Weighted efficiency	<input type="text" value="96.76"/>	
<input checked="" type="radio"/> Manufacturer efficiency	<input type="text" value="95.5"/>	
Maximum DC input power	<input type="text" value="1727.75"/>	Wdc

You can specify either a weighted or nominal efficiency. The weighted efficiency can be either CEC or European. The manufacturer efficiency can be either peak or nominal. See Help for details.

Operating Ranges		
Nominal AC voltage	<input type="text" value="220"/>	Vac
Maximum DC voltage	<input type="text" value="450"/>	Vdc
Maximum DC current	<input type="text" value="12"/>	Adc
Minimum MPPT DC voltage	<input type="text" value="125"/>	Vdc
Nominal DC voltage	<input type="text" value="125"/>	Vdc
Maximum MPPT DC voltage	<input type="text" value="400"/>	Vdc
Number of MPPT inputs	<input type="text" value="1"/>	

Losses		
Power consumption during operation	<input type="text" value="5"/>	Wdc
Power consumption at night	<input type="text" value="0"/>	Wdc
	Suggested value	
	<input type="text" value="13.2"/>	
	<input type="text" value="0.4125"/>	

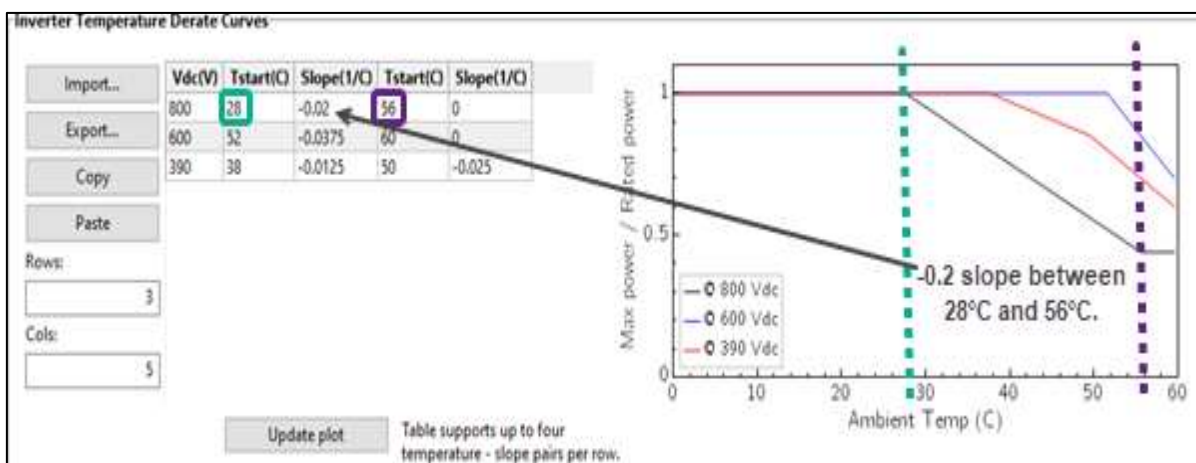
If the datasheet does not specify loss values, you can use the suggested values to approximate the losses. See Help for details.

If you are modeling a system with microinverters or DC power optimizers, see the Losses page to adjust the system losses accordingly.

Fonte: Autoria própria.

Foi considerado o consumo de 5 W durante a operação, baseado na informação do fabricante que este valor é o consumido quando o inversor está em Standby. A eficiência usada na simulação foi de 95,5%, que corresponde a eficiência do Seguidor do Ponto de Máxima Potência (SPMP ou MPPT). Não foram encontrados no manual valores referentes à curva de temperatura do inversor, portanto, foram utilizados os valores indicados pelo SAM, conforme Figura 20.

Figura 20 – Dados de temperaturas padrão fornecidos pelo SAM.



Fonte: Autoria própria.

Na configuração do *design* do sistema no SAM, foi definido um sub-arranjo de 6 módulos por *string*, ligados ao inversor. Foi usado o Método de Média, no qual o SAM calcula a saída de cada sub-arranjo de módulos em sua tensão de ponto de potência máxima (V_{mp}) e assume que a tensão de entrada CC do inversor é a média dos valores V_{mp} do sub-arranjo de módulos. Isso se deve ao fato de que não foi utilizado o campo “*PV Subarray Voltage Mismatch*”, uma opção avançada que calcula o efeito da diferença de tensão para sistemas com dois ou mais sub-arranjos de módulos ligados nas *strings*, o que não se aplica ao sistema em estudo.

Os dados informados acima permanecem os mesmos para toda a simulação. O próximo passo é adicionar as informações sobre disposição dos painéis em um cenário real versus ideal, conforme dados de irradiação mencionados anteriormente, a fim de simular o impacto do sombreamento e da sujeira dos módulos na geração de energia.

3.5.3 INSERÇÃO DE DADOS DE PROJETO – CENÁRIO REAL E IDEAL

Quanto à orientação dos módulos no cenário real, foram utilizadas as informações de projeto, o que significa que os módulos estão fixos e não possuem rastreador solar. Eles estão instalados com uma inclinação de 13° e uma orientação azimutal de 33° NW (noroeste), que foi considerada como 33° a partir do norte se

dirigindo a oeste. No SAM, essa orientação foi definida como 327° , uma vez que o *software* utiliza valores crescentes a partir de 0° Norte no sentido horário.

Em relação Taxa de cobertura do solo ou *Ground Coverage Ratio* (CRG), como se trata de um sistema de pequeno porte com módulos instalados a uma distância que não permite perdas por sombreamento, foi aplicada uma taxa de cobertura no valor de 0,99 no SAM, representando uma alta taxa de cobertura do solo. A Figura 21 mostra a tela de inserção desses dados no SAM para simulação.

Figura 21 – Dados inseridos no SAM referentes à orientação dos módulos conforme o sistema instalado no CPH.

The screenshot displays the 'Tracking & Orientation' configuration interface. It includes two visual aids: an 'Azimuth' diagram showing a grid of solar panels with cardinal directions (N=0, E=90, S=180, W=270) and a 'Tilt' diagram showing a circular scale with 'Vert.' at 90 and 'Horiz.' at 0. The configuration options are as follows:

- Fixed
- 1 Axis
- 2 Axis
- Azimuth Axis
- Seasonal Tilt
- Tilt=latitude
- Tilt (deg):
- Azimuth (deg):
- Ground coverage ratio (GCR):
- Tracker rotation limit (deg):
- Backtracking: Enable

Fonte: Autoria própria.

Para o cenário ideal, foi considerada uma inclinação igual a latitude, ou seja, um ângulo de 20° , e o Azimute foi definido como 0° Norte, mantendo a mesma taxa de cobertura do solo.

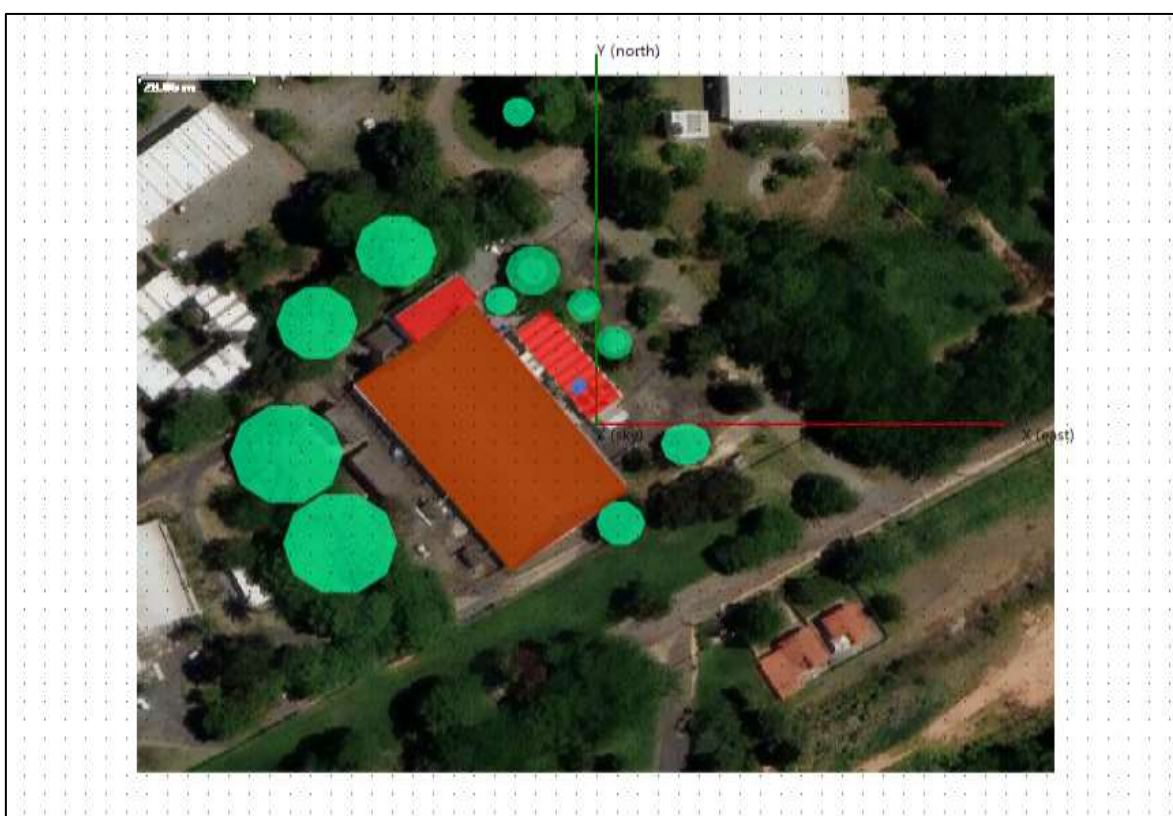
3.5.4 DADOS DE PERDAS POR SOMBREAMENTO, SUJIDADE E COMPONENTES ELÉTRICOS

O SAM oferece as opções de uma calculadora 3D para gerar dados de sombreamento, por meio de desenhos de sólidos, que são sobrepostos à imagem de

satélite do local de instalação dos módulos. A Figura 22 mostra os sólidos inseridos sobre a imagem de satélite, onde:

- Em verde estão representados a arborização do local.
- Em vermelho, estão os prédios.
- Em laranja, representa o telhado do galpão do laboratório em duas águas.
- Em azul, está representada a área dos módulos instalados no CPH.

Figura 22 – Imagem dos blocos sólidos para simulação 3D do sombreamento dos módulos no SAM, tomando como referência uma imagem aérea do local de instalação no CPH



Fonte: Autoria própria

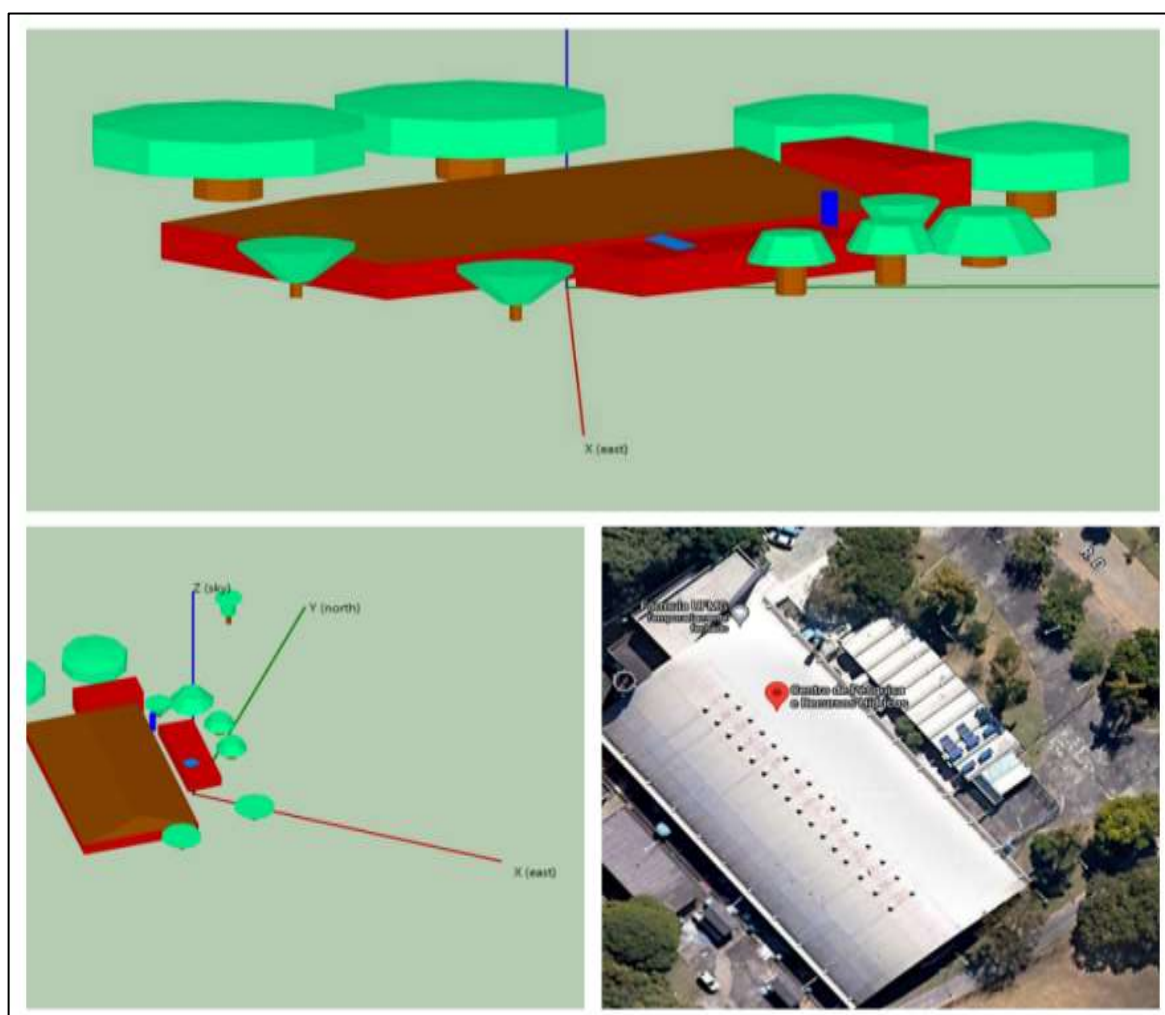
..

A simulação em 3D no SAM oferecerá resultados na geração final do sistema, reduzindo a irradiação do feixe do plano da matriz pela porcentagem de perda de sombreamento. Por exemplo, se uma sombra ocupar 25% da área de superfície do

conjunto de módulos às 11h, a perda de sombreamento do feixe para as 11h seria de 25%. Uma perda de sombreamento de 0 significa que não há sombra no conjunto de módulos e uma perda de 100% significa que nenhuma irradiação de feixe atinge os mesmos.

Os dados de altura e raio das árvores, que podem causar perdas na irradiação dos módulos devido ao sombreamento, foram estimados com base em uma imagem de satélite disponibilizada pelo SAM. A Figura 23 ilustra a imagem dos blocos que representam o local de instalação e obstáculos que geram sombreamento nos módulos.

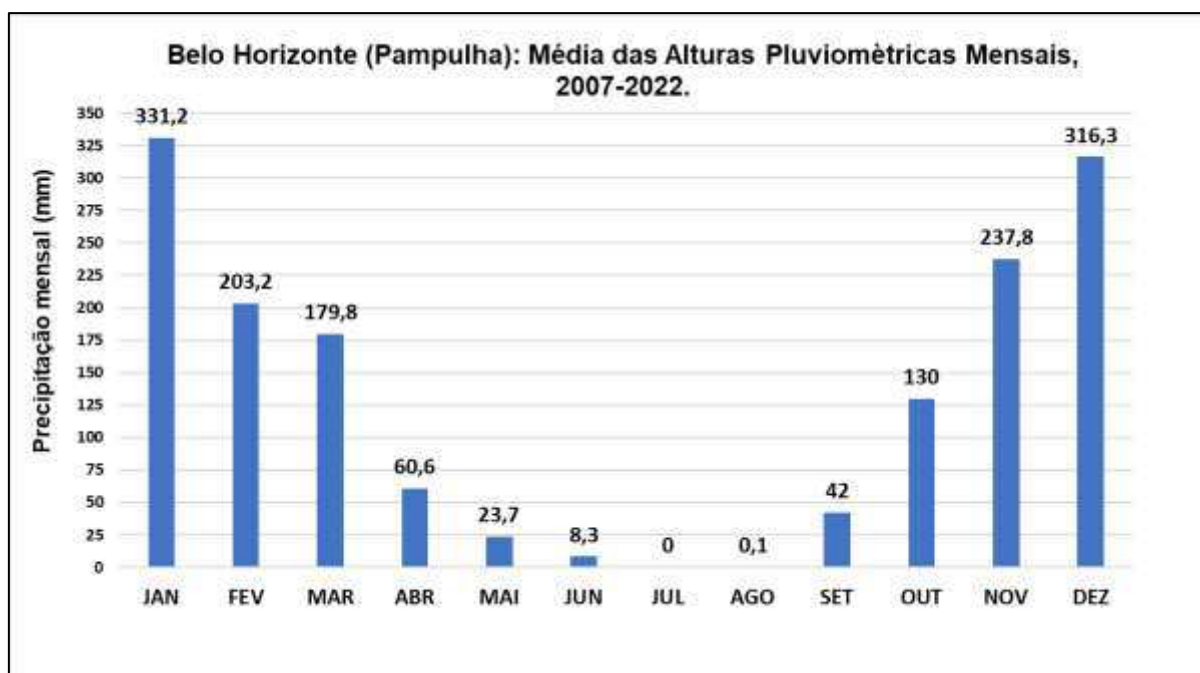
Figura 23 – Imagem de simulação 3D do sombreamento dos módulos em comparação a imagem de satélite.



Fonte: Autoria própria.

As perdas por acúmulo de poeira ou outra sujeira, que causam redução da irradiação dos painéis, serão inseridas no sistema no campo “Losses”. Essa perda de irradiação devido a sujidade no SAM ocasiona uma redução uniforme na irradiação dos módulos. Como já apresentado neste trabalho, períodos de estiagem de chuva podem ocasionar perdas de 20% na irradiação, assim de abril a setembro foi inserido esse valor de perda no SAM, enquanto nos demais meses do ano é destinada uma perda de 4%. Esses valores levam em consideração a média das alturas pluviométricas mensais nos anos de 2007 à 2022, conforme pode ser visto no gráfico da Figura 24.

Figura 24 – Gráfico de médias pluviométricas mensais, dados do INMET - 2007 à 2022.



Fonte: Autoria própria, com base nos dados do INMET.

As perdas elétricas do sistema serão determinadas pelos valores base do SAM para perdas na saída no lado de corrente contínua do sistema, que o modelo do módulo não calcula. Isso inclui perdas elétricas na fiação que conecta os módulos ao inversor, cujo valor base é de 3,46%. Além disso, as perdas de corrente alternada na

fiação que liga o inversor ao ponto de conexão à rede serão de 1%, o valor base do SAM para sistemas de pequeno porte.

O SAM permite limitar a energia entregue à rede, mas isso não se aplica ao trabalho em questão. Portanto, o campo “*Grid Limits*” do *software* vai permanecer em branco para evitar perdas na geração. Quando esse campo é utilizado, o SAM considera toda energia extra produzida como uma redução na produção final.

Após inserir todos os dados, é possível simular o desempenho do sistema em estudo, levando em consideração as perdas e outros dados de instalação. O próximo capítulo apresentará os resultados da simulação comparados ao sistema real.

CAPÍTULO 4 - RESULTADOS

Neste capítulo, é realizada uma análise dos dados provenientes do sistema de monitoramento do Inversor PHB, abrangendo o período de 2018 a 2022. Esses dados são comparados com as simulações realizadas no SAM. O objetivo é identificar e avaliar perdas devido a sujeira, degradação, sombreamento e possíveis erros de instalação.

Para as simulações no SAM, foram inseridos os dados de irradiação obtidos da base de dados SWERA e dados fornecidos pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), um órgão vinculado ao Ministério da Ciência e Tecnologia, em colaboração com outros parceiros.


















4.1 DADOS DE SIMULAÇÃO E DADOS DO INVERSOR

As simulações foram alimentadas com base nas características elétricas dos módulos e do inversor, como já detalhado no item 3.4.1 deste trabalho. Algumas perdas mencionadas anteriormente serão inseridas no sistema e, permanecem, constantes para ambos os cenários. Além disso, foi realizada a simulação 3D do sombreamento com o propósito de analisar dois cenários:

- Caso 1 - *Design Real*: Neste caso, as especificações do sistema real foram aplicadas à montagem e orientação dos módulos.
- Caso 2 - *Design Ideal*: Neste cenário, foram seguidas as orientações recomendadas para montagem e orientação dos módulos, visando um melhor aproveitamento do recurso solar, conforme descrito no subcapítulo 3.3 deste trabalho.

Os resultados da simulação no SAM, apresentados por métricas informadas na Tabela 6, demonstram os resultados dos dois casos propostos, considerando o primeiro ano de funcionamento do sistema.

Tabela 6 – Dados de simulação e um breve comparativo dos casos: *Design Ideal* e *Design Real*.

Resultado de simulação para o primeiro ano dos sistemas			
Métricas	<i>Design Ideal</i>	<i>Design Real</i>	DIFERENÇA
GHI (Irradiação Global Horizontal) anual (Wh/m ² /ano)	191584000000,00	191584000000,00	 0%
Energia CA Anual (ano 1) (kWh)	2289	2232	 3%
Energia CA anual bruta (kWh/ano)	2313,90	2254,86	 3%
Energia CC anual (kWh/ano)	2438,21	2376,57	 3%
Energia CC anual bruta (kWh/ano)	2525,73	2461,88	 3%
Energia CC anual nominal (kWh/ano)	2698,55	2634,76	 2%
Rendimento energético (kWh/kW)	1467,17	1429,74	 3%
Fator de capacidade (ano 1)	16,7%	16,3%	 0,4%
Rendimento Energético (ano 1) (kWh/kW)	1467,17	1429,74	 3%
Taxa de Desempenho (ano 1)	0,71477600	0,7153830	 -0,0006070
Perda de eficiência do inversor CA (%)	4,53032%	4,53060%	 -0,00028%
POA irradiância frontal total nominal (kWh/ano)	19077,1	18574,6	 3%
POA nominal do feixe de irradiância frontal (kWh/ano)	11948,4	11529,7	 4%
POA feixe de irradiância frontal após sombreamento e sujeira (kWh/ano)	10346,7	10034,7	 3%
Total de irradiância frontal do POA após sombreamento (kWh/ano)	18898,4	18396,5	 3%
Total de irradiância frontal do POA após sombreamento e sujeira (kWh/ano)	16578,9	16207,7	 2%
Total de irradiância frontal do POA após reflexão (kWh/ano)	16063,3	15683,6	 2%

Fonte: Autoria própria.

Os valores apresentados na Tabela 6 demonstram uma clara vantagem para o *design* ideal do projeto, o que ressalta como até pequenos erros de orientação e inclinação podem levar a perdas significativas em projetos fotovoltaicos. Essas perdas, quando extrapoladas para sistemas de maior porte e considerando a vida útil do projeto, podem resultar em impactos substanciais no custo e na eficiência do sistema.

A análise dos resultados envolve a comparação dos dados da simulação com os dados reais de geração do sistema. Os dados do inversor são coletados no PHB *Web Solar Portal*, um site utilizado para monitorar os dados de geração. Esse portal permite a emissão de relatórios diários, mensais e anuais. Na Figura 25, é possível visualizar o *Data Logger* e o inversor.

Figura 25 – Esquema ilustrativo da conexão do *Data Logger* ao inversor e PC.



Fonte: Autoria própria.

A interface RS485 possibilita que o *Data Logger* monitore e se comunique com até 20 inversores simultaneamente, respeitando o comprimento máximo do cabo de rede de até 800 metros, a fim de enviar as informações ao banco de dados do fabricante, que disponibiliza esses dados em seu portal.

No Portal Solar PHB, foram coletados os dados apresentados na Tabela 7, com base nas informações disponíveis que abrangem o período de 2018 a 2022. O *Data Logger* envia diariamente as informações ao final do dia para o portal de monitoramento por meio da internet. Dessa forma, os relatórios forneceram os seguintes parâmetros: Geração Total - a quantidade de energia (kWh) produzida pelo sistema; Horas Totais de Funcionamento do Sistema; e Produção de Energia (diária, mensal e anual).

Tabela 7 - Dados de Geração do Portal Solar PHB.

DADOS DE GERAÇÃO CA DO INVERSOR PHB (kWh) - WEB PORTAL SOLAR													
	Jan	fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total Anual
2018	220,3	162,9	198,4	166,8	142,9	115,7	137,2	161,5	190,7	183,2	163,4	199,8	2.042,80
2019	200,6	165,7	196,1	164,5	134,9	127,3	140,4	149,8	168,5	210,2	165,4	184,8	2.008,20
2020	173,9	153	171,2	108,3	21,9	119,4	136,5	157,8	193,5	70,6	165,9	168,6	1.938,00
				168,00*	134,90*					195,30*			
2021	212,7	143,2	197	172,7	132,2	121,7	134,4	158,6	182,6	161,8	163,8	161,4	1.942,10
2022	159,1	137,5	62	0	37,8	25,8	107,8	182,1	182,2	226	190,3	81,7	1.978,25
			190,68*	168,00*	134,90*	121,03*						178,65*	

(*) Valores médios mensais calculados para os meses que apresentam poucos ou nenhum erro de medição pelo *data logger* nos anos analisados.

Fonte: Autoria própria.

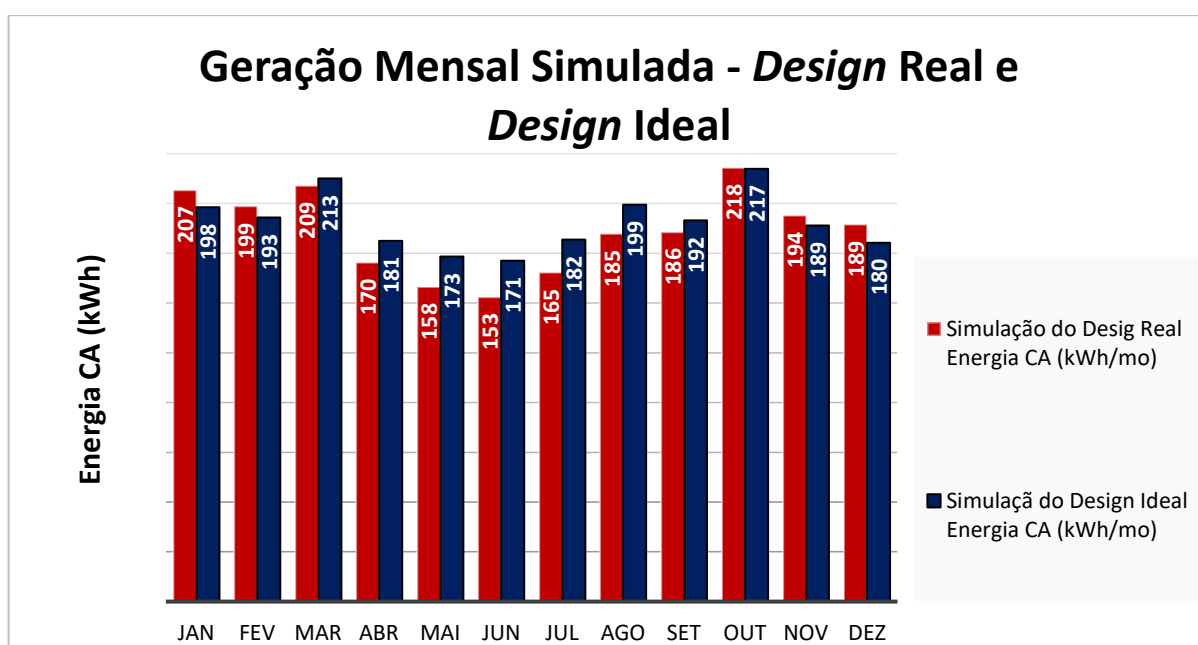
É possível identificar na Tabela 7 que os valores destacados em vermelho são significativamente inferiores às medições mensais dos outros anos de análise. Essas medições estão incorretas devido à falta de energia ou a falhas consecutivas na conectividade do *Data Logger*. Alguns outros meses apresentam gerações relativamente baixas, provavelmente devido ao mesmo problema.

Portanto, visando uma medição mais real da geração diária do *Data Logger*, foi utilizada uma média dos valores dos meses que não apresentaram grande discrepância ao longo dos anos de análise.

4.2 ANÁLISE DOS RESULTADOS DE GERAÇÃO

A produção de Energia CA nos casos propostos em simulação demonstra que o *Design* Ideal apresentou melhor geração e, consecutivamente, maior aproveitamento do recurso solar ao longo do ano. Isso é especialmente evidente nos meses de maio, junho e julho. A Figura 26 ilustra essa diferença por meio de um gráfico comparativo entre os dois casos simulados.

Figura 26 – Geração Mensal no primeiro ano de funcionamento para os dois casos simulados.



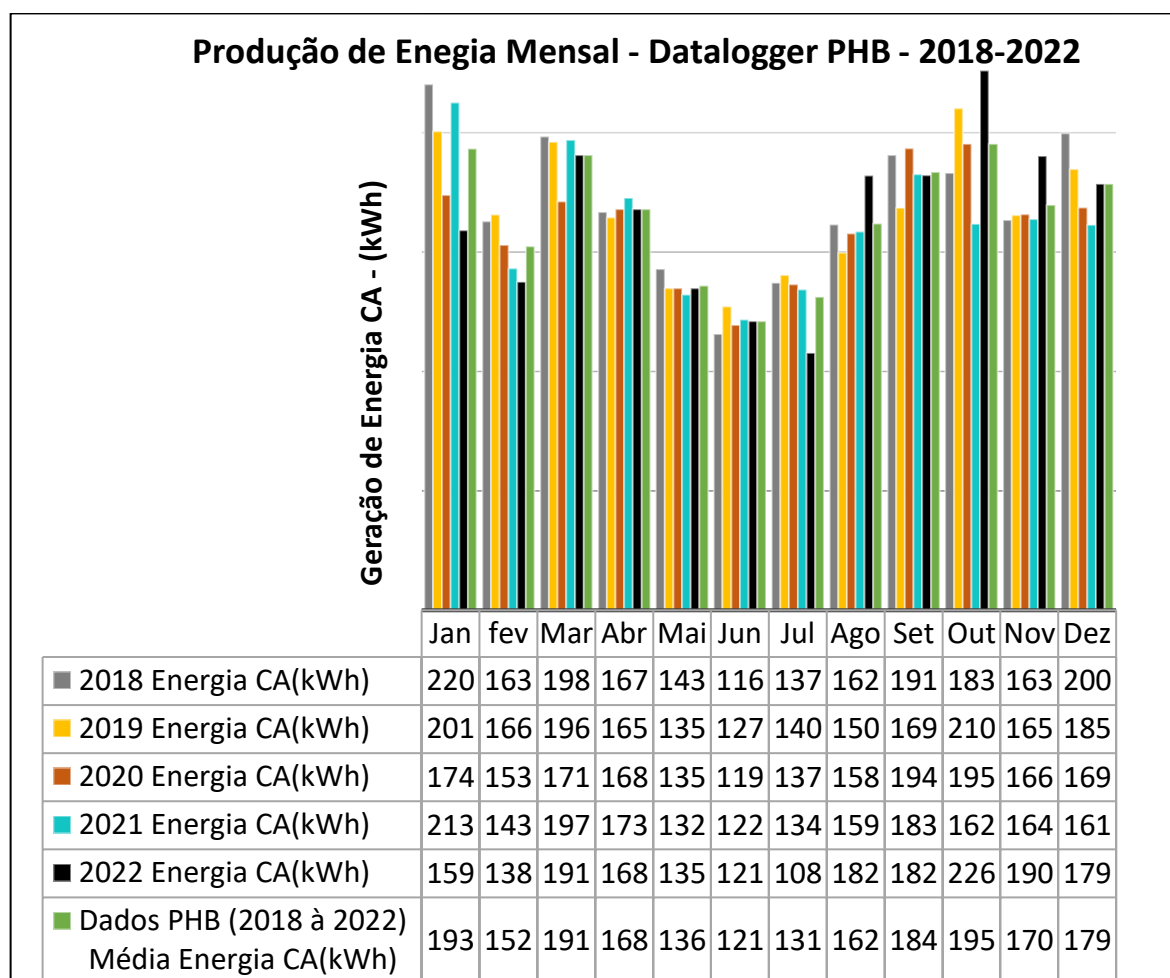
Fonte: Autoria própria.

O *Design* Real simulado demonstra um aproveitamento melhor durante o verão, quando o solstício de verão no hemisfério Sul proporciona maior irradiação solar. No entanto, ainda assim, apresenta uma geração aproximadamente 58 kWh/ano menor do que o *Design* Ideal do projeto.

Essa diferença se deve às perdas de irradiação no outono e inverno, resultantes da orientação e posição dos módulos instalados no telhado do CPH. Apesar da diferença, ela é relativamente pequena, representando cerca de 3% da energia esperada anualmente.

Em relação aos dados mensais de geração da microusinina, retirados do portal *Web Solar PHB*, pode-se observar na Figura 27 uma média da produção de energia entre 2018 e 2022. Nesse gráfico, é perceptível que a produção é menor nas estações de Inverno e Outono, o que reflete uma tendência semelhante à observada na simulação realizada no SAM.

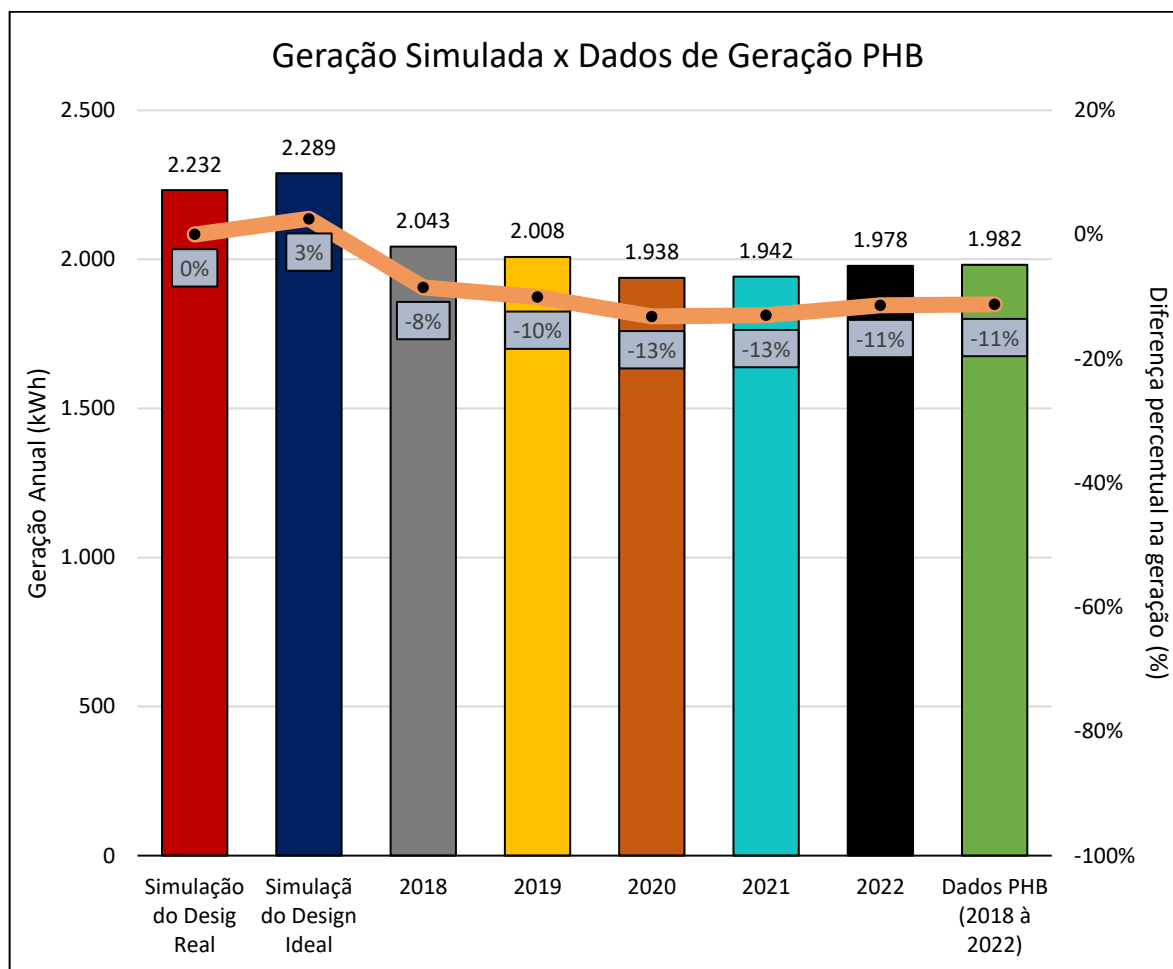
Figura 27 – Dados mensais de geração de energia CA entre 2018 e 2022.



Fonte: Autoria própria.

Quando comparamos as gerações anuais retiradas do Portal Solar no período de 2018 a 2022 em relação aos valores simulados, observamos uma geração média dos 5 anos de dados cerca de 11% menor que a prevista na simulação do *Design Real* e 14% menor que no *Design Ideal*. A Figura 28 apresenta um gráfico de comparação percentual da geração anual para os casos simulados em relação aos dados de geração dos 5 anos de análise, conforme apresentados na Tabela 7.

Figura 28 – Dados de geração anual dos casos simulados em comparação aos dados de geração disponibilizados pelo Portal Solar PHB.



Fonte: Autoria própria.

A análise da Figura 28 destaca a significativa discrepância entre os valores de geração dos 5 anos analisados no Portal Solar em comparação com as simulações realizadas para o *Design* Ideal de projeto. A diferença chega a ser cerca de 17% maior na geração simulada para o *Design* Ideal em relação aos anos de 2020 e 2021. Em média, o sistema apresentou uma perda na geração de aproximadamente 11% em comparação com a simulação do *Design* Real e cerca de 14% em relação ao *Design* Ideal.

No entanto, é importante observar que esse percentual de perda na geração, quando comparado aos valores simulados, pode estar relacionado a problemas no

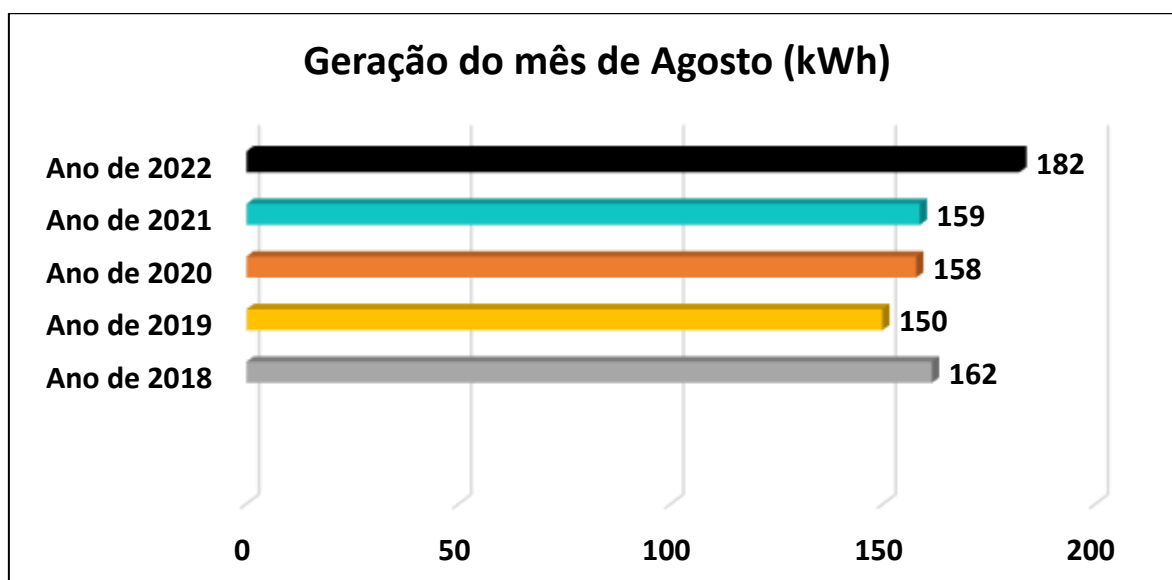
monitoramento online da usina, problemas na rede de energia e outras possíveis falhas elétricas na microusina. Portanto, é fundamental considerar essas variáveis ao interpretar as discrepâncias nos dados de geração.

4.2.1 IMPACTO DA LIMPEZA DOS MÓDULOS NA GERAÇÃO

Para analisar as perdas na geração decorrentes da falta de limpeza em conjunto com a escassez de chuvas, foi escolhida uma análise do mês de agosto nos cinco anos de estudo, de 2018 a 2022. A escolha desse mês se deve ao fato de ser um dos meses com maior estiagem, juntamente com maio, junho e julho, como demonstrado na seção 3.5.4.

Além disso, agosto é um dos meses com menor incidência de falhas na coleta de dados de geração mensal, conforme mostrado na Tabela 7. A Figura 29 apresenta os valores de geração no mês de agosto em cada ano analisado.

Figura 29 – Gráfico de barras apresentando a geração referente ao mês de agosto de 2018 à 2022.



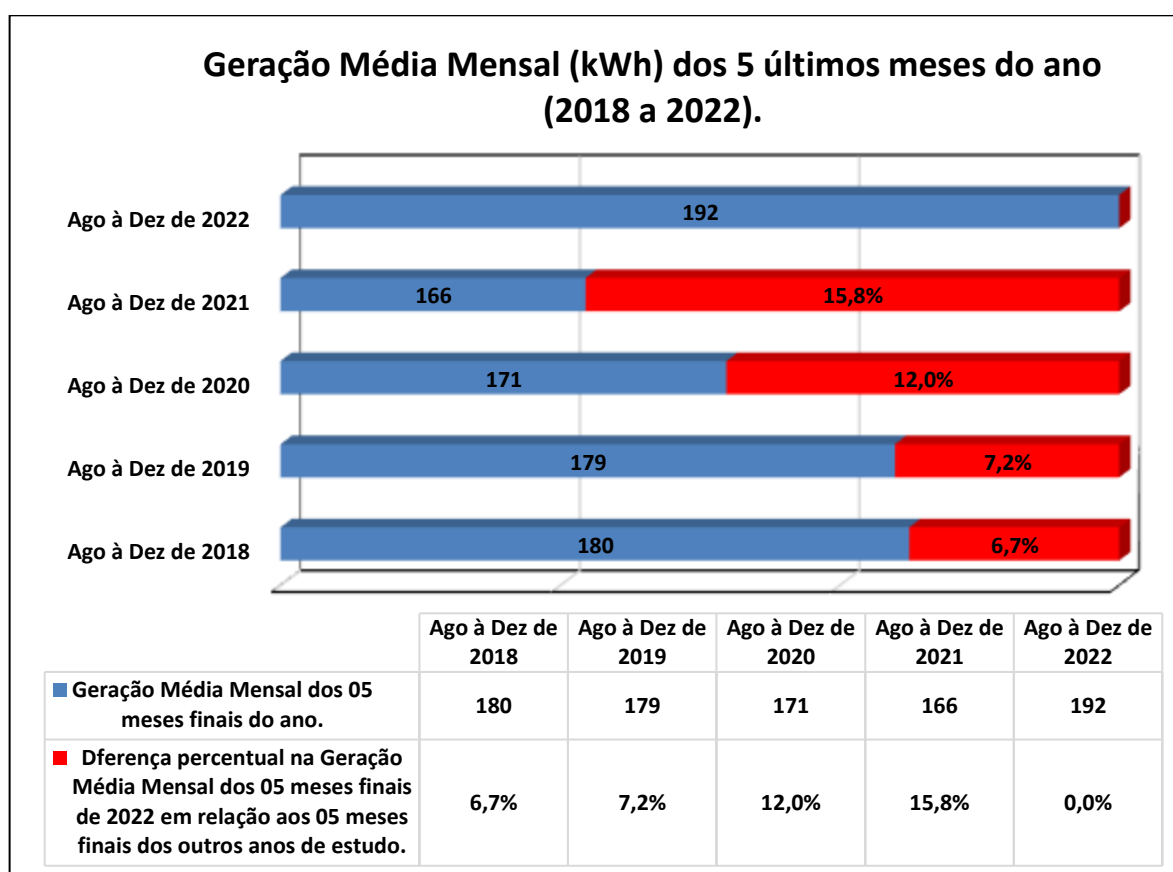
Fonte: Autoria própria.

Quando comparamos o ano de 2022, observamos um aumento na geração para o mês de agosto em comparação aos outros anos, sendo 2019 o ano de menor geração para o mesmo mês, cerca de 21,6% menor que 2022.

A geração em 2022 foi maior em todos os anos anteriores, com uma média de 16,1% maior em relação aos anos analisados. Esse valor se aproxima dos 20% mencionados em outros estudos já citados neste trabalho e também aplicados na simulação para o mês de agosto e os demais meses de maior estiagem.

Para uma compreensão mais clara dos impactos da sujidade dos módulos na geração, foi realizada uma comparação da geração média mensal dos cinco meses finais de cada ano em estudo. A Figura 30 apresenta a geração média mensal desses cinco meses em comparação com 2022, destacando a diferença percentual entre eles.

Figura 30 – Geração média mensal dos 5 meses finais dos anos de estudo (2018 à 2022).



Fonte: Autoria Própria.

Ao analisar a geração média mensal dos cinco meses que sucedem a limpeza dos módulos em 2022 e compará-los com o mesmo período dos quatro anos

anteriores, observou-se uma perda crescente na geração nos anos de 2018 a 2021, quando comparados a 2022. No primeiro ano de análise, a perda era de 6,7%, com um pequeno acréscimo de 0,5% no ano seguinte. Três anos depois, a perda aumentou para 12%, chegando a 2021 com um acréscimo de quase 10% em relação a 2018.

Como não há relatos de limpezas periódicas dos módulos ao longo dos anos de estudo, pode-se dizer que a sujeira dos módulos é um fator importante de contribuição para as perdas na geração. No entanto, é necessário levar em conta os estudos de análise de sombreamento dos módulos, degradação, perdas elétricas e outros fatores que contribuem para as perdas na geração ao longo dos anos, a fim de quantificar de forma mais abrangente as perdas por sujeira no sistema.

4.3 SIMULAÇÃO FINANCEIRA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

A análise econômica foi realizada com base nos dados de geração obtidos no SAM, juntamente com os dados de geração fornecidos pelo fabricante do inversor e coletados via *Data logger*, conforme mencionado anteriormente. A análise econômica foi direcionada para casos de instalação residencial. Foram observados os valores de geração anual para cada ano em relação às tarifas elétricas vigentes, levando em consideração as regras previstas na Resolução Homologatória Nº 3.202, DE 23 DE MAIO DE 2023 - ANEEL, tanto para instalações homologadas antes quanto depois da vigência da resolução 14.300/2022 da ANEEL.

O sistema em estudo foi adquirido por meio de doação pela PHB Eletrônica LTDA. A nota fiscal do produto informa o valor total de R\$9.545,42, referente a um kit que inclui 01 inversor, 06 módulos, *string box* (DPS, fusíveis e chave CA). No entanto, como os valores não estão especificados por item, foi adotado o valor unitário do módulo de R\$551,01 e o montante restante do kit, no valor de R\$6.239,36, que engloba o inversor e os demais itens. O valor adotado para o módulo está de acordo com D'Avila et al. (2017), em um estudo de viabilidade de um sistema distribuído com módulos CS6P-265P da Canadian, que possuem características elétricas aproximadas às do utilizado neste trabalho.

Para a análise financeira de um sistema residencial, foram adotadas as tarifas do Grupo B para a classe Residencial, na Subclasse Residencial e modalidade

tarifária Convencional B1, aplicadas na mesma cidade de instalação do sistema em estudo. A Figura 31 mostra as tarifas empregadas ao Grupo B1 - Geração Distribuída Residencial, as quais serão usadas na análise proposta para um sistema homologado junto à concessionária em 2023.

Figura 31 – Tarifas do GRUPO B1 - Geração Distribuída, antes dos impostos, conforme Resolução Homologatória 3.202 de 23/05/2023, Lei nº 14.300/2022.

B1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA - RESIDENCIAL NORMAL (CONSUMO R\$/kWh)	BANDEIRA VERDE - CONSUMO R\$/kWh	BANDEIRA AMARELA - CONSUMO R\$/kWh	BANDEIRA VERMELHA 1 - CONSUMO R\$/kWh	BANDEIRA VERMELHA 2 - CONSUMO R\$/kWh
Residencial Normal (Consumo R\$/kWh)	0,74906	0,778950	0,814060	0,847010

Fonte: Adaptada de: CEMIG

Para a análise financeira, foram definidos dois casos:

- **Caso 1:** Este caso envolve a análise do sistema fotovoltaico em estudo aplicado a um consumidor do subgrupo B1 residencial, com o objetivo de demonstrar os impactos financeiros para um sistema homologado no ano de 2023, considerando as regras estabelecidas na resolução 14.300/2022 da ANEEL. O SAM será utilizado para gerar dados financeiros ao longo de 25 anos de vida do sistema.
- **Caso 2:** Neste caso, a análise se concentra no sistema em estudo aplicado a uma residência, com o objetivo de demonstrar os impactos financeiros para um sistema homologado antes da vigência da Lei 14.300/2022 da ANEEL. O SAM também será empregado para gerar dados financeiros em um período de análise de 25 anos.

4.3.1 ANÁLISE FINANCEIRA DOS CASOS 1 E 2

No Caso 1, a simulação foi realizada com a aplicação das tarifas GDII conforme a Resolução Homologatória 3.202 de 23 de Maio de 2023. Essas tarifas foram consideradas em bandeira verde durante todo o ano de 2023 e nos anos subsequentes. Além disso, a simulação não incluiu impostos federais e estaduais, como ICMS, PASEP ou COFINS, conforme representado na Figura 32.

Figura 32 – Percentuais de desconto TUSD e TE para estabelecimento da tarifa de aplicação utilizada no faturamento da energia compensada associado ao SEE (Cemig- D).

SUBGRUPO	MODALIDADE	CLASSE	SUBCLASSE	POSTO	Unid.	GD I ⁽¹⁾	GD II ⁽¹⁾				GD III ⁽¹⁾		
							% (TUSD) - % TE	2023		2024		% TUSD	% TE
								De 28/05/2023 a 31/12/2023	% TUSD	% TE	De 01/01/2024 a 27/05/2024		
A2	AZUL	NA	NA	P	MWh	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,66%	93,45%	
				FP	MWh	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,66%	93,45%	
A3	AZUL	NA	NA	P	MWh	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,28%	93,45%	
				FP	MWh	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,28%	93,45%	
A3a e A4	AZUL	NA	NA	P	MWh	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,17%	93,66%	
				FP	MWh	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,17%	93,66%	
	VERDE	NA	NA	P	MWh	100,00%	87,99%	100,00%	75,99%	100,00%	12,22%	93,66%	
				FP	MWh	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,17%	93,66%	
A5	AZUL	NA	NA	P	MWh	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	98,98%	93,80%	
				FP	MWh	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	98,98%	93,80%	
	VERDE	NA	NA	P	MWh	100,00%	87,10%	100,00%	74,19%	100,00%	8,23%	93,80%	
				FP	MWh	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	98,98%	93,80%	
B1	BRANCA	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	P	MWh	100,00%	89,17%	100,00%	78,34%	100,00%	20,39%	93,80%	
				INT	MWh	100,00%	90,20%	100,00%	80,40%	100,00%	27,87%	93,80%	
	CONVENCIONAL /PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	MWh	100,00%	93,36%	100,00%	86,72%	100,00%	50,81%	93,80%	
	CONVENCIONAL /PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA	NA	MWh	100,00%	89,17%	100,00%	78,35%	100,00%	20,10%	92,91%	
B2	BRANCA	RURAL	NA	P	MWh	100,00%	89,01%	100,00%	78,02%	100,00%	19,23%	93,80%	
				INT	MWh	100,00%	89,98%	100,00%	79,96%	100,00%	26,27%	93,80%	
	CONVENCIONAL /PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	RURAL	FP	MWh	100,00%	93,05%	100,00%	86,10%	100,00%	48,56%	93,80%	
				NA	MWh	100,00%	91,72%	100,00%	83,44%	100,00%	38,89%	93,80%	
B3	BRANCA	NA	NA	P	MWh	100,00%	89,09%	100,00%	78,17%	100,00%	19,78%	93,80%	
				INT	MWh	100,00%	90,09%	100,00%	80,17%	100,00%	27,04%	93,80%	
	CONVENCIONAL /PRÉ-PAGAMENTO	NA	NA	FP	MWh	100,00%	93,20%	100,00%	86,40%	100,00%	49,66%	93,80%	
				NA	MWh	100,00%	91,72%	100,00%	83,44%	100,00%	38,89%	93,80%	
B4	CONVENCIONAL	ILUMINAÇÃO PÚBLICA	B4a – REDE DE DISTRIBUIÇÃO	NA	MWh	100,00%	91,72%	100,00%	83,44%	100,00%	38,89%	93,80%	
			B4b – BULBO DE LÂMPADA	NA	MWh	100,00%	91,72%	100,00%	83,44%	100,00%	38,89%	93,80%	

(1) Definido conforme Resolução Normativa nº 1.000/2021, "Seção IV - Do faturamento no período de transição instituído pela Lei nº 14.300/2022".

Fonte: Resolução Homologatória nº 3.202, de 23 de maio de 2023 - ANEEL.

Essa abordagem visa avaliar os impactos financeiros do sistema fotovoltaico considerando as tarifas e regulamentações vigentes após a implementação das mudanças estabelecidas pela ANEEL. É importante analisar como o sistema se comporta em relação às tarifas e aos impostos para determinar sua viabilidade econômica.

No Caso 2, a simulação foi conduzida considerando as tarifas GDI conforme a Resolução Homologatória 3.202 de 23 de Maio de 2023. Essas tarifas foram aplicadas em bandeira verde ao longo de 2023 e nos anos subsequentes. Além disso, a simulação não incluiu impostos federais e estaduais, como ICMS, PASEP ou COFINS.

Nessa análise de 25 anos, foi considerado o sistema de escalonamento da Tarifa no Fio B, conforme estabelecido pela resolução 14.300/2022 da ANEEL. Além disso, a tarifa de iluminação foi fixada em 4% da Tarifa Convencional de Iluminação Pública (TCIP), levando em conta o consumo médio mensal anual de 107 kWh, conforme os cálculos apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 - Cálculo da Tarifa de Contribuição para Iluminação Pública – CIP, conforme anexo 01 da Lei Nº 11.315, de 7 de outubro de 2021, publicada pela prefeitura de Belo Horizonte.

1	Consumo de até 100 kWh por mês	1,00% da TCIP
2	Consumo de 101 a 200 kWh por mês	4,00% da TCIP
3	Consumo de 201 a 300 kWh por mês	6,00% da TCIP
4	Consumo de 301 a 500 kWh por mês	8,00% da TCIP
5	Consumo de mais de 500 kWh por mês	10,00% da TCIP
6	Imóvel sem medidor de consumo de energia por ano	60,00% da TCIP
TCIP: Tarifa Convencional de Iluminação Pública		
TCIP = 0,98181 X Tarifa Convencional do subgrupo B4a - Iluminação Pública (TUSD+TE em MWh)		

Fonte: Autoria própria.

Essa abordagem permite avaliar os impactos financeiros do sistema fotovoltaico em um contexto em que o consumidor adquiriu o sistema antes das mudanças regulatórias estabelecidas pela ANEEL. Isso é importante para compreender como as mudanças regulatórias afetam a economia de instalações já existentes.

Para cálculo da TCIP, será utilizado a tarifa base de iluminação pública do Grupo B, subgrupo B4 - Geração Distribuída – Iluminação Pública na subclasse B4a, conforme Figura 33. A ANEEL informa que a prestação de serviços de iluminação pública é competência do poder público municipal ou distrital, conforme art. 30 e 149ª da Constituição federal de 1988. Assim, a concessionária não estipula os valores aplicados, sendo isso de responsabilidade do município ou distrito ao qual pertence a unidade consumidora.

Figura 33 – Tarifa de Iluminação Pública B4a.

B4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA - ILUMINAÇÃO PÚBLICA	BANDEIRA VERDE - CONSUMO R\$/kWh	BANDEIRA AMARELA - CONSUMO R\$/kWh	BANDEIRA VERMELHA 1 - CONSUMO R\$/kWh	BANDEIRA VERMELHA 2 - CONSUMO R\$/kWh
Iluminação Pública B4a - Rede de Distribuição	0,26803	0,297920	0,333030	0,365980

Fonte: CEMIG

Os valores de carga aplicados no SAM, para ambos os casos, foram definidos conforme Tabela 9. Os valores da tabela 9 foram baseados no histórico de consumo de uma residência situada na cidade de Belo Horizonte, para um consumidor da CEMIG participante do modelo de compensação de energia pelo Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). A Figura 34 apresenta a fatura de energia desse consumidor como referência.

Figura 34 – Fatura de Energia de um cliente da CEMIG, de classe residencial bifásico do subgrupo B1, localizada em Belo Horizonte e pertencente ao SCEE.

Classe		Subclasse		Modalidade Tarifária			Data de Leitura			
Residencial Bifásico		Residencial		Convencional B1			Anterior	Atual	Nº de dias	Próxima
							27/04	30/05	33	29/06
Valores Faturados										
Itens da fatura	Unid.	Quant.	Preço Unit. R\$	Valor R\$	PIS/COFINS	Base Calc. ICMS	Alíquota ICMS	ICMS	Tarifa unit.	
Energia Elétrica	kWh	50	0,84952664	42,45	1,72	42,45	18,00	7,64	0,66185091	
Energia SCEE ISENTA	kWh	48	0,63805727	30,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,63805727	
Energia compensada GD I	kWh	48	0,63805727	-30,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,63805727	
TOTAL				42,45	1,72	42,45		7,64		
Revisão de Contas Vencidas / Débito Anteriores										
Informações Técnicas										
Tipo de Medição	Medição	Leitura Anterior	Leitura Atual	Constante de Multiplicação	Consumo kWh					
Energia kWh	ARL228106017	1.467	1.566	1	98					
Energia Injetada	ARL228106017	8.774	9.333	1	559					
Informações Gerais										
SALDO ATUAL DE GERAÇÃO: 807,30 kWh FPÚnico: 2,41 kWh penla. Tarifa vigente conforme Res Aneel nº 3.202, de 23/05/2023. Redução alíquota ICMS conforme Lei Complementar 194/22. Considerar na fiscal quitação após débito em sua c/c. Unidade faz parte de sistema de compensação de energia. O pagamento desta conta não quita débitos anteriores. Para estes, estão sujeitas penalidades legais vigentes (multas) e atualização financeira (juros) baseadas no vencimento das mesmas. Leitura realizada conforme calendário de faturamento. É dever do consumidor manter os dados cadastrais sempre atualizados e informar alterações da atividade exercida no local. ABR/23 Band. Verde - MAI/23 Band. Verde.										
Reservado ao Fisco										
		Base de cálculo (R\$)	Alíquota (%)	Valor (R\$)						
ICMS		42,45	18,00	7,64						
PASEP		34,81	0,89	0,30						
COFINS		34,81	4,10	1,42						
Histórico do Consumo										
Mês/Ano	Consumo kWh	Média kWh/Dia	Dias							
MAI/23	98	2,96	33							
ABR/23	90	3,10	29							
MAR/23	119	3,71	32							
FEV/23	114	3,80	30							
JAN/23	57	1,90	30							
DEZ/22	129	3,90	33							
NOV/22	95	3,39	28							
OUT/22	97	3,23	30							
SET/22	99	3,09	32							
AGO/22	101	3,36	30							
JUL/22	83	2,86	29							
JUN/22	117	3,54	33							
MAI/22	113	4,03	28							

Fonte: Autoria própria.

Os valores da Tabela 9 levam em consideração um consumo mensal inferior a capacidade média de produção do sistema, isso ocorre visando atender as demandas de um futuro crescimento de carga. Também está demonstrado o valor fixo da TCIP inserida na simulação.

Tabela 9 - Histórico de consumo utilizado para definir carga elétrica no SAM e valor de Taxa de Iluminação.

Histórico de Consumo e Taxa de Iluminação			
MÊS	CONSUMO (kWh)	Média (kWh/Dia)	Dias do mês
JAN	119	3,84	31
FEV	114	4,07	28
MAR	119	3,84	31
ABR	90	3,00	30
MAI	113	3,65	31
JUN	117	3,90	30
JUL	83	2,68	31
AGO	101	3,26	31
SET	99	3,30	30
OUT	97	3,13	31
NOV	95	3,17	30
DEZ	129	4,16	31
Consumo médio mensal no ano:		107 kWh	
Taxa de iluminação (TCIP):		R\$10,53	

Fonte: Autoria própria.

Em relação aos custos do projeto, aplicados ao SAM, somente foi aplicado o custo total direto de R\$ 10499,96, relacionado aos módulos e inversor. Esse valor inclui, também, custos indiretos e custos de instalação, juntamente com outros custos necessários para funcionamento do sistema.

Os custos de instalação foram aplicados a uma taxa de 10% do custo total de módulos e inversor. É importante ressaltar que não há consenso sobre valores aplicados a custos de instalação. Pinho e Galdino (2016) apresentam custos de R\$1,53/Wp para instalação e montagem aplicados a sistemas residenciais de 4kWp à 6kWp e R\$1,38/Wp para sistemas residenciais de 8kWp à 10kWp,

Dantas e Pompermayer (2018), por meio entrevistas com empresas e profissionais do ramo fotovoltaico, tomaram como base o valor de R\$250,00 por placa para análise de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil e seus possíveis impactos no setor elétrico. No entanto, Marchioro et al. (2018), em análise técnica de um sistema residencial na cidade de São Luiz -RS, destacam que os custos dependem da região de compra e instalação e, portanto, devem ser analisados em estudos adicionais.

Custos indiretos relacionados ao investimento, como licenciamento ambiental, área do terreno onde o sistema foi instalado e conexão à rede, não se aplicariam a um sistema residencial e, portanto, foram desconsiderados.

Em relação aos custos de manutenção e operação, foi considerado um valor anual de 0,5% do custo total direto. O SAM aplica este valor ao primeiro ano de análise e faz uma correção referente à inflação nos anos subsequentes ao longo dos 25 anos de análise. A inflação utilizada na simulação foi de 3,96%. Esse valor se deve a uma previsão otimista, quando se analisa a média dos últimos 20 anos, que foi cerca de 7,92%. No entanto, o valor inserido se aproxima da meta de inflação prevista para 2024 pelo Banco Central. (Banco Central do Brasil, Detalhamento Gráfico do IPCA e meta de Inflação).

Assim como não foram inseridos impostos estaduais ou federais, também não será considerado empréstimo para aquisição do sistema ou quaisquer investimentos públicos com taxas de créditos e produção de energia.

Para as tarifas de energia do Caso 1, foram aplicados os valores escalonados de 2023 a 2030, conforme já apresentado no índice 2.6 deste trabalho. Os valores tarifários da TUSD e TE para o ano de 2030 permanecem fixos até o final dos 25 anos de análise do sistema. Os valores aplicados a cada ano estão detalhados na Tabela 10.

Tabela 10 - Valor tarifário de TUSD e TE, calculado o desconto escalonado do Fio B, conforme Lei 14.300/2022.

Valores de TUSD, TE e do Fio B conforme REH N° 3.202.		
TUSD + TE		
R\$ 749,06/MWh ou R\$ 0,749060/kWh		
TUSD = R\$ 435,42/MWh e TE = R\$313,64/MWh		
Valor de Fio B da TUSD		
R\$240,381666 /MWh ou R\$ 0,240382/ kWh		
Escalonamento do Fio B conforme Lei 14.300/2022.		
ANO	Valor do Fio B a ser reduzido da TUSD(R\$/kWh)	Consumo (R\$/kWh)
2023	15% DO FIO B 0,03606	TUSD_E_TE_2023 0,713003
2024	30% DO FIO B 0,0721145	TUSD_E_TE_2024 0,676946
2025	45% DO FIO B 0,108172	TUSD_E_TE_2025 0,640888
2026	60% DO FIO B 0,144229	TUSD_E_TE_2026 0,604831
2027	75% DO FIO B 0,180286	TUSD_E_TE_2027 0,568774
2028	90% DO FIO B 0,216343	TUSD_E_TE_2028 0,532717
2029	100% DO FIO B 0,240382	TUSD_E_TE_2029 0,508678
2030	100% DO FIO B 0,240382	TUSD_E_TE_2030 ... 0,508678

Fonte: Autoria própria.

O SAM permite o escalonamento futuro para redução de tarifas em seus campos de inserção de dados. O *software* realiza a simulação no primeiro ano e incorpora acréscimos de impostos ou outros créditos para compra de energia. Para atender a redução do Fio B na TUSD e TE, foi necessário simular os sete anos de redução tarifária e calcular a média das métricas resultantes, a fim de visualizar o impacto nos 25 anos de estudo.

Não foi definido um percentual anual de aumento do preço da energia elétrica para os Casos 1 e 2, pois o SAM calcula este aumento de acordo com a taxa de juros anual. Contudo, foi aplicado um aumento anual de carga de 0,5% no Caso 1 e para os anos posteriores a 2023 no Caso 2. Em relação às perdas de geração por degradação dos módulos ao longo do tempo, foi inserido um valor de 0,8% anual nas simulações, conforme apresentado nos capítulos anteriores.

Após inserção de dados no SAM, os resultados foram simulados para análise do ano 01 dos Casos 1 e 2. A simulação disponibiliza uma planilha com fluxo de caixa que permite a análise de dados para relacionar a energia gerada à energia consumida pela carga, assim como o crédito de energia do sistema ao fim de cada ano. Os dados de simulação são apresentados para cada caso na próxima seção.

4.4 RESULTADOS DA ANÁLISE ECONÔMICA

As análises serão baseadas na Tabela 11, que apresenta métricas financeiras importantes para avaliar a atratividade do projeto nos aos casos analisados.

Tabela 11 - Métricas Financeiras dos Casos 1 e 2, simulados no SAM.

Métricas Financeiras	Caso 1	Caso 2
Custo Líquido de Capital	R\$10.500,00	R\$ 10.500,00
Valor Presente Líquido (VPL)	R\$ 28,49	R\$ 22,00
Período de Fluxo de Caixa (anos)	26,00	26,00
Custo nivelado real da Energia - LCOE (centavos/kWh)	21,08	21,08
Período de retorno do investimento (<i>Payback</i>)	5,9 anos	7,2 anos

Fonte: Autoria própria

O Valor presente líquido (VPL) apresentado nos dois casos é positivo, ser demonstrando a atratividade da instalação do sistema em ambos os casos, mesmo diante da nova legislação que determina uma compensação de energia menor para o Caso 2 quando comparada ao Caso 1.

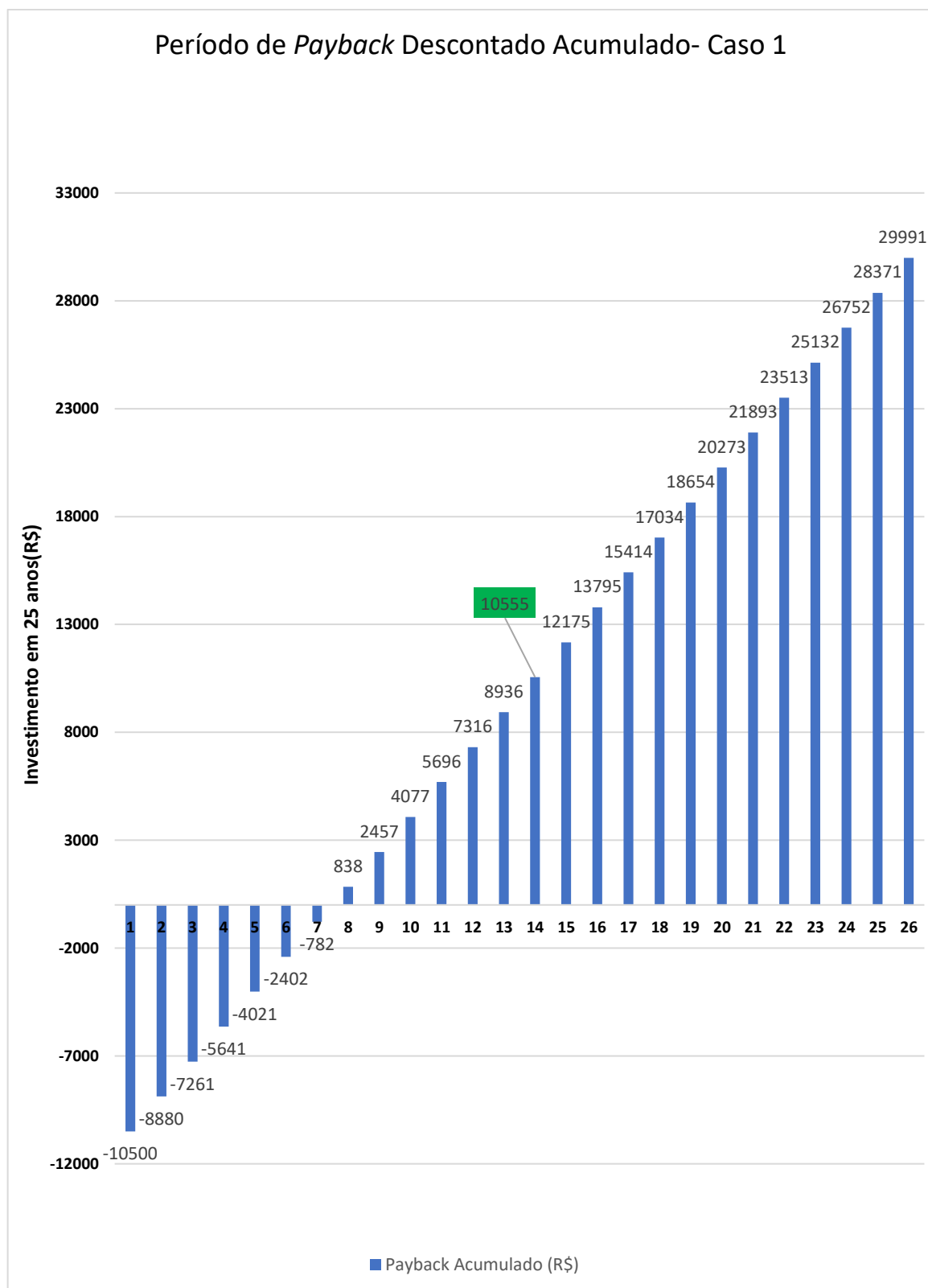
É preciso salientar que o sistema não foi financiado ou recebeu taxas de juros ou impostos que possam influenciar o VPL dos projetos. Contudo, o SAM informa que o VPL contabiliza todos os custos e benefícios de um projeto, sendo geralmente uma métrica mais adequada para avaliar a viabilidade do projeto.

O Período de Retorno do Investimento ou *Payback* é o prazo de tempo estimado para que o custo de energia injetado na rede se iguale aos custos anuais. O SAM afirma que está métrica é confiável quando o fluxo de caixa não sofre alterações ao longo do período de análise, por exemplo, causadas por variações de taxas aplicadas a compensação, que mudam ao longo dos anos no cenário do Caso 2.

Assim, uma média dos valores de *Payback* ao longo dos anos de simulação foi calculada, onde a cada ano de variação na taxa de energia vendida, determinou-se um período de *Payback* no Caso 2 conforme variação de 2023 a 2029.

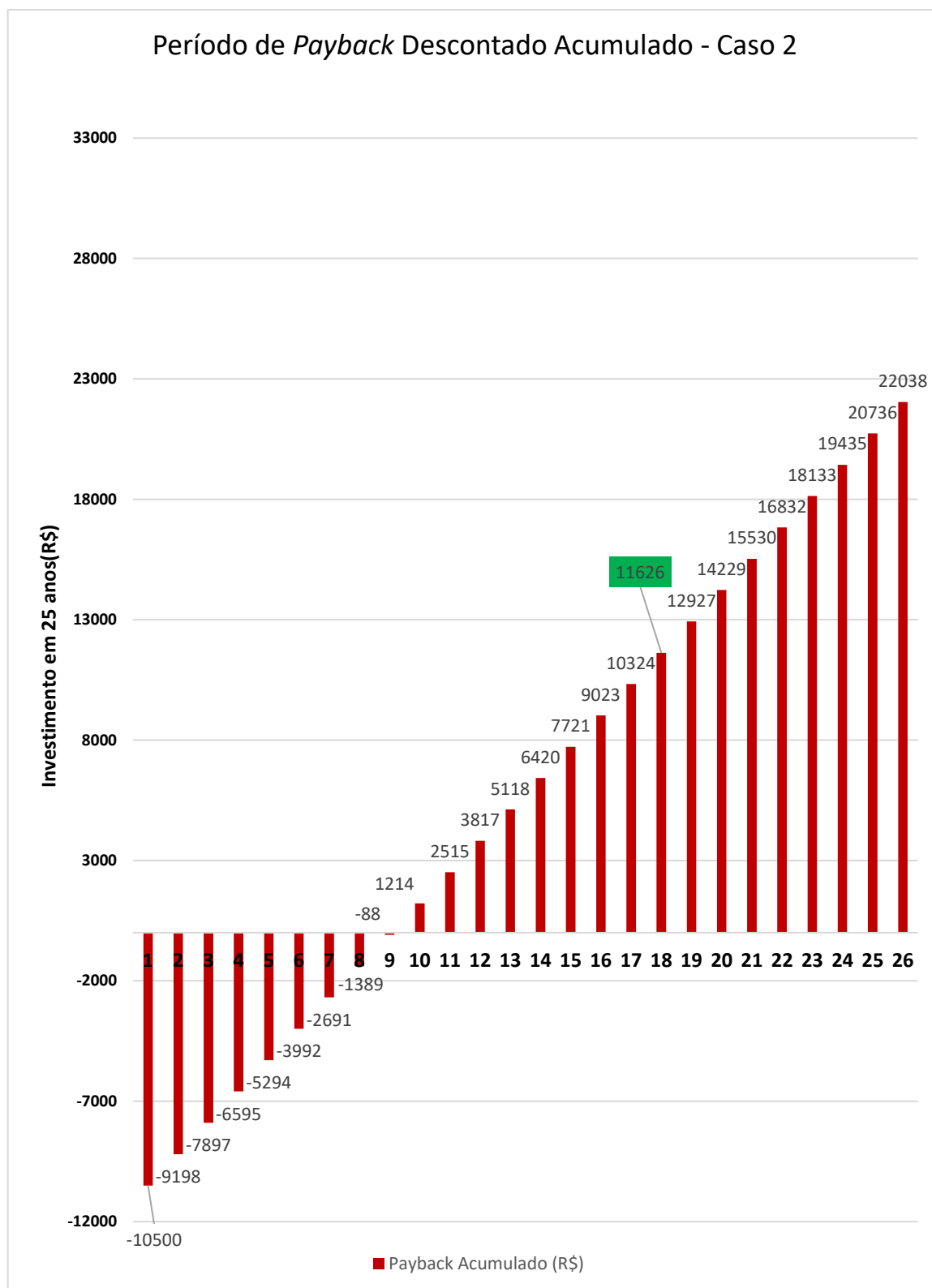
As Figuras 35 e 36 apresentam os gráficos de retorno do investimento para os Casos 1 e 2, mostrando o Período de *Payback* Descontado Acumulado. Segundo o Short et al. (1995), essa análise é recomendada para avaliações que não envolvam recursos tributários e tem como vantagem sua simplicidade e capacidade de avaliar o risco do investimento. O autor é fonte do SAM para embasar as descrições de retorno simples e retorno descontado.

Para ambos os casos, o período de fluxo de caixa foi de 25 anos; no entanto, o SAM aplica valores e taxas escalonadas a partir do 2º ano de análise em diante. Assim, nos resultados, é apresentado um período de fluxo de caixa de 26 anos, algo que não impacta a análise de ambos os casos.

Figura 35 – *Payback* do Caso 1.

Fonte: Autoria própria.

Figura 36 – Payback do Caso 2.



Fonte: Autoria própria.

Pode-se analisar que o Caso 1 possui um retorno de investimento mais rápido, cerca de 4 anos menor que o Caso 2, para obter um valor igual ou superior ao investimento inicial. Isso devido ao emprego do escalonamento do Fio B na TUSD e TE nos anos simulados, causando uma redução do valor recebido pela energia injetada conforme o SCEE e, consecutivamente, aumentando o custo da fatura de energia.

O Custo Nivelado de Energia, ou "*Levelized Cost of Electricity*" (LCOE), é uma métrica importante para o projeto, pois representa a relação entre seu custo total ao longo dos 25 anos de análise dividido pelo total de energia gerada no mesmo período.

Ambos os casos apresentam o mesmo valor de LCOE, pois essa métrica está ligada aos custos de produção de energia, operação, manutenção e taxas de descontos aplicadas no SAM. No entanto, os dois casos foram simulados para dados iguais em relação ao cálculo da LCOE, justificando, portanto, a mesma métrica em ambos os casos.

CAPÍTULO 5 - CONCLUSÕES E PROPOSTA DE CONTINUIDADE

5.1 CONCLUSÕES

Diante das análises realizadas, é possível observar as perdas por irradiação são 4% maiores para o *Design Real* de projeto. Ao considerar sombreamento e sujeira, este valor cai para 2%. O *Design Ideal* é 3% mais efetivo na geração de energia e mantém o mesmo percentual de vantagem no rendimento energético. Os parâmetros elétricos demonstram que o sistema não apresenta falhas de projeto capazes de alterar drasticamente o desempenho do *Design Real* em comparação com o sistema simulado em condições ideais de projeto.

Ao comparar a geração de energia dos sistemas simulados em relação a geração coletada via inversor, podemos observar que o desempenho do sistema instalado no CPH encontra-se dentro das limitações de projeto e apresenta uma geração cerca de 14% menor que os resultados obtidos para uma geração simulada do *Design Ideal*. Parte dessas perdas podem ser ocasionadas por falta de limpezas programadas. Após um estudo de caso sobre a sujeira, a microusinha apresentou uma geração mensal, em agosto de 2022, cerca de 14% menor que o ano anterior.

Quando analisados os cinco meses seguintes à limpeza em 2022, foi encontrado um aumento de 15,8% na geração média mensal em relação à 2021 no mesmo período. Contudo, outros fatores que afetem a irradiação, relacionadas ao clima e tempo, devem ser considerados em outros estudos para determinar perdas em análises adicionais.

Na análise econômica residencial da microusinha em estudo, aplicando os dados de *Design Real*, o sistema mostrou-se atrativo para atender à demanda proposta, considerando as novas regras de compensação do SCEE previstas na resolução 14.300/2022 da ANEEL. Embora o retorno do investimento seja em cerca de 7,2 anos, aplicando-se a redução escalonada do Fio B dos valores compensados em fatura de energia pela compra de energia injetada na rede, aos consumidores que homologaram seus sistemas antes das novas regras de compensação é garantido um retorno do investimento antes dos proprietários de sistemas fotovoltaicos instalados

após as novas regras. Este estudo mostrou um retorno de cerca de 1,3 anos menor no *Payback* do investimento para esses consumidores.

5.2 PROPOSTA DE CONTINUIDADE

Este estudo não realizou um análise diária do sistema utilizando medidores no local, somente foram usados os dados obtidos pelo monitoramento de dados, via *data logger* do fabricante do inversor. Uma medição local e duradoura acrescentaria dados ainda mais confiáveis, a fim de, por exemplo, realizar uma análise da degradação dos módulos ao longo do tempo e seu impacto na geração.

Uma questão observada ao longo dos anos foi a indisponibilidade de dados por longos períodos. Recomenda-se uma análise desses problemas se estiverem relacionados a rede elétrica ou a problemas de comunicação.

Análises econômicas e financeira futuras podem contemplar taxas de impostos aplicadas na fatura de energia do consumidor. O SAM não apresenta banco de dados de taxas de impostos aplicadas pelas concessionárias do Brasil, Recomenda-se aplicar as taxas para análise econômica relacionada ao impacto dos impostos no *Payback* do investimento.

O presente estudo não abordou o impacto da troca de um inversor no *Payback*. Portanto, uma abordagem futura considerando essa troca de acordo com o seu tempo de vida seria de grande valia. Essa análise pode incluir uma pesquisa de preços no mercado para uma troca por um inversor da mesma marca instalado no sistema ou um inversor compatível de outras marcas. Dessa forma, um novo inversor permitiria simular também os impactos na geração, uma vez que especificações elétricas distintas podem resultar em novos dados reais e simulados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Andrade, Sarah Nunes de. **Análise do impacto econômico em sistemas fotovoltaicos frente às mudanças no modelo de compensação tarifário devido ao marco legal da geração distribuída no Brasil.** 2022.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração Distribuída**, 2022. Disponível em: < www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida >

Araújo, Danielly Norberto; De Carvalho, Paulo César Marques; DUPONT, Ivonne Montero. **Efeitos da acumulação de sujeira sobre o desempenho de módulos fotovoltaicos.** Revista Tecnologia, v. 40, n. 2, 2019.

Araújo, Danielly Norberto et al. Impactos da sujidade e efeitos da limpeza no desempenho de módulos fotovoltaicos. **Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS.** 2020.

Azevedo, Rodrigo Motta de et al. **Matheurística dinâmica e pro-ativa integrada a inversores híbridos para o gerenciamento robusto de recursos energéticos distribuídos.** 2020. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Santa Maria.

Bezerra, Francisco Diniz. **Energia solar.** 2021.

Canadian Solar, Inc. **Ficha técnica do produto do módulo fotovoltaico CS6P- 255 | 260P, Versão 5.** 2015. Disponível em: https://www.unitron.com.br/produtos/energia-solar/modulo-solar/item/download/3_2ed03c7b9efdf8873c25113b4842472 . Acesso em 13 de abril de 2023.

Canal Solar – **Entendendo as curvas IV e PV dos módulos fotovoltaicos.**2019. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/entendendo-as-curvas-iv-e-pv-dos-modulos-fotovoltaicos/> . Acesso em: 20 de fevereiro de 2023

CRESESB, 2017. **Potencial Solar - SunData v 3.0. [S. I.]: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio S. Brito.** 2017. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata> . Acesso em: 28 de fevereiro de 2023

D'Avila, Henrique; Ribeiro, Karen Krystie Xavier Marçal; Seike, Thiago Hideki. **Estudo de viabilidade para Implantação de um sistema distribuído fotovoltaico no edifício residencial Reserva Ecoville.** 2017. Trabalho de Conclusão

Da Nóbrega, Baldoino Sonildo et al. **Desempenho de um sistema solar fotovoltaico com diferentes inclinações e orientações azimutais em cidades da Paraíba.** Revista Principia-Divulgação Científica e Tecnológica do IFPB, n. 43, p. 175-188, 2018.

Da Rosa, Antônio Robson Oliveira; Gasparin, Fabiano Perin. Panorama da energia solar fotovoltaica no Brasil. **Revista brasileira de energia solar**, v. 7, n. 2, p. 140-147, 2016.

Dantas, Stefano Giacomazzi; Pompermayer, Fabiano Mezadre. **Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil e possíveis efeitos no setor elétrico**. Texto para Discussão, 2018.

Delunardo, Mateus Cecato. **Análise econômica das novas regras de compensação de energia estabelecidas no marco legal da geração distribuída em sistemas de microgeração para consumidores do grupo B**. 2022.

Do Nascimento Lopes, Alysson Michele; De Andrade, Judson Toscano. **O Marco Legal da Geração de Energia Fotovoltaica no Brasil: Uma Análise da Lei nº 14.300/2022 e Seus Impactos Tributários**. 2022.

Dos Santos, Juliana Cunha; Dos Anjos, Pedro Germano. **A tributação da energia solar fotovoltaica distribuída**. *Revista Tributária e de Finanças Públicas*, v. 152, p. 151-170, 2023.

EPE-Empresa, De Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional, Relatório Síntese 2022**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2022.

Ferreira, Josiane Taiene et al. **Viabilidade econômica do uso da energia fotovoltaica: estudo de caso em edificação residencial unifamiliar**. 2021.

Fonseca, José Eduardo Ferreira da. **Avaliação da degradação de módulos fotovoltaicos de silício cristalino em sistemas conectados à rede elétrica**. 2020.

Gasparin, Fabiano Perin. **Desenvolvimento de um traçador de curvas características de Módulos Fotovoltaicos**. 2009.

Gasparin, Fabiano Perin; Krenzinger, Arno. **Desempenho de um sistema fotovoltaico em dez cidades brasileiras com diferentes orientações do painel**. Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS. 2016. p. 1-8.

Gielen, Dolf et al. **World energy transitions outlook: 1.5° c pathway**. 2021. Disponível: www.irena.org/publications . Acesso em: 19 de novembro de 2022.

Global Solar Atlas, by World Bank Group. 2021. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/detail?s=-19.8749,-43.967602&m=site&c=-19.8749,-43.967602,11> . Acesso em 28 de fevereiro de 2023.

Grimm, Alice Marlene. "Introdução a Meteorologia." Meteorologia Básica - Notas de Aula , Disciplina Meteorologia Básica da Universidade Federal do Paraná, 1999. Disponível em: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/world> . Acesso em: 11 de fevereiro de 2023

Haluche, João Vinicius Piqueras. **Análise do impacto do fator de dimensionamento do inversor (FDI) em sistemas fotovoltaicos**. 2019.

Hecktheuer, Lúcio Almeida; Krenzinger, Arno. **Uso de diodos de bypass e de bloqueio na proteção de sistemas fotovoltaicos**. In: Congresso Brasileiro De Engenharia Mecânica. 2000. p. 1-7.

IEA (2021), **Renewables 2021**, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/renewables-2021>, License: CC BY 4.0

IEA (2022), **Renováveis 2022**, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/renewables-2022>, Licença: CC BY 4.0

INMET - Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa - BDMEP. Brasília, DF, Brasil. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=bdmep/bdmep>. Acesso em: 24 de maio de 2023.

Intelbras, Blog. **As novas regras de geração de energia solar: entenda as mudanças para os profissionais de energia solar**. 2022. Disponível em: <https://blog.intelbras.com.br/taxacao-do-sol-profissionais/>. Acesso em: 28 de fevereiro de 2023.

Jordan, Dirk C.; Kurtz, Sarah R. **Photovoltaic degradation risk**. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2012.

Knabben, Gustavo Carlos et al. **Microinversor fotovoltaico não isolado de dois estágios**. 2017.

Lacerda, Vinícius Sobreira. **Sistema monofásico de aproveitamento fotovoltaico caracterizado por baixa distorção harmônica injetada na rede e rastreamento de máxima potência**. 2010.

Lima, João Victor Figueredo; Gonçalves, Pedro Henrique. **A influência do ângulo de inclinação na incidência de radiação solar em painéis fotovoltaicos**. 2019.

Macêdo, Wilson Negrão. **Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. Doutorado em Energia, Universidade de São Paulo, 2006.

Machado, Carolina T.; Miranda, Fabio S. **Energia Solar Fotovoltaica: uma breve revisão**. Revista virtual de química, v. 7, n. 1, p. 126-143, 2015.

Maciel, Diogo R.; Souza, Teófilo M.; Boulomytis, Vassiliki Terezinha Galvão. **Ensaio laboratoriais para a comparação entre a irradiação solar captada por painéis fotovoltaicos fixos e móveis**. Latin-American Journal of Physics Education, v. 15, n. 4, p. 9, 2021.

Marchioro, Alison Fernando; Dahmer, Rodrigo Diogo; Souza, Rosiel Camargo. **Metodologia para análise da viabilidade técnica-econômica para geração de energia fotovoltaica**. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS. 2018.

Mello, João Vitor Guedes da Cunha. **Monitoramento de uma Microusinha Fotovoltaica e Análise de Degradação de Módulos**. 2019

Pereira, E. B.; Martins, F. R.; Gonçalves, A. R.; Costa, R. S.; Lima, F. L.; Rütther, 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>

Pereira, Marco Aurélio Jahno. **Estudo dos impactos do marco legal da microgeração e minigeração distribuída**. 2023.

Perez, Filipe. **Inserção e Controle de Armazenadores de Energia em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. 2015.

PHB Solar. Datasheet dos Inversores PHB, modelos: PHB 1500-SS, PHB300-SS e PHB4600-SS. 2015. Disponível em: <https://www.studocu.com/pt-br/document/universidade-de-franca/engenharia-eletrica-electrical-engineering/datasheet-inversor-phb/45072151/download/datasheet-inversor-phb.pdf>. Acesso em: 13 de abril de 2023.

Pinho, J. T.; Galdino, M. A. **Manual De Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos**, CEPEL-CRESESB, 2016.

Portal Solar – **Passo a Passo da Fabricação do Pannel Solar**, 2021. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/passo-a-passo-da-fabricacao-do-pannel-solar.html>. Acesso em: 28 de fevereiro de 2023

Prudencio, Bruna Neves et al. **Análise e influência da distribuição de temperatura de inversor no desempenho energético de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída com distintos fatores de dimensionamento**. 2020.

Ribsol Energia Solar – **Sistemas Fotovoltaicos – Mais economia e conforto**, 2019. Disponível em: <https://ribsol.com.br/sistemas-fotovoltaicos/>. Acesso em: 31 de março de 2023

Short, Walter; Packey, Daniel J.; Holt, Thomas. **A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies**. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 1995.

Silva, Pedro Henrique Tronco; Florian, Fabiana; Pestana, Fernanda Augusto Baptistini. **Estudo de Perdas em Sistemas Fotovoltaico**. Universidade de Araraquara, 2018.

STANDARD, I. E. C. **60891**. Photovoltaic Devices. Procedures for Temperature and Irradiance Corrections to Measured IV Characteristics. **International Electrotechnical Commission**, 2009.

Teixeira, Marco Antonio Casadei; Ramos, Heidy Rodriguez; Aguiar, A. O. **Perspectivas de Novos Materiais Alternativos ao Silício para a produção de Células Solares Fotovoltaicas: Uma Revisão Sistemática da Literatura**. Revista Nacional de Gerenciamento de Cidades, v. 9, n. 71, p. 48-62, 2021.

Solargis 2020, *Solar Resource Data: The World Bank. Source: Global Solar Atlas 2.0, Solar Resource Data: Solargis. 2020*. Disponível em: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/world>. Acesso em: 28 de fevereiro de 2023

Zanescio, Izete et al. **Análise da degradação de módulos fotovoltaicos fabricados com diferentes células solares**. Revista Brasileira de Energia Solar, v. 5, n. 2, 2014.

Zilles, Roberto, et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. Oficina de textos, 2016.

