

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

**ANÁLISE DE VIABILIDADE DA INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM DIFERENTES REGIÕES DO BRASIL**

por

Guilherme Winter da Silva

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, agosto de 2024



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

**ANÁLISE DE VIABILIDADE DA INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM DIFERENTES REGIÕES DO BRASIL**

por

Guilherme Winter da Silva

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Dr. Fabiano Perin Gasparin

Banca examinadora:

Prof. Dr^a Letícia Jenisch Rodrigues – DEMEC / UFRGS

Dr. Eng. Cristiano Saboia Ruschel – DNV

Me. Eng. Indhirha Deckmann – PROMEC / UFRGS

Porto Alegre, 09, agosto e 2024.

DA SILVA, G. W. **Análise de Viabilidade da Integração de Sistemas Fotovoltaicos com Armazenamento de Energia em Diferentes Regiões do Brasil**. 2024. 22 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2024.

RESUMO

O presente trabalho visa analisar a viabilidade econômica da integração de sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia em diferentes regiões do Brasil, visando à redução de custos com energia elétrica de consumidores do Grupo A durante o horário de ponta. Para alcançar esse objetivo, foram realizados o dimensionamento e a simulação de cinco usinas fotovoltaicas, considerando o uso de baterias no horário de ponta, onde o alto valor de energia elétrica poderia justificar o uso de sistemas de armazenamento. As simulações de geração de energia elétrica foram realizadas utilizando o *software PVsyst*, com dados meteorológicos específicos de cada localidade, obtidos da base de dados do *Solcast*. Além disso, foi feita uma análise do perfil de consumo de energia elétrica, bem como uma pesquisa das tarifas de energia aplicáveis em diferentes concessionárias do Brasil. Também foram considerados os custos de instalação e operação dos sistemas fotovoltaicos e das baterias propostas. Os resultados mostraram que a viabilidade econômica desses sistemas é desafiadora, principalmente devido ao alto custo das baterias e à degradação do sistema ao longo do tempo. Quando considerados ambos os sistemas (fotovoltaico e armazenamento), quatro dos cinco projetos apresentaram viabilidade econômica. No entanto, ao considerar apenas a implementação do sistema de baterias, nenhum dos projetos se mostrou atrativo em um horizonte de análise de 25 anos. Dado o rápido avanço das tecnologias e o estágio atual de desenvolvimento, espera-se que a integração entre sistemas fotovoltaicos e de armazenamento se torne mais comum nos próximos anos. A viabilidade do primeiro cenário poderá ser alcançada em todas as usinas estudadas quando o CAPEX do sistema solar atingir R\$ 3,92/kWp e o das baterias, R\$ 2,946/Wh.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Solar Fotovoltaica, Armazenamento de Energia, Horário de Ponta.

DA SILVA, G.W. **Feasibility Analysis of Integrating Photovoltaic Systems with Energy Storage in Different Regions of Brazil**. 2024. 22 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2024.

ABSTRACT

The present work aims to analyze the economic feasibility of integrating photovoltaic systems with energy storage in different regions of Brazil, aiming at reducing electricity costs for Group A consumers during peak hours. To achieve this objective, the sizing and simulation of five photovoltaic plants were carried out, considering the use of batteries at peak hours, where the high value of electricity justifies the use of storage systems. The simulations of electricity generation were carried out using the PVsyst software, with specific meteorological data for each location, obtained from the Solcast database. In addition, a detailed analysis of the electricity consumption profile was carried out, as well as a survey of the energy tariffs applicable in different concessionaires in Brazil. The installation and operation costs of the photovoltaic systems and the proposed batteries were also considered. The results showed that the economic viability of these systems is challenging, mainly due to the high cost of batteries and the degradation of the system over time. When both systems (photovoltaic and storage) were considered, four of the five projects showed economic viability. However, when considering only the implementation of the battery system, none of the projects proved attractive over a 25-year horizon of analysis. Given the rapid advancement of technologies and the current stage of development, integration between PV and storage systems is expected to become more common in the coming years. The feasibility of the first scenario can be achieved in all the plants studied when the CAPEX of the solar system reaches R\$ 3.92/kWp and that of the batteries, R\$ 2.946/Wh.

KEYWORDS: Photovoltaic Solar Energy, Energy Storage, Peak Hours.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Ciclos de vida de uma bateria em função da profundidade de descarga.	6
Figura 3.1 – Metodologia de análise adotada no trabalho.	7
Figura 3.2 - Valores horários de consumo fora ponta e ponta considerados em cada mês do ano.	8
Figura 4.1 - Curva de geração solar, carga e descarga da bateria e energia injetada na rede - Usina 1.	16
Figura 4.2 - Curva de geração solar, carga e descarga da bateria e energia injetada na rede - Usina 2.	16
Figura 4.3 - Curva de geração solar, carga e descarga da bateria e energia injetada na rede - Usina 3.	16
Figura 4.4 - Curva de geração solar, carga e descarga da bateria e energia injetada na rede - Usina 4.	16
Figura 4.5 - Curva de geração solar, carga e descarga da bateria e energia injetada na rede - Usina 5.	17
Figura 4.6 - Variação da TIR da Usina 1 com a redução do CAPEX solar.	18
Figura 4.7 - Variação da TIR da Usina 1 com a redução do CAPEX das baterias.	19
Figura 4.8 - Variação da TIR da Usina 1 com a redução do CAPEX de solar e baterias.	19
Figura 4.9 - Variação da TIR das usinas com a redução do CAPEX das baterias.	21

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Perfil de consumo e demanda no ano de 2023.	8
Tabela 3.2 - Premissas utilizadas para dimensionar o banco de baterias.	10
Tabela 3.3 - Premissas de perdas alteradas dos padrões do <i>PV_{sys}</i>	11
Tabela 4.1 – Desempenho e produção anual das usinas.	15
Tabela 4.2 - Geração mensal por usina em MWh.	15
Tabela 4.3 - Custos de implementação de cada projeto.	17
Tabela 4.4 - Custos no primeiro ano de operação das usinas.	17
Tabela 4.5 - VPL e TIR de cada projeto.	18
Tabela 4.6 - Custo de implementação de cada sistema de baterias.	20
Tabela 4.7 - Custos no primeiro ano de cada projeto.	20
Tabela 4.8 - VPL e TIR de cada projeto, desconsiderando o investimento solar.	20

LISTA DE QUADROS

Quadro 3.1 – Características e tarifas e características das distribuidoras utilizadas no trabalho.	12
Quadro 3.2 – Parâmetros financeiros e operacionais considerados na análise.	13
Quadro 4.1 - Configuração das usinas fotovoltaicas com baterias.	14

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	2
2.1	Sistema tarifário brasileiro	2
2.1.1	Subgrupos tarifários	2
2.1.2	Postos tarifários.....	2
2.1.3	Estrutura tarifária horo-sazonal	2
2.2	Geração fotovoltaica.....	3
2.3	Potencial solar	4
2.4	Mecanismo de compensação de energia.....	4
2.4.1	Faturamento da unidade consumidora.....	4
2.5	Armazenamento de energia	5
2.6	Ferramentas utilizadas	6
2.6.1	<i>PVsys</i>	6
2.6.2	<i>Solcast</i>	6
3	METODOLOGIA	7
3.1	Perfil de consumo	7
3.2	Origem dos dados meteorológicos	8
3.3	Dimensionamento da usina fotovoltaica	9
3.3.1	Estruturas	9
3.3.2	Módulos.....	9
3.3.3	Inversores	9
3.3.4	Quantidade de equipamentos.....	9
3.4	Dimensionamento do banco de baterias	10
3.5	Simulação no <i>software PVsys</i>	10
3.6	Análise tarifária	12
3.7	Análise financeira.....	12
3.8	Análise dos resultados	14
4	RESULTADOS	14
4.1	Dimensionamento das usinas e resultados das simulações	14
4.2	Análise financeira – Implementação de ambos os sistemas	17
4.3	Análise financeira – Implementação apenas do sistema de baterias	20
5	CONCLUSÃO	21

1 INTRODUÇÃO

Enquanto o aumento no consumo de energia proveniente de fontes fósseis contribuiu para o aquecimento global, empresas, governos e organizações têm intensificado seus esforços para buscar maneiras de reduzir as emissões de gases de efeito estufa. Nesse contexto, a energia solar tem desempenhado um papel fundamental, visto que é considerada uma fonte limpa e inesgotável (IEA, 2023). O Brasil possui um dos maiores recursos solares do mundo, esse ambiente torna o país um local ideal para a instalação de sistemas de conversão fotovoltaica de energia solar (INPE, 2017).

A expansão da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos tem se tornado uma prioridade em muitos países. No Brasil, a geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos (SFV) cresceu 68,1% de 2022 a 2023, atingindo 50,6 TWh de acordo com o Balanço Energético Nacional, realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2024). Embora a expansão da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos traga benefícios significativos, também apresenta alguns desafios. Com a rápida expansão desses sistemas, surge o desafio de integrar essas fontes de energia variáveis à rede elétrica de forma eficiente, segura e estável (DELFANT, FALABRETTI e MERLO, 2015). A produção de energia elétrica a partir da fonte solar depende da disponibilidade da radiação, o que acarreta variações na produção de energia ao longo do dia.

Tal situação abre espaço para sistemas de armazenamento de energia (SAE) que surgem como alternativas para melhorar a estabilidade e a confiabilidade do sistema elétrico (HANNAN, WALI, *et al.*, 2021). De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2029, há uma necessidade de garantir o suprimento de potência a partir de 2024, e o armazenamento em baterias é apontado como uma das tecnologias para esta finalidade (MME e EPE, 2020).

O armazenamento de energia durante períodos de alta geração solar e sua utilização posterior em momentos de baixa ou ausência de geração, ganha força no setor industrial, onde os consumidores buscam alternativas para reduzir os custos com energia elétrica nos períodos de pico de demanda (AKBARI, C. BROWNE, *et al.*, 2019). No Brasil, em clientes do Grupo A, aplicam-se postos tarifários de ponta e fora ponta. A tarifa de energia é mais elevada durante os períodos de ponta devido à maior pressão exercida sobre o sistema elétrico. Durante esse período, a demanda por eletricidade atinge seu ponto mais alto, levando a uma mobilização de recursos adicionais pelas empresas de energia ou operadores dos sistemas elétricos para suprir essa necessidade extra. Como resultado, os custos operacionais aumentam, e esses custos adicionais são repassados aos consumidores por meio de tarifas mais elevadas, incentivando, assim, a moderação de consumo durante esses horários críticos e promovendo a estabilidade da rede elétrica (DE OLIVEIRA, DA SILVEIRA e BRAGA, 2000).

Mesmo considerando o alto valor tarifário nos horários de ponta, é importante ressaltar que nem sempre os projetos de integração dos SFV e SAE são economicamente viáveis. Isso se deve, principalmente, ao alto custo de aquisição das baterias. Atualmente, as baterias de armazenamento de energia representam uma parcela significativa dos custos totais desses sistemas, o que pode impactar negativamente o retorno financeiro do projeto (EPE, 2019).

Para a análise da viabilidade desse tipo de projeto, o dimensionamento dos sistemas deve ser realizado conforme os parâmetros de cada região. Para dimensionar adequadamente o sistema fotovoltaico, é necessário realizar uma simulação da produção de energia elétrica utilizando uma ferramenta especializada, como o *software PV Syst*. Essa simulação considera dados de irradiação solar e temperatura, coletados do banco de dados do *Solcast*, fornecendo uma estimativa da energia que o sistema fotovoltaico pode gerar. Além disso, é importante realizar uma análise detalhada do perfil de consumo de energia elétrica. Isso ajuda a identificar os momentos em que o sistema de armazenamento de energia deve ser acionado. A análise deve considerar não apenas os padrões diários de consumo, mas também as variações sazonais e outras características específicas do consumo de energia na região em estudo.

Deste modo, o principal objetivo deste estudo é avaliar a viabilidade econômica da integração de SFV com SAE, com a energia armazenada sendo utilizada prioritariamente durante os horários de ponta. O estudo também explora detalhadamente as etapas de dimensionamento e simulação de usinas fotovoltaicas em várias regiões do Brasil, considerando as especificidades climáticas de cada local. Ao analisar estas variáveis de forma abrangente, os resultados fornecem informações práticas e relevantes que podem apoiar a adoção dessa tecnologia, oferecendo aos consumidores uma base sólida para decisões estratégicas

informadas. Além disso, o estudo investiga a influência das variações tarifárias entre as distribuidoras de energia elétrica no Brasil na viabilidade econômica da integração de SFV com SAE, levando em consideração os custos de aquisição, instalação e operação dos sistemas, bem como os benefícios decorrentes da redução dos gastos com energia elétrica. Finalmente, busca-se identificar, através de uma projeção de redução dos custos de instalação, quando os projetos que atualmente não são economicamente viáveis poderão se tornar atrativos.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Sistema tarifário brasileiro

O Sistema Tarifário Brasileiro é uma estrutura fundamental para o funcionamento e a regulação do setor elétrico no país. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é a entidade responsável por estabelecer as diretrizes e normas que compõem esse sistema, com o objetivo de garantir a sustentabilidade do setor, a equidade na distribuição dos custos e incentivos à eficiência energética.

Uma parte essencial do Sistema Tarifário Brasileiro são os subgrupos tarifários, que categorizam os consumidores de acordo com suas características de demanda e tensão de fornecimento. Cada subgrupo possui critérios específicos para a definição de suas tarifas, visando adequar o valor cobrado de acordo com as particularidades de cada categoria de consumidor.

2.1.1 Subgrupos tarifários

Os consumidores de energia são categorizados com base na tensão da linha de distribuição ou transmissão à qual estão conectados. Os consumidores de média e alta tensão são ligados a níveis que iniciam em 2,3 kV.

De acordo com a Resolução Normativa nº 1.000 de 2021 (ANEEL, 2021), as unidades consumidoras são classificadas em diferentes faixas de tensão: Alta Tensão subdividida em Subgrupos A1, A2 e A3, Média Tensão composta por Subgrupos A3a e A4, e ainda as unidades de sistemas subterrâneos pertencentes ao Subgrupo AS.

- Subgrupo A1 – consumidor atendido em tensão maior ou igual 230 kV;
- Subgrupo A2 – consumidor atendido em tensão maior ou igual a 88 e menor ou igual a 138 kV;
- Subgrupo A3 – consumidor atendido em tensão igual a 69 kV;
- Subgrupo A3a – consumidor atendido em tensão maior ou igual a 30 e menor ou igual a 44 kV;
- Subgrupo A4 – consumidor atendido em tensão maior ou igual a 2,3 e menor ou igual a 25 kV;
- Subgrupo AS – consumidor atendido em tensão menor que 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

2.1.2 Postos tarifários

Para a aplicação das modalidades tarifárias horárias é necessária a definição dos postos tarifários. Nas modalidades tarifárias do Grupo A, aplicam-se os horários de “ponta” e “fora ponta”. Esses períodos, com duração de horas ao longo do dia, permitem a aplicação de tarifas diferenciadas (ANEEL, 2021).

O “Horário de Ponta” consiste em um período de 3 horas diárias consecutivas, determinadas pela distribuidora, e não se aplica aos sábados, domingos e feriados previamente definidos. Enquanto isso, o posto tarifário “Horário de Fora Ponta” para o Grupo A compreende o conjunto das horas diárias consecutivas e complementares às estabelecidas no horário de ponta.

2.1.3 Estrutura tarifária horo-sazonal

A estrutura tarifária horo-sazonal é caracterizada pela implementação de tarifas diferenciadas para o consumo de energia elétrica e a demanda de potência, considerando as horas de utilização ao longo do dia e os períodos do ano (ANEEL, 2021).

Os consumidores pertencentes ao Grupo B (baixa tensão) podem optar pela tarifa monômnia ou pela tarifa branca. A tarifa monômnia é um modelo de cobrança baseado exclusivamente na quantidade de energia consumida, independente do horário de consumo. Por outro lado, a tarifa branca oferece preços variáveis de acordo com o horário do consumo, sendo eles divididos em três categorias: ponta, intermediário e fora ponta, sendo mais barata nos períodos de baixa demanda e mais cara nos períodos de pico.

Em contrapartida, os consumidores do Grupo A têm uma tarifação binômia, o que implica em serem cobrados tanto pela demanda de potência contratada quanto pela energia elétrica efetivamente consumida. Nessa categoria, eles têm a opção de se enquadrar em uma das duas modalidades tarifárias horo-sazonais: "verde" ou "azul".

A modalidade tarifária horária "verde" oferece uma tarifa única para a demanda (sem segmentação horária), além de tarifas distintas para o consumo de energia elétrica durante os postos tarifários "ponta" e "fora ponta". Essa modalidade é aplicada para unidades consumidoras com tensão de conexão menor ou igual a 69 kV, sendo disponível para os subgrupos A3a, A4 e AS.

Por outro lado, a modalidade tarifária horária "azul" apresenta tarifas separadas para a demanda durante os postos tarifários "ponta" e "fora ponta", assim como para o consumo de energia elétrica nos mesmos postos tarifários. Todas as unidades consumidoras dos subgrupos do Grupo A têm a possibilidade de se enquadrar nessa modalidade.

2.2 Geração fotovoltaica

A geração fotovoltaica é uma forma de produção de energia elétrica que é fundamentada na conversão direta da radiação solar em eletricidade por meio do efeito fotovoltaico. Os módulos fotovoltaicos são dispositivos-chave nesse processo, os quais consistem em células fotovoltaicas compostas por materiais semicondutores, geralmente feitas de silício. De maneira simplificada, o efeito fotovoltaico ocorre com a incidência da radiação solar em uma célula fotovoltaica de material semicondutor, excitando os elétrons do material e gerando uma corrente elétrica contínua (VILLALVA e GAZOLI, 2012). Cada célula possui uma junção semicondutora PN com regiões de dopagem tipo N e tipo P. A radiação solar é absorvida pelos elétrons criando pares elétron-lacuna que são separados na junção PN e produzem uma corrente elétrica e diferença de potencial. À medida que a radiação solar aumenta, a intensidade da corrente também aumenta. Posteriormente, a corrente contínua gerada nas células fotovoltaicas é convertida em corrente alternada por meio de um inversor. Esse processo permite a conexão com a rede elétrica de distribuição e o uso direto em equipamentos elétricos.

Na geração fotovoltaica, há uma série de aspectos determinantes para o desempenho dos sistemas. Dentre esses aspectos, destacam-se a eficiência dos módulos fotovoltaicos e a irradiação solar incidente sobre o módulo e a temperatura do módulo.

A eficiência dos módulos fotovoltaicos é de suma importância, sendo determinada pela capacidade dos materiais semicondutores das células fotovoltaicas em converter a radiação solar em eletricidade. Segundo o processo de fabricação, existem predominantemente dois tipos de células solares: células solares de silício cristalino e células solares de filmes finos. As células solares de silício cristalino podem ser subdivididas em dois tipos, células de silício monocristalino e células de silício multicristalino (HOSENUZZAMAN, RAHIM, *et al.*, 2015). Uma característica geralmente observada nessas células é uma eficiência superior. No entanto, a produção dessas células é caracterizada pela complexidade e envolve técnicas de corte e dopagem do silício para a criação de semicondutores eficientes. Como consequência, ocorre a elevação dos custos de produção (DAMBHARE, BUTEY e MOHARIL, 2021).

Por outro lado, as células solares de filmes finos são construídas usando camadas muito finas de materiais semicondutores, como telureto de cádmio, disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) ou silício amorfo (HOSENUZZAMAN, RAHIM, *et al.*, 2015). Essas células geralmente têm uma eficiência um pouco menor do que as células de silício cristalino, o que significa que convertem uma menor proporção de luz solar em eletricidade. No entanto, a fabricação das células de filmes finos utiliza menor quantidade de material semicondutor, quando comparada às células de silício cristalino. Elas podem ser depositadas em substratos flexíveis, o que permite aplicações em superfícies curvas e flexíveis. Além disso, o processo de fabricação é menos intensivo em energia e mais rápido do que o das células cristalinas. Devido a essa flexibilidade e facilidade de produção, as células de filmes finos são frequentemente usadas em aplicações de baixo custo, como em dispositivos portáteis, painéis solares flexíveis e integração em materiais de construção (DAMBHARE, BUTEY e MOHARIL, 2021).

Quanto aos dados climáticos, a irradiação solar é um elemento fundamental, uma vez que a geração de energia é diretamente proporcional a quantidade de radiação solar incidente nos módulos. Regiões com alta irradiação solar tendem a produzir mais eletricidade, enquanto áreas com menor incidência solar apresentam menor geração fotovoltaica. Além disso, a temperatura ambiente também exerce um impacto significativo na eficiência dos módulos fotovoltaicos. O aumento da temperatura dos módulos reduz o

desempenho dos painéis, pois as células fotovoltaicas de materiais semicondutores têm sua eficiência diminuída à medida que a temperatura aumenta (VILLALVA e GAZOLI, 2012).

2.3 Potencial solar

O potencial solar de uma região refere-se à quantidade de irradiação solar que essa região recebe em média ao longo do tempo. A medida empregada para quantificar a radiação solar é a irradiância, expressa em W/m^2 (watt por metro quadrado). Essa unidade é usada para indicar a potência por unidade de área. A potência, como é conhecido, é uma grandeza que expressa a energia transportada durante um intervalo específico de tempo ou a taxa de variação da energia ao longo do tempo. Quanto maior a potência da radiação solar, mais energia é transportada durante um intervalo definido de tempo (VILLALVA e GAZOLI, 2012).

Um conceito adicional de extrema importância para a avaliação do potencial solar em uma região específica é o da irradiação solar. A irradiação solar diz respeito à quantidade de energia solar que é capturada por uma área específica durante um intervalo de tempo predefinido. Essa medida é frequentemente quantificada em termos de watts-hora por metro quadrado (Wh/m^2) e reflete a soma total de radiação solar que é incidida sobre uma superfície em uma localidade específica. O emprego da irradiação solar como um indicador desempenha um papel considerável na compreensão da disponibilidade e da intensidade da radiação solar em uma região determinada (VILLALVA e GAZOLI, 2012).

O Brasil possui altas taxas de radiação solar em regiões como o Nordeste, Sudeste e o Centro-Oeste, tornando-as ideais para o uso de sistemas de conversão de energia solar, tanto térmicos quanto fotovoltaicos (INPE, 2017).

2.4 Mecanismo de compensação de energia

O mecanismo de compensação de energia elétrica para geração distribuída (GD) no Brasil é estabelecido pela Resolução Normativa 1.059/2023 da ANEEL. De acordo com a resolução, a compensação é realizada quando uma unidade consumidora (UC) possui microgeração ou minigeração distribuída (MMGD), como é o caso dos sistemas fotovoltaicos, e ocorre por meio do sistema de créditos de energia. Esse sistema permite que o consumidor que produz energia excedente a partir de fontes renováveis injete o excedente na rede elétrica e posteriormente seja compensado com o consumo de energia elétrica ativa da unidade consumidora (ANEEL, 2023a).

Existem diferentes modalidades de geração distribuída permitidas pela resolução. Uma delas é a geração compartilhada, na qual consumidores de uma mesma área de concessão podem formar um consórcio ou cooperativa, composto por pessoas físicas ou jurídicas, que possuam unidades consumidoras micro ou minigeradoras em locais distintos das demais unidades da área de concessão.

Outra modalidade é o autoconsumo remoto, caracterizado por unidades consumidoras com o mesmo titular (seja pessoa física, jurídica, matriz ou filial) que possuam uma unidade de micro ou minigeradora em local distinto e que concederão os créditos excedentes de energia às demais unidades. Todas as unidades consumidoras envolvidas nessa modalidade necessitam estar na mesma área de concessão.

Também é permitido o empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, em que um único empreendimento abrange várias unidades consumidoras. Nesse caso, a energia gerada por micro ou minigeradores pode ser compensada entre as diferentes unidades consumidoras pertencentes ao mesmo empreendimento.

2.4.1 Faturamento da unidade consumidora

A energia ativa a ser faturada em UCs com MGD é calculada subtraindo a energia injetada na rede da energia consumida, considerando eventuais créditos de ciclos de faturamento anteriores. O excedente de energia gerada, que não foi consumido pela UC geradora, pode ser utilizado para compensação em UCs beneficiárias, desde que estejam registradas nos regimes de múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada ou autoconsumo remoto (ANEEL, 2023a).

Para as UCs beneficiárias, a energia faturada corresponde ao consumo descontados os créditos de energia, conforme o posto tarifário aplicável e os componentes tarifários em $R\$/MWh$. Caso não haja UCs beneficiárias, a energia excedente gerada é convertida em créditos para meses futuros, com validade de até 60 meses (ANEEL, 2023a).

A compensação de energia elétrica ocorre inicialmente no posto tarifário onde ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, levando em conta os valores das tarifas de energia (TE). Em situações de excedente, o saldo remanescente passa por um fator de ajuste para possibilitar a compensação em outro posto tarifário. Esse fator de ajuste é determinado pela divisão da Tarifa de Energia (TE) do posto horário onde houve o excedente pela TE do posto tarifário onde se deseja realizar a compensação (ANEEL, 2023a).

2.5 Armazenamento de energia

Os sistemas de armazenamento de energia complementam os SFV permitindo o armazenamento do excedente de energia gerada durante os períodos de alta produção solar para uso posterior, quando a geração é insuficiente ou inexistente (EPE, 2019).

As tecnologias de armazenamento de energia podem ser classificadas em cinco categorias, sendo elas as tecnologias de armazenamento de energia mecânica, eletromecânica, elétrica, química e térmica (GALLO, SIMÕES-MOREIRA, *et al.*, 2016). Entre essas opções, as baterias que armazenam eletricidade na forma de energia química são as mais comuns e amplamente empregadas (HANNAN, WALI, *et al.*, 2021).

Cada célula eletroquímica que compõe uma bateria é constituída por um eletrólito líquido, pastoso ou sólido, juntamente com um eletrodo positivo e um eletrodo negativo. Durante o processo de descarga da bateria, reações eletroquímicas ocorrem nos eletrodos, permitindo o fluxo de elétrons através de um circuito externo, entregando energia elétrica utilizada para alimentar os dispositivos ou sistemas conectados à bateria. A reversibilidade dessas reações é essencial, pois possibilita a recarga da bateria quando necessário, através da aplicação de uma tensão externa nos eletrodos (AKBARI, C. BROWNE, *et al.*, 2019).

Dentre as diversas opções disponíveis no mercado, as baterias de íon-lítio destacam-se como uma escolha comum e altamente eficiente para sistemas fotovoltaicos. Essas baterias possuem uma série de características vantajosas, tais como alta densidade de energia, eficiência e longa vida útil. Além disso, elas apresentam uma excelente taxa de descarga, permitindo a rápida liberação da energia armazenada, o que é especialmente útil em aplicações que demandam altas correntes de curto prazo. Adicionalmente, as baterias de íon-lítio possuem uma taxa de autodescarga baixa, o que significa que são capazes de reter a energia armazenada por um longo período sem a necessidade de recarga constante (HANNAN, WALI, *et al.*, 2021).

Existem diversas tecnologias de baterias de íon-lítio, as mais comuns encontradas no mercado de energia são: NMC (Níquel-Mangânês-Cobalto), NCA (Níquel-Cobalto-Alumínio) e LFP (Fosfato de Ferro-Lítio) (BLOCH, NEWCOMB, *et al.*, 2019).

As baterias NMC e NCA se destacam por sua alta densidade energética, superando as baterias LFP neste aspecto. Devido a essa característica, as baterias NCA e NMC são capazes de armazenar uma quantidade maior de energia em relação ao seu peso e volume. Essa propriedade as torna importantes para aplicações onde a economia de espaço e a redução de peso são essenciais, como em veículos elétricos e em dispositivos eletrônicos portáteis que demandam muita energia (BLOCH, NEWCOMB, *et al.*, 2019).

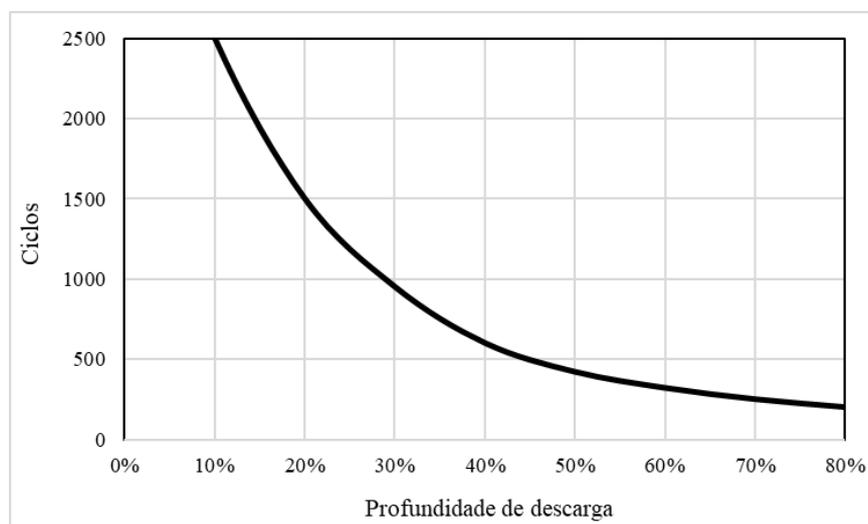
Já as baterias LFP são conhecidas por sua longa vida útil, suportando muitos ciclos de carga e descarga. Essa durabilidade as torna adequadas para aplicações onde as baterias são regularmente usadas e recarregadas, como em sistemas de energia renovável e veículos elétricos de uso frequente. Além disso, as baterias LFP se destacam por sua segurança devido à estabilidade térmica e química, sendo menos propensas a incêndios ou explosões (BLOCH, NEWCOMB, *et al.*, 2019).

Outra opção bastante empregada em sistemas fotovoltaicos é a utilização de baterias de chumbo-ácido. Essas baterias são especialmente comuns em aplicações de energia estacionária, pois oferecem uma boa combinação entre custo e capacidade de armazenamento. Em comparação com as baterias de íon-lítio, as de chumbo-ácido são relativamente mais acessíveis em termos de custo, tornando-as uma escolha viável para sistemas que demandam grandes quantidades de energia a um custo mais baixo (AKBARI, C. BROWNE, *et al.*, 2019).

O ciclo de vida útil das baterias é um fator crítico na eficiência e viabilidade dos sistemas de armazenamento de energia. A durabilidade das baterias está diretamente relacionada à profundidade de descarga que é regularmente utilizada. Quanto maior a quantidade de energia descarregada em cada ciclo, menor será a vida útil da bateria. Baterias que operam com descargas mais rasas, ou seja, que utilizam apenas uma pequena fração de sua capacidade total em cada ciclo, tendem a durar mais tempo. Isso ocorre porque as descargas profundas submetem as baterias a maior estresse eletroquímico, acelerando o desgaste

dos materiais ativos e dos eletrodos (VILLALVA e GAZOLI, 2012). A Figura 2.1 apresenta um exemplo do comportamento do ciclo de vida pela profundidade de descarga.

Figura 2.1 - Ciclos de vida de uma bateria em função da profundidade de descarga.



Fonte: Adaptado de Villalva, 2012.

2.6 Ferramentas utilizadas

2.6.1 PVsyst

O *PVsyst* é um *software* especializado em simulação e análise de sistemas fotovoltaicos, amplamente utilizado na indústria solar para projetos de diferentes escalas, desde residenciais até grandes usinas solares. Ele permite aos usuários modelar e prever o desempenho de sistemas fotovoltaicos com base em dados meteorológicos específicos de cada localidade. A simulação é baseada em uma base horária, utilizando o modelo de “um diodo”, que se tornou uma prática do setor.

Para utilizar o *PVsyst*, os usuários inserem dados como a localização geográfica do projeto, características técnicas dos módulos fotovoltaicos e inversores, além de dados meteorológicos como irradiação solar e temperatura ambiente. Esses dados são importantes para calcular a produção de energia esperada ao longo do ano, considerando fatores como sombreamento, inclinação e orientação dos painéis solares. O *software PVsyst* também incorpora modelos para simular o comportamento dinâmico do sistema fotovoltaico em diferentes condições climáticas e de operação. Ele oferece análises detalhadas sobre a energia gerada, o desempenho do sistema e a viabilidade econômica do projeto ao longo do tempo.

O *PVsyst* possui funcionalidades avançadas para calcular e simular sistemas de armazenamento de energia, como baterias, em projetos fotovoltaicos. Essa capacidade é necessária para integrar eficientemente o armazenamento de energia em sistemas solares, seja para aumentar o uso próprio, melhorar a estabilidade ou permitir operações independentes da rede elétrica. O *software* permite determinar o tamanho ideal do banco de baterias com base em características específicas do projeto, como consumo de energia, perfil de carga, e especificações dos módulos fotovoltaicos e inversores.

Além disso, o *PVsyst* simula como as baterias se comportam ao longo do tempo, considerando variáveis como a quantidade de luz solar disponível, padrões de consumo de energia e ciclos de carga e descarga. Isso ajuda a otimizar o dimensionamento das baterias e a prever seu desempenho operacional (PVSYST, 2024).

2.6.2 Solcast

O *Solcast* é uma plataforma de previsão solar e meteorológica projetada para fornecer dados detalhados e precisos sobre a irradiação solar em diferentes locais ao redor do mundo. Utilizando modelos baseados em satélites e dados históricos, o *Solcast* oferece informações importantes para projetos de energia solar.

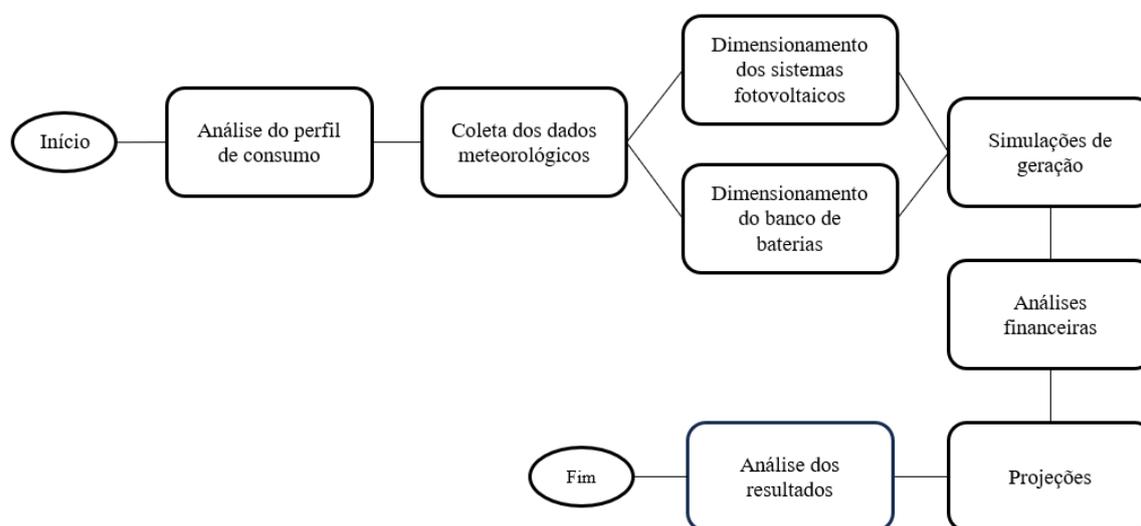
Para realizar a coleta de dados meteorológicos usando o *Solcast*, é necessário acessar a plataforma online do serviço. É possível especificar a localização geográfica exata do seu projeto fotovoltaico e obter dados como irradiação solar global horizontal (GHI), irradiância solar difusa horizontal (DHI), temperatura do ar e velocidade do vento, entre outros dados meteorológicos. Esses dados são essenciais para calcular a produção esperada de energia de um sistema fotovoltaico ao longo do tempo.

A plataforma *Solcast* atualiza regularmente seus dados com base em observações de satélites e modelos de previsão meteorológica, garantindo informações atualizadas e confiáveis para otimizar o dimensionamento e o planejamento de sistemas solares (SOLCAST, 2024).

3 METODOLOGIA

Este trabalho aborda a integração de um sistema fotovoltaico com armazenamento de energia em bateria em uma unidade consumidora. A simulação é realizada em cinco cidades brasileiras distintas, selecionadas para representar diferentes condições climáticas e tarifárias do Brasil: Porto Alegre/RS (Usina 1), Cuiabá/MT (Usina 2), Manaus/AM (Usina 3), Belo Horizonte/MG (Usina 4) e Teresina/PI (Usina 5). A metodologia adotada está ilustrada no fluxograma apresentado na Figura 3.1.

Figura 3.1 – Metodologia de análise adotada no trabalho.



Fonte: O Autor, 2024.

Este fluxograma serve como um guia para executar o estudo em diferentes unidades por todo o Brasil. A adaptação para diferentes localidades requer a atualização de dados meteorológicos e tarifas de energia atuais, simplificando o processo de análise em diferentes contextos regionais.

3.1 Perfil de consumo

O perfil de consumo analisado neste estudo corresponde a uma empresa de tecnologia da informação e comunicação localizada em Cuiabá, Mato Grosso. Esta empresa é atendida em média tensão e está classificada no subgrupo A4, com tensão entre 2,3 kV e 25 kV. Além disso, ela se enquadra na modalidade tarifária azul e possui demanda contratada de 300 kW para o horário de ponta e fora de ponta. A escolha desse perfil é baseada na disponibilidade de dados de consumo detalhados fornecidos na plataforma do Governo Federal (GOV, 2024). A Tabela 3.1 apresenta as especificações mensais da unidade analisada.

A partir da análise dos dados de consumo e demanda da unidade consumidora ao longo do ano, observa-se que não há grandes variações entre os períodos de ponta e fora de ponta. O consumo de energia mantém-se relativamente estável, sem uma variação sazonal significativa. Isso sugere que a unidade tem um padrão de consumo constante e previsível, independentemente da época do ano.

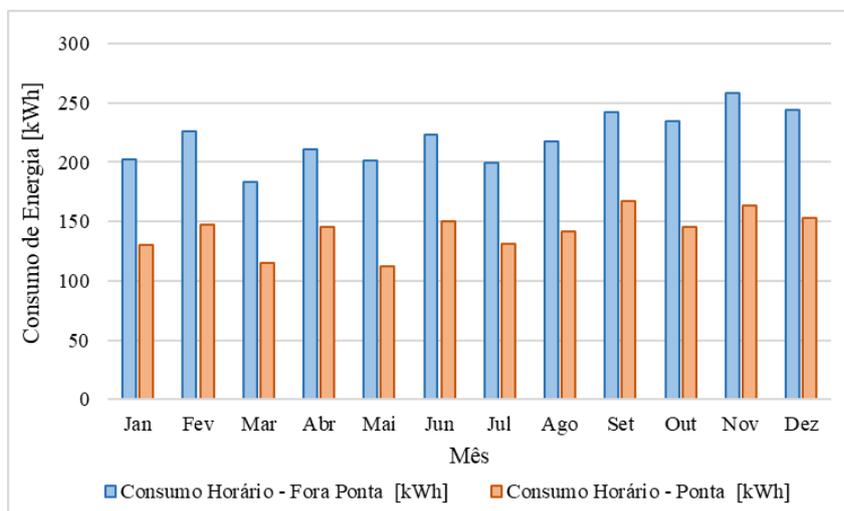
Tabela 3.1 - Perfil de consumo e demanda no ano de 2023.

Mês	Consumo de energia – Fora Ponta [MWh]	Consumo de energia – Ponta [MWh]	Demanda de Potência Medida – Fora Ponta [kW]	Demanda de Potência Medida – Ponta [kW]
Janeiro	131,5	12,1	296,6	252,9
Fevereiro	132,8	12,4	285,1	246,0
Março	119,2	10,7	281,7	256,3
Abril	133,0	13,1	290,3	260,9
Mai	130,9	10,4	293,2	252,3
Junho	140,7	13,5	294,3	251,1
Julho	129,9	12,2	275,3	238,5
Agosto	141,3	13,1	295,5	249,4
Setembro	152,8	15,1	320,3	289,2
Outubro	152,4	13,5	345,2	307,0
Novembro	162,4	14,7	342,1	318,0
Dezembro	159,0	14,2	343,9	292,6
Total	1685,8	155,0	-	-

Fonte: O Autor, 2024.

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico e de baterias, será necessário a criação de um perfil diário sintético de consumo de energia elétrica, assumindo valores constantes de consumo para os horários de ponta e fora ponta, esses valores serão utilizados como base do dimensionamento. Devido a variação do horário em que ocorre o período de ponta de cada distribuidora, será criado um perfil para cada caso, no entanto, os valores horários foram considerados iguais para cada usina. A Figura 3.2 apresenta o consumo de energia fora ponta e ponta considerados em cada hora para cada mês do ano.

Figura 3.2 - Valores horários de consumo fora ponta e ponta considerados em cada mês do ano.



Fonte: O Autor, 2024.

3.2 Origem dos dados meteorológicos

Os dados meteorológicos que serão utilizados na simulação serão obtidos utilizando a plataforma *Solcast*. A partir das coordenadas geográficas de cada localização específica, é possível acessar e baixar informações detalhadas como GHI, DHI, temperatura do ar, velocidade do vento, entre outros parâmetros relevantes. Esses dados são disponibilizados em intervalos horários, compatíveis com os requisitos de simulação do *PVsyst*. O processo de *download* precisa ser repetido para cada usina, devido às suas

diferentes localizações geográficas. Os dados meteorológicos utilizados na simulação são apresentados no Apêndice A.

3.3 Dimensionamento da usina fotovoltaica

A etapa de dimensionamento do projeto envolve a definição da capacidade instalada, a escolha e disposição dos módulos, inversores e baterias, e a consideração das condições locais de irradiação e sombreamento. Esses fatores garantem a otimização da produção de energia e a viabilidade econômica do projeto. Para este trabalho, considerou-se que a usina será instalada em um terreno plano, sem limitação de área e sem estruturas que possam causar sombreamento aos módulos.

3.3.1 Estruturas

O primeiro passo para dimensionar a usina fotovoltaica será definir o tipo de estrutura a ser utilizada. Entre as opções de estruturas fixas e com rastreador (*tracker*), será optado pela estrutura fixa. Essa decisão foi baseada principalmente em questões financeiras, pois as estruturas fixas apresentam um custo inicial mais baixo em comparação com as estruturas com rastreador.

Para determinar o ângulo de inclinação da estrutura, será utilizado um ângulo igual à latitude. Essa metodologia sugere utilizar um ângulo de inclinação de 10° para projetos situados em latitudes menores que esse valor, a fim de evitar o acúmulo de sujeira (VILLALVA e GAZOLI, 2012). Portanto, para os projetos localizados em Manaus e Teresina, o ângulo de inclinação será ajustado de acordo com essa recomendação. Sabe-se que essa metodologia pode não resultar no ângulo que maximize a geração solar anual; entretanto, a diferença em relação ao ângulo otimizado pode ser sutil (PERIN e KRENZINGER, 2016).

3.3.2 Módulos

A escolha dos módulos para a simulação foi baseada em uma combinação de fatores técnicos e econômicos. Após essa análise, os módulos da *Canadian Solar* foram selecionados devido à sua forte presença no mercado fotovoltaico e à alta eficiência de seus equipamentos (GREENER, 2024). Optou-se pelo modelo CS7L-600MB-AG, com uma potência de 600 Wp. Esses módulos são equipados com células monocristalinas e tecnologia bifacial, que aumentam a eficiência na conversão da irradiância solar em eletricidade.

Além disso, a alta potência nominal de 600 Wp por módulo contribui para a redução da quantidade total de módulos necessários para atingir a capacidade desejada do sistema. Isso não só otimiza o espaço disponível para a instalação, mas também simplifica o processo de instalação e manutenção, resultando em uma economia de custos a longo prazo. No Anexo A é apresentada as informações presentes no *datasheet* do módulo utilizado na simulação.

3.3.3 Inversores

Quanto ao inversor, o projeto propõe a integração de um sistema fotovoltaico com um banco de baterias conectados por inversores com acoplamento em corrente contínua (CC). Isso significa que a corrente gerada pelos módulos fotovoltaicos é diretamente armazenada nas baterias sem a necessidade de conversão inicial para corrente alternada (CA), o que aumenta a eficiência do sistema. Para o correto funcionamento do sistema, será necessário utilizar inversores híbridos, que têm a capacidade de gerenciar tanto a geração de energia solar quanto o armazenamento e a distribuição da energia das baterias.

Devido à potência elevada da usina e à quantidade significativa de baterias, buscou-se um inversor que respeitasse os limites máximos e mínimos, tanto do sistema fotovoltaico quanto do banco de baterias. O inversor da *Growatt* de 100 kW foi escolhido por possuir integração com ambos os sistemas propostos e por suportar uma alta faixa de tensão e corrente. Além disso, a fabricante *Growatt* é uma empresa que está entre as fabricantes mais presente no setor de geração distribuída fotovoltaica (GREENER, 2024). O Anexo A apresenta as informações presentes no *datasheet* do inversor utilizado.

3.3.4 Quantidade de equipamentos

Como premissa, toda a energia consumida pela unidade será suprida pela geração solar e pelo banco de baterias. Sendo assim, para dimensionar os equipamentos necessários para o projeto fotovoltaico, será considerado tanto o consumo total de energia desejado quanto o potencial de geração da localização

específica. Nesse processo, será utilizado a produtividade típica das regiões analisadas, conforme descrito no Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017). Esses valores são adequados para usinas fixas e instaladas em solo, o que corresponde ao perfil do projeto. Com o consumo anual de 1.841 MWh, conforme apresentado na Seção 3.1, será possível estimar a potência CC mínima necessária para o sistema usando a equação (3.1).

$$\text{Potência mínima necessária [kWp]} = \frac{\text{Consumo total de energia [kWh]}}{\text{Produtividade fotovoltaica } \left[\frac{\text{kWh}}{\text{kWp}} \right]} \quad (3.1)$$

A partir dessa estimativa, será possível determinar a quantidade necessária de módulos fotovoltaicos, tanto em paralelo quanto em série, para atingir a potência desejada. Essa análise também levará em consideração a capacidade dos inversores, assegurando que o sistema opere dentro dos parâmetros técnicos estabelecidos. A escolha da quantidade de inversores seguirá a premissa de manter a razão entre a potência CC e CA entre 1,05 e 1,15, o que é fundamental para manter a eficiência do sistema e garantir a conformidade com as normas elétricas.

Esse processo de dimensionamento garantirá que todos os componentes da usina fotovoltaica serão escolhidos de maneira a maximizar a eficiência de cada projeto. Devido ao maior potencial de geração em algumas regiões, as usinas devem apresentar valores distintos para a potência CC e CA. Além disso, a quantidade de módulos dispostos em série e em paralelo também deve variar entre as usinas, esse processo assegurará que a potência instalada em cada usina permaneça o mais próximo possível da potência mínima calculada.

3.4 Dimensionamento do banco de baterias

O dimensionamento do banco de baterias será realizado com base no mês de maior consumo de energia elétrica nos horários de pico da unidade consumidora. O sistema deve ser projetado para operar durante três horas diárias, atendendo assim ao consumo total de energia nos períodos em que o custo da energia é maior. Durante o mês de setembro, a empresa registrou um consumo total de 502 kWh durante o horário de ponta, sendo o maior valor registrado no ano.

Para o projeto, foi selecionada a bateria *B-BOX Pro 13,8* da *BYD*, conhecida por sua tecnologia de fosfato de ferro-lítio e capacidade de armazenamento de 13,8 kWh. A escolha desse modelo se deve à tecnologia LFP, que oferece maior vida útil em comparação com outras tecnologias, reduzindo custos e aumentando a durabilidade do projeto. A alta capacidade de armazenamento também se torna um critério decisivo, permitindo atender às necessidades de consumo com menos unidades de bateria. Detalhes técnicos adicionais podem ser encontrados nas informações do *datasheet* presentes no Anexo A.

Além disso, o dimensionamento considera premissas técnicas como os estados máximo e mínimo de carga, bem como a eficiência operacional do sistema, a fim de otimizar a quantidade de módulos e a taxa de descarga das baterias. A Tabela 3.2 apresenta as premissas que serão utilizadas para o dimensionamento do banco de baterias. As eficiências são obtidas a partir do *datasheet* do equipamento selecionado, enquanto os estados máximo e mínimo de carga são definidos para maximizar a capacidade de energia armazenada e disponível, respeitando os limites de segurança do equipamento.

Tabela 3.2 - Premissas utilizadas para dimensionar o banco de baterias.

Parâmetro	Valor
Estado máximo de carga	95%
Estado mínimo de carga	15%
Profundidade de descarga	80%
Eficiência de carregamento	97%
Eficiência descarga	97%
Eficiência energética total	94%

Fonte: O Autor, 2024.

Após a definição das baterias utilizadas junto com as premissas consideradas, a quantidade de baterias necessárias no sistema proposto será determinada. O dimensionamento será feito dividindo o consumo total no horário de ponta do mês de setembro pela profundidade de descarga e pela eficiência energética total.

3.5 Simulação no *software PVsyst*

As simulações serão realizadas utilizando o *software PVsyst*, que permitirá uma modelagem detalhada dos componentes e uma análise precisa do desempenho do sistema. A geração fotovoltaica é calculada com base horária em cada iteração de simulação. Para considerar as variações de temperatura e irradiação de cada região, será utilizado o ano meteorológico típico de cada cidade, fornecendo uma referência para os padrões climáticos médios ao longo do ano, incluindo flutuações sazonais de temperatura e precipitação. O ano meteorológico típico empregado nas simulações foi fornecido pela plataforma *Solcast*.

Para a modelagem da usina fotovoltaica no *software* primeiramente é necessário a criação dos arquivos que contêm as características dos módulos fotovoltaicos (.pan) e dos inversores (.ond), elaborados com base nas fichas técnicas dos equipamentos. Em seguida, serão especificadas a quantidade de módulos e inversores a serem usados na usina, além de detalhar as perdas consideradas na simulação.

As perdas associadas aos sistemas serão definidas a partir do padrão do *software* e a nota técnica de incertezas e perdas na geração fotovoltaica, elaborado pela EPE (2024b). Quando o *software* não apresentar padrões ou quando os valores forem mais elevados do que os indicados na nota técnica, os valores da nota técnica serão adotados. Essa abordagem foi escolhida devido ao documento elaborado pela EPE fornecer dados utilizados em usinas no Brasil, sendo mais representativos da realidade dos projetos analisados. Para a indisponibilidade da rede, serão considerados valores disponíveis no site da ANEEL.

As baterias estarão configuradas em acoplamento CC, ou seja, antes do inversor serão consideradas apenas as perdas por cabeamento CC e as perdas de carga e descarga das baterias. As perdas em corrente alternada são consideradas apenas após o inversor. As perdas que serão alteradas dos padrões do *PVsyst* estão apresentadas Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Premissas de perdas alteradas dos padrões do *PVsyst*.

Parâmetro	Valor
Ôhmicas CC ¹	1,0 %
Ôhmicas CA ¹	1,0 %
Indisponibilidade da Rede ²	0,3 %
Sujeira ¹	1,5 %

Fonte: (EPE, 2024b)¹ e (ANEEL, 2024)².

O próximo passo é a definição do perfil de consumo de energia elétrica a ser utilizado na simulação. Para garantir que as baterias operassem apenas nos momentos planejados, o perfil de consumo será ajustado para incluir apenas valores de energia nos horários de ponta. Isso ajuda a evitar que as baterias se descarreguem em períodos de consumo sem geração correspondente, o que poderia deixá-las sem carga quando necessário durante os horários de ponta. Esse perfil será elaborado com base horária e incorpora dados completos ao longo do ano, permitindo uma análise detalhada das variações sazonais durante a simulação. O consumo fora ponta será posteriormente analisado usando uma planilha externa, no *Microsoft Excel*.

Após a definição do perfil de consumo, será modelado o sistema de baterias e também definido a sua operação. As baterias serão configuradas para acumular o excesso de energia gerado durante o dia e fornecê-la durante os horários de ponta. O comportamento do sistema de armazenamento será especificado com base no perfil de consumo mencionado anteriormente, assegurando que o *software PVsyst* consiga simular com precisão a carga e descarga das baterias, assim como as perdas associadas a essas operações. Adicionalmente, foi nessa etapa que as premissas apresentadas na Tabela 3.2 serão inseridas.

Tendo o sistema modelado, é possível realizar a simulação. O *software PVsyst* gerará um arquivo de saída horária que fornecerá dados detalhados sobre a geração de energia, as perdas consideradas, a operação das baterias, dados climáticos utilizados na simulação, dentre outros parâmetros. É a partir desse arquivo de saída que será possível analisar o ciclo de vida das baterias e quantas vezes será necessário trocá-las durante o período de análise. Além disso, para análises de longo prazo, será considerado uma degradação anual média dos módulos de 0,50%, conforme valor médio apresentado na nota técnica (EPE, 2024b). Essa degradação será aplicada na planilha em *Excel* mencionada anteriormente. Essa metodologia assegurará

que todas as possíveis perdas no sistema sejam contabilizadas, proporcionando uma estimativa de longo prazo mais precisa da energia disponível para consumo.

3.6 Análise tarifária

O estudo abrange cinco estados distintos do Brasil, cada um representando uma região geográfica específica. Serão consideradas as tarifas vigentes no ano de 2023 aplicáveis em cada cidade estudada para os consumidores do grupo A4, na categoria convencional e modalidade de tarifa azul. A incorporação dessas tarifas específicas permitirá uma compreensão mais precisa dos custos e das variações que podem afetar o estudo.

O Quadro 3.1 apresenta as cidades analisadas, suas respectivas distribuidoras de energia elétrica, as tarifas em vigor e os valores de PIS, COFINS e ICMS conforme o ciclo tarifário de 2023. Para a Usina 1, Usina 2, Usina 3, Usina 4 e Usina 5 foram utilizadas respectivamente as Resoluções Homologatórias N° 3.283 (ANEEL, 2023b), N° 3.182 (ANEEL, 2023c), N° 3.282 (ANEEL, 2023d), N° 3.202 (ANEEL, 2023e) e N° 3.292 (ANEEL, 2023f).

Quadro 3.1 – Características e tarifas e características das distribuidoras utilizadas no trabalho.

	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Cidade	Porto Alegre	Cuiabá	Manaus	Belo Horizonte	Teresina
Distribuidora	CEEE Equatorial	Energisa MT	Amazonas Energia	CEMIG	Equatorial PI
Horário de ponta	18:00 à 20:59	17:30 à 20:29	20:00 à 22:59	17:00 à 19:59	17:30 à 20:29
TUSD Ponta [R\$/kW]	60,5	63,6	62,9	58,5	94,8
TUSD F. Ponta [R\$/kW]	31,5	31,9	33,9	19,2	35,2
TUSD Ponta [R\$/MWh]	94,2	126,6	182,5	115,3	108,3
TUSD F. Ponta [R\$/MWh]	94,2	126,6	182,5	115,3	108,3
TE Ponta [R\$/MWh]	417,7	537,9	456,2	467,5	430,8
TE F. Ponta [R\$/MWh]	264,7	335,7	272,8	298,4	271,0
PIS/COFINS	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
ICMS	17%	17%	20%	18%	27%

Fonte: ANEEL, 2023.

3.7 Análise financeira

Durante o estudo, serão realizadas duas análises financeiras distintas. A primeira análise focará nos custos totais de instalação e manutenção dos sistemas fotovoltaicos e das baterias, assumindo que as baterias seriam carregadas exclusivamente pela geração solar e descarregadas durante os períodos de ponta. A segunda análise avaliará a viabilidade do sistema de baterias de forma independente. Para isso, serão considerados apenas os custos de implementação e manutenção das baterias, que seriam carregadas com energia no horário fora de ponta e descarregadas durante os períodos de ponta, implicando custos adicionais para o carregamento fora do horário de ponta.

A análise financeira do projeto será conduzida para um período de 25 anos. Os custos de capital para a instalação e manutenção dos sistemas fotovoltaicos e de baterias foram obtidos a partir de estudos realizados pela Greener (2021), EPE (2024a) e BloombergNEF (2023). O Quadro 3.2 apresenta os custos considerados nas análises.

Durante o horizonte de análise, foram previstas duas trocas de inversores, programadas a cada 10 anos. A substituição das baterias, por sua vez, será baseada na simulação realizada no *PVsys*, que indicou uma vida útil de 3.000 a 3.500 ciclos de carga e descarga diários, sendo necessário trocar as baterias a cada 9 anos.

Os custos de implementação dos sistemas foram incluídos nesta fase da análise. Será considerado todo custo de implementação de ambos os sistemas no primeiro ano de análise. Os custos do sistema fotovoltaico abrangem os equipamentos e os serviços de integração (GREENER, 2024). Os custos dos

inversores estão incluídos no CAPEX solar. Os custos de implementação do sistema de baterias incluem todos os gastos com equipamentos e instalações (GREENER, 2021). Ambas as fontes apresentam os custos com impostos incluídos.

Quadro 3.2 – Parâmetros financeiros e operacionais considerados na análise.

Parâmetro	Valor
CAPEX Solar ¹	R\$ 4,32 /Wp
CAPEX Bateria ^{1,2}	R\$ 3,24 /Wh
OPEX Solar ³	1,50% CAPEX Solar a.a.
OPEX Bateria ³	0,50% CAPEX Bateria a.a.
Degradação Solar ⁴	0,5% a.a
Ciclos da bateria	3.000 a 3.500
RE-CAPEX Inversores (10° e 20° ano) ³	R\$ 0,35 /Wp
RE-CAPEX Baterias (9° e 18° ano) ⁴	R\$ 2,43 /Wh
Reajuste tarifário e Inflação	5,63% (Média dos últimos 10 anos)
Taxa de Desconto	12,04% (IPCA + 6%)

Fonte: (GREENER, 2024)¹, (BLOOMBERGNEF, 2023)², (GREENER, 2021)³ e (EPE, 2024b)⁴.

Em relação a necessidade de implementação de novos equipamentos, o valor da troca dos inversores será reajustado apenas conforme a inflação média. Já para a troca das baterias seguiu-se a premissa elaborada pela EPE (2024a), onde é feita uma previsão de que em 10 anos o preço de implementação das baterias seria reduzido em 25%, com isso, os custos foram reduzidos a essa taxa e corrigidos conforme a inflação.

O consumo de energia elétrica foi considerado constante ao longo dos 25 anos analisados. Nos primeiros anos, como a geração fotovoltaica cobre integralmente o consumo de energia elétrica da unidade, os custos com energia da concessionária foram tratados como custos evitados e incluídos como valores positivos no fluxo de caixa. Esses valores são ajustados à medida que a usina começa a degradar e gerar menos energia, momento em que custos com a contratação de energia para suprir o consumo são incorporados à análise.

Além disso, devido à necessidade de energia durante períodos sem geração fotovoltaica e com baterias descarregadas, foram incluídos custos com demanda contratada fora do horário de ponta, gerando despesas mensais no fluxo de caixa. Para unidades na modalidade tarifária azul, a demanda contratada no horário de ponta não pode ser igual a zero. Assim, foi considerado que a demanda no horário de ponta seria reduzida para 30% da demanda contratada fora do horário de ponta, conforme estipulado pela Resolução Normativa ANEEL n° 414/2010.

No primeiro cenário analisado, os custos anuais a partir do primeiro ano de operação das usinas incluirão os custos de operação de ambos os sistemas e as demandas contratadas. Os custos evitados serão compostos pela energia economizada em ambos os horários e pela redução da demanda no horário de ponta. No cenário em que apenas as baterias são analisadas, os custos incluirão a operação do sistema de baterias, a energia contratada para recarregar as baterias e a demanda contratada no horário de ponta, com uma redução de 70%. Os custos evitados incluirão o valor da energia consumida no horário de ponta e a redução da demanda contratada nesse período.

Para avaliar a viabilidade econômica do projeto, foram calculados o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) para cada alternativa. O VPL representa a diferença entre o valor presente das receitas e dos custos; um VPL positivo indica viabilidade do projeto. A TIR é a taxa de desconto que iguala o valor presente das receitas e dos custos, resultando em um VPL de zero. Se a TIR excede a taxa de desconto exigida, o projeto é considerado atrativo. Portanto, um projeto é financeiramente viável e atrativo se o VPL for positivo e a TIR for superior à taxa de desconto necessária.

Caso os projetos não se mostrem economicamente viáveis, uma etapa posterior analisará a redução do CAPEX de ambos os sistemas para identificar o momento em que o projeto se torna economicamente viável.

3.8 Análise dos resultados

A análise dos resultados é organizada em três fases distintas. Na primeira fase, realiza-se uma comparação detalhada do dimensionamento e da performance de cada usina para determinar quais foram otimizadas de forma mais eficaz. Esta etapa busca identificar os projetos com melhor eficiência em termos de configuração e operação.

A segunda fase foca na análise financeira das cinco usinas, considerando os custos associados tanto à energia solar quanto às baterias. O objetivo é avaliar quais projetos são economicamente viáveis e prever como a redução dos preços dos sistemas poderia influenciar a viabilidade econômica, transformando projetos que inicialmente não se mostraram viáveis em opções atraentes.

Por último, a análise concentra-se exclusivamente na implementação das baterias para atender à demanda durante os períodos de ponta. Esta fase segue um processo similar ao da segunda etapa, mas com um foco específico em avaliar a viabilidade financeira das baterias e em projetar como a redução de seus preços poderia melhorar a atratividade econômica dos projetos. A comparação dos resultados visa verificar se a viabilidade das usinas é influenciada pela região em que estão localizadas e identificar quais projetos se destacam em diferentes cenários econômicos.

4 RESULTADOS

Os resultados do trabalho serão apresentados de acordo com as etapas da metodologia aplicada, sendo: dimensionamento da usina e resultados das simulações, análise financeira para o cenário em que ambos os sistemas são implementados e a análise financeira considerando o cenário em que apenas o sistema de armazenamento de energia é implementado.

4.1 Dimensionamento das usinas e resultados das simulações

O Quadro 4.1 apresenta a configuração final das cinco usinas dimensionadas no trabalho.

Quadro 4.1 - Configuração das usinas fotovoltaicas com baterias.

	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Cidade	Porto Alegre	Cuiabá	Manaus	Belo Horizonte	Teresina
Ângulo de inclinação	30°	15°	10°	20°	10°
Espaçamento entre filas	7 m				
Módulo fotovoltaico	Canadian Solar – CS7L-600MB-AG				
Tipo de módulo	Si-monocristalino bifacial				
Potência dos módulos	600 Wp				
Nº de módulos	2.310	2.000	2.299	1.980	1.800
Inversor	Growatt – WIT-100KTL3-H				
Potência máx. inversores	110 kW				
Nº de inversores	11	10	11	10	9
Nº de linhas por inversor	21	20	19	18	20
Potência CC	1.386 MWp	1.200 MWp	1.379 MWp	1.188 MWp	1.080 MWp
Potência CA	1.210 MW	1.100 MW	1.210 MW	1.100 MW	990 MW
Razão CC/AC	1,15	1,09	1,14	1,08	1,09
Baterias	BYD - B-Box PRO 13.8				
Capacidade baterias	13,8 kWh				
Baterias em série	10				
Baterias em paralelo	6				
Nº de baterias	60				
Capacidade total baterias	690 kWh.				

Fonte: O Autor, 2024.

As diferenças na quantidade de módulos e inversores entre as usinas refletem as variações nas condições de irradiação solar. Usinas localizadas em áreas com menor irradiação, como a Usina 1, necessitaram de um número maior de módulos e inversores para atingir a mesma produção de energia proposta, com 2.310 módulos e 11 inversores. Em contraste, a Usina 5, situada em uma área com maior irradiação, pôde ser dimensionada com menos módulos e inversores, contando com 1.800 módulos e 9 inversores, para garantir a produção de energia estipulada. Esses ajustes permitem otimizar a geração de energia conforme as condições específicas de cada local.

A razão entre a potência CC e CA foi mantida entre 1,08 e 1,15 em todas as usinas, garantindo que a premissa inicial do trabalho fosse mantida. Todas as usinas foram dimensionadas com a mesma quantidade de baterias (60 unidades), resultando em uma capacidade total de 690 kWh. Esta uniformidade se deve à necessidade de cada usina suprir a mesma quantidade de energia durante os horários de pico, independentemente da variação na irradiação solar.

Após realizar a simulação no *PVsys* e analisar os resultados com a ferramenta em *Excel*, foi possível analisar o perfil de geração de cada usina. A Tabela 4.1 mostra o fator de rendimento, a geração anual e a taxa de desempenho de cada projeto.

Tabela 4.1 – Desempenho e produção anual das usinas.

	Unidade	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Fator de Rendimento	kWh/kWp	1.443	1.683	1.503	1.733	1.784
Geração Líquida	MWh/ano	2.000	2.019	2.074	2.058	1.926
Taxa de Desempenho	%	0,80	0,82	0,85	0,83	0,82

Fonte: O Autor, 2024.

Os resultados das simulações mostram pequenas variações no desempenho das usinas. A Usina 5 destacou-se com o maior fator de rendimento, indicando um melhor aproveitamento da radiação solar. Em contraste, as Usinas 1 e 3 apresentaram o menor desempenho, o que era esperado devido à sua baixa produtividade, conforme indicado no Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017). A geração líquida anual representa a quantidade total de energia produzida por cada usina durante o ano. Se comparado com o consumo anual da unidade consumidora do estudo, observa-se que é esperado que todas as usinas gerem mais energia do que o consumo da unidade em estudo. Essa sobra é benéfica para o estudo de longo prazo do projeto, pois ajuda a compensar a degradação anual dos sistemas e garante o suprimento contínuo de energia para a unidade ao longo de mais anos. Na Tabela 4.2 é possível visualizar a geração mensal de cada usina em MWh.

Tabela 4.2 - Geração mensal por usina em MWh.

Mês	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Janeiro	202	163	156	168	140
Fevereiro	183	153	142	161	131
Março	192	172	165	179	152
Abril	170	168	163	165	153
Mai	136	167	169	167	162
Junho	112	159	181	161	162
Julho	131	180	199	178	174
Agosto	149	189	204	191	187
Setembro	151	171	192	191	182
Outubro	175	170	187	180	178
Novembro	194	165	165	157	156
Dezembro	205	164	153	160	148
Total	2.000	2.019	2.074	2.058	1.926

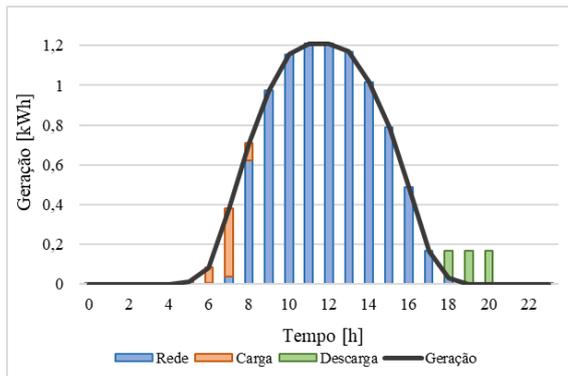
Fonte: O Autor, 2024.

A tabela anterior permite observar as variações sazonais de cada região. Em algumas localidades, essas variações são mais marcantes, resultando em períodos em que a geração de energia solar é insuficiente para cobrir o consumo previsto. Durante esses meses, é esperado que os créditos de energia acumulados em períodos de maior geração solar sejam utilizados para compensar a diferença. Esse fenômeno é particularmente notável na Usina 1.

Ao longo da análise, constatou-se que, em todos os dias do ano, o banco de baterias mantinha energia suficiente para suprir o consumo durante os horários de pico, eliminando a necessidade de fornecimento de energia pela concessionária nesse período. As Figura 4.1 a Figura 4.5 ilustram o comportamento horário da geração solar, a injeção de energia na rede, e o ciclo de carga e descarga das baterias em um dia de céu limpo, conforme simulação realizada.

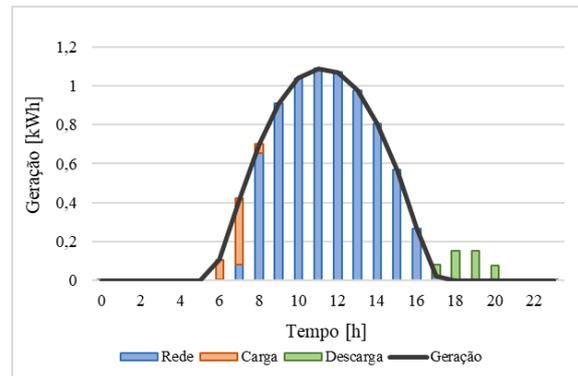
A análise dos dados de carga e descarga do sistema revelou quais regiões exigiram mais uso das baterias ao longo do ano. Na Usina 3, as baterias foram acionadas todos os dias do ano para suprir o consumo durante o horário de ponta, devido à falta de geração solar nesse período. Em contraste, nas demais usinas, houve períodos em que a geração solar coincidiu com o horário de ponta, permitindo que o sistema operasse sem acionar as baterias. A Usina 4 foi a menos acionada, devido ao horário de ponta ser mais cedo que as demais.

Figura 4.1 - Curva de geração solar, carga e descarga da bateria e energia injetada na rede - Usina 1.



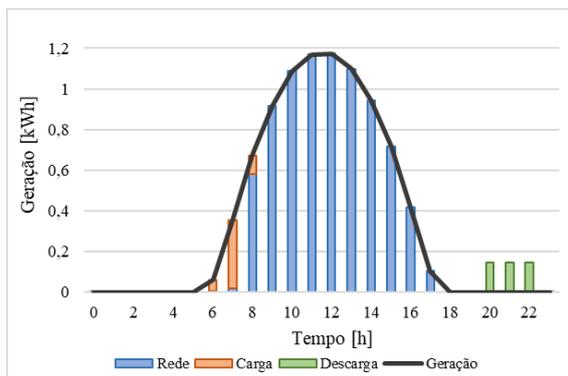
Fonte: Autor, 2024.

Figura 4.2 - Curva de geração solar, carga e descarga da bateria e energia injetada na rede - Usina 2.



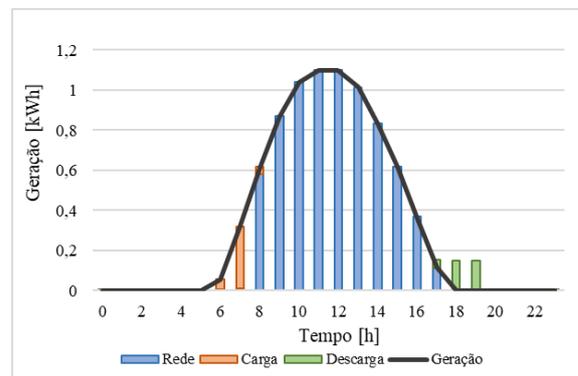
Fonte: Autor, 2024.

Figura 4.3 - Curva de geração solar, carga e descarga da bateria e energia injetada na rede - Usina 3.



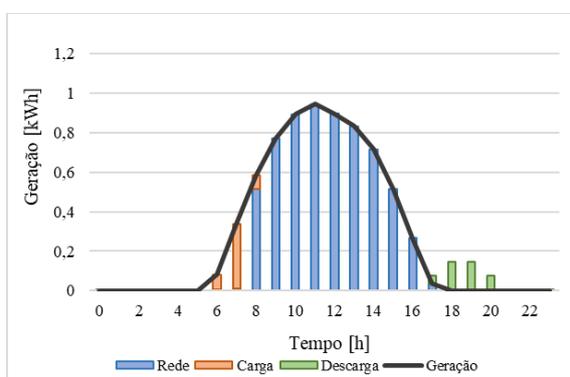
Fonte: Autor, 2024.

Figura 4.4 - Curva de geração solar, carga e descarga da bateria e energia injetada na rede - Usina 4.



Fonte: Autor, 2024.

Figura 4.5 - Curva de geração solar, carga e descarga da bateria e energia injetada na rede - Usina 5.



Fonte: Autor, 2024.

4.2 Análise financeira – Implementação de ambos os sistemas

A primeira análise financeira foi realizada considerando a instalação e operação dos dois sistemas ao longo de 25 anos. A Tabela 4.3 apresenta os custos de implementação do projeto no ano zero.

Tabela 4.3 - Custos de implementação de cada projeto.

Custos	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Sistema Fotovoltaico	-R\$ 5,98 mi	-R\$ 5,18 mi	-R\$ 5,95 mi	-R\$ 5,13 mi	-R\$ 4,66 mi
Baterias	-R\$ 2,20 mi				
Total	-R\$ 8,18 mi	-R\$ 7,38 mi	-R\$ 8,15 mi	-R\$ 7,33 mi	-R\$ 6,86 mi

Fonte: O Autor, 2024.

Devido ao maior número de painéis fotovoltaicos e inversores, as Usinas 1 e 3 possuem maior investimento inicial, como esperado. As baterias representam em média 30% dos custos totais de implementação do projeto.

A partir do primeiro ano, os custos operacionais e os gastos com a concessionária de energia são incluídos no fluxo de caixa. Os custos evitados incluem a energia consumida fora do horário de ponta, a energia no horário de ponta e 70% da demanda ponta contratada. Os custos mantidos englobam a operação do sistema fotovoltaico e das baterias, além da demanda contratada no horário fora de ponta e agora 30% da demanda contratada ponta. A Tabela 4.4 apresenta os custos para o primeiro ano de operação do projeto.

Tabela 4.4 - Custos no primeiro ano de operação das usinas.

Custos	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
OPEX Solar	R\$ -86.993	R\$ -75.318	R\$ -86.579	R\$ -74.565	R\$ -67.787
OPEX Baterias	R\$ -11.619	R\$ -11.619	R\$ -11.619	R\$ -11.619	R\$ -11.619
Custos com Concessionária	R\$ -233.831	R\$ -239.902	R\$ -258.660	R\$ -258.660	R\$ -340.012
Custos Evitados	R\$ 1.103.928	R\$ 1.379.869	R\$ 1.410.175	R\$ 1.271.470	R\$ 1.443.951
Total	R\$ 771.486	R\$ 1.053.029	R\$ 1.053.318	R\$ 926.626	R\$ 1.024.534

Fonte: O Autor, 2024.

Devido à maior potência solar instalada, as Usinas 1 e 3 têm os maiores custos operacionais. No caso dos custos com a concessionária, a Usina 5 apresenta custos anuais mais altos com a demanda no horário de ponta e também maiores custos evitados, pois a tarifa de demanda no horário de ponta é cerca de 50% mais alta do que as demais. As Usinas 2, 3 e 5 tiveram um balanço financeiro mais atrativo no primeiro ano.

Após a análise dos projetos ao longo de 25 anos de operação, foram calculadas a atratividade dos mesmos, que é detalhada através dos valores de VPL e TIR. Os resultados são apresentados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 - VPL e TIR de cada projeto.

Parâmetros	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
VPL	R\$ -1,03 mi	R\$ 3,24 mi	R\$ 2,41 mi	R\$ 1,85 mi	R\$ 2,97 mi
TIR	10,47%	16,94%	15,40%	14,91%	17,14%

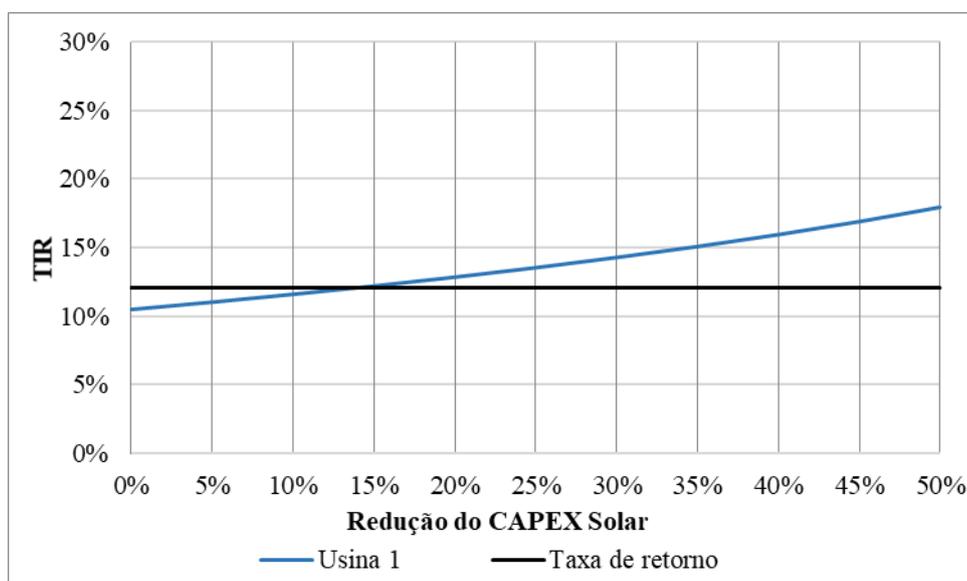
Fonte: O Autor, 2024.

Com um VPL negativo e uma TIR inferior à taxa de desconto estipulada, o projeto 1 demonstrou-se economicamente inviável. Os demais projetos mostraram viabilidade econômica na análise, destacando-se a Usina 2 pelo maior retorno absoluto e a Usina 5 pela maior eficiência percentual do investimento. Esses resultados refletem o menor custo de investimento dessas usinas e as tarifas de energia mais elevadas das concessionárias de energia em que estão localizadas.

A análise realizada anteriormente identifica que apenas um projeto não é economicamente viável. Para avaliar a possível viabilidade desse projeto em um cenário futuro, foram consideradas projeções de redução nos custos de implementação para ambos os sistemas. Essas projeções têm como objetivo proporcionar uma compreensão mais aprofundada sobre como a diminuição desses custos poderia impactar a viabilidade econômica dos projetos a longo prazo.

A primeira análise mantém os custos das baterias inalterados e leva em conta apenas a redução dos custos de capital do projeto solar. A Figura 4.6 mostra como a TIR da Usina 1 se comporta diante da redução dos custos de capital do projeto.

Figura 4.6 - Variação da TIR da Usina 1 com a redução do CAPEX solar.

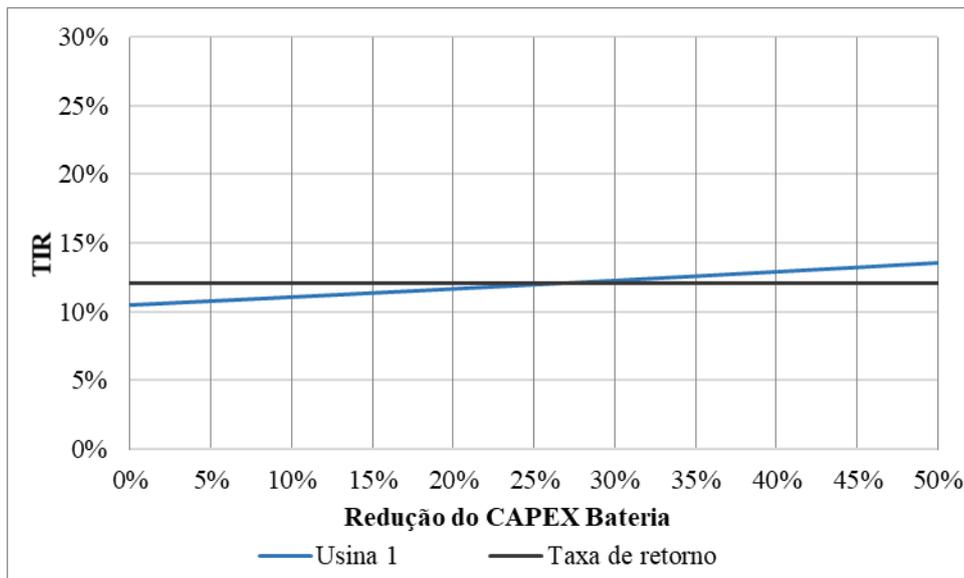


Fonte: O Autor, 2024.

A interseção entre a curva de custo da usina e a taxa de retorno aponta o momento em que o projeto se torna financeiramente viável. No caso da Usina 1, essa viabilidade foi alcançada com uma redução de 13,9% no CAPEX, que passou a ser de R\$ 3,72/Wp. Essa redução foi suficiente para tornar o projeto economicamente viável.

Após essa análise, o custo de implementação solar foi mantido fixo e apenas os custos de implementação de baterias foram reduzidos. A Figura 4.7 apresenta o comportamento da TIR com a redução dos custos de implementação do projeto de baterias.

Figura 4.7 - Variação da TIR da Usina 1 com a redução do CAPEX das baterias.

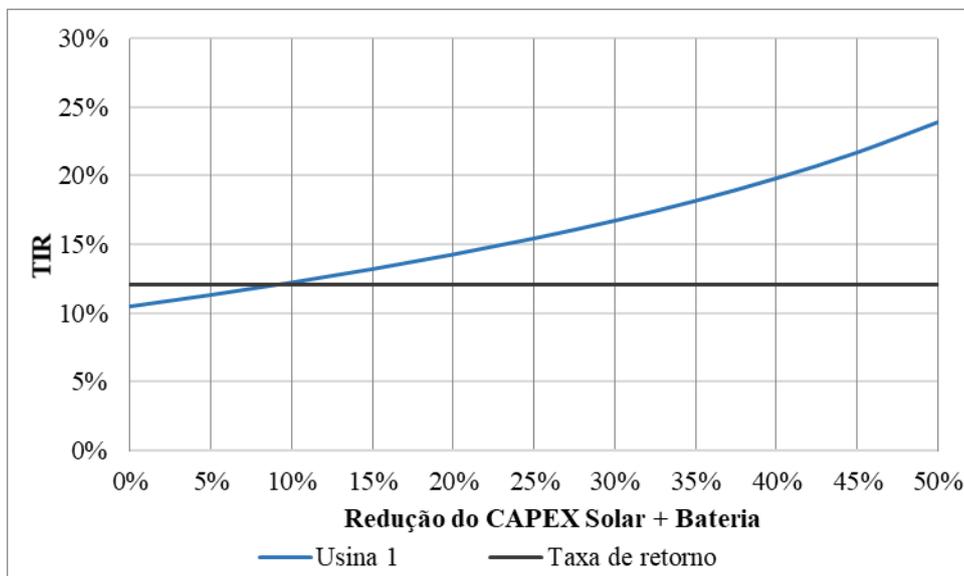


Fonte: O Autor, 2024.

Diferente do gráfico anterior, a curva mostrou um comportamento mais linear, com um aumento gradual na TIR conforme os custos diminuía. Nesse contexto, a Usina 1 ainda alcança a viabilidade econômica, mas requer uma redução maior nos custos. Para se tornar viável, o projeto precisa de uma diminuição de 26,4% no CAPEX, sendo necessário um custo mínimo de aproximadamente R\$ 2.385/kWh. Isso indica que, neste caso, a redução de custos tem uma influência menor sobre a viabilidade do projeto.

Por fim, foram reduzidos os custos de implementação de ambos os sistemas e analisado o ponto em que os projetos se tornam viáveis. A Figura 4.8 apresenta o comportamento da TIR conforme acontece a redução de custos de implementação.

Figura 4.8 - Variação da TIR da Usina 1 com a redução do CAPEX de solar e baterias.



Fonte: O Autor, 2024.

Para alcançar a viabilidade econômica neste cenário, foi necessário reduzir os custos em 9,1%. Isso resultou em um CAPEX solar de R\$ 3,92/Wp e um CAPEX das baterias de R\$ 2.946/kWh. Essa redução é relativamente baixa e está dentro dos parâmetros projetados pelos relatórios mencionados anteriormente, indicando que é uma meta alcançável.

4.3 Análise financeira – Implementação apenas do sistema de baterias

A segunda parte da análise financeira, foi realizada utilizando os custos de implementação e operação das baterias e os possíveis custos evitados desse projeto. Para os custos de implementação do projeto, foi considerado o preço das baterias e o custo de instalação e troca dos inversores, visto que para o projeto operar é necessário esse equipamento. A Tabela 4.6 apresenta os custos de implementação de cada projeto.

Tabela 4.6 - Custo de implementação de cada sistema de baterias.

Custos	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Adicional inversores	R\$ -0,49 mi	R\$ -0,43 mi	R\$ -0,49 mi	R\$ -0,42 mi	R\$ -0,38 mi
Baterias	R\$ -2,20 mi				
Total	R\$ -2,69 mi	R\$ -2,63 mi	R\$ -2,69 mi	R\$ -2,62 mi	R\$ -2,58 mi

Fonte: O Autor, 2024.

Para manter a referência dos custos de implementação dos projetos, o custo do inversor segue sendo o calculado na metodologia do cenário anterior, isso justifica a diferença monetária na implementação dos sistemas.

Nos custos anuais, foram contabilizados os custos fixos relacionados à operação dos sistemas, ao carregamento das baterias e à nova demanda contratada durante o horário de ponta. Por outro lado, os custos evitados consideraram apenas a energia consumida e a redução na demanda contratada nesse período. A Tabela 4.7 apresenta os custos no primeiro ano da análise.

Tabela 4.7 - Custos no primeiro ano de cada projeto.

Custos	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
OPEX Baterias	-R\$ 11.619				
Custos com Concessionária	-R\$ 153.317	-R\$ 178.984	-R\$ 183.551	-R\$ 172.211	-R\$ 231.674
Custos Evitados	R\$ 286.836	R\$ 331.235	R\$ 336.407	R\$ 321.013	R\$ 457.855
Total	R\$ 124.901	R\$ 140.632	R\$ 141.238	R\$ 137.184	R\$ 214.563

Fonte: O Autor, 2024.

Ao avaliar o balanço financeiro do primeiro ano de operação das usinas, a Usina 5 se destacou como a mais vantajosa. Isso se deve ao fato de que a tarifa de demanda da concessionária associada à Usina 5 é mais alta, gerando maiores economias nos custos evitados. O balanço financeiro do primeiro ano mostrou um retorno positivo que variou entre 4% e 8% em relação ao custo de implementação, refletindo uma recuperação pouco significativa dos investimentos iniciais. A partir da análise dos 25 anos de operação, foi então calculado o valor de VPL e TIR para esse cenário. A Tabela 4.8 apresenta os resultados.

Tabela 4.8 - VPL e TIR de cada projeto, desconsiderando o investimento solar.

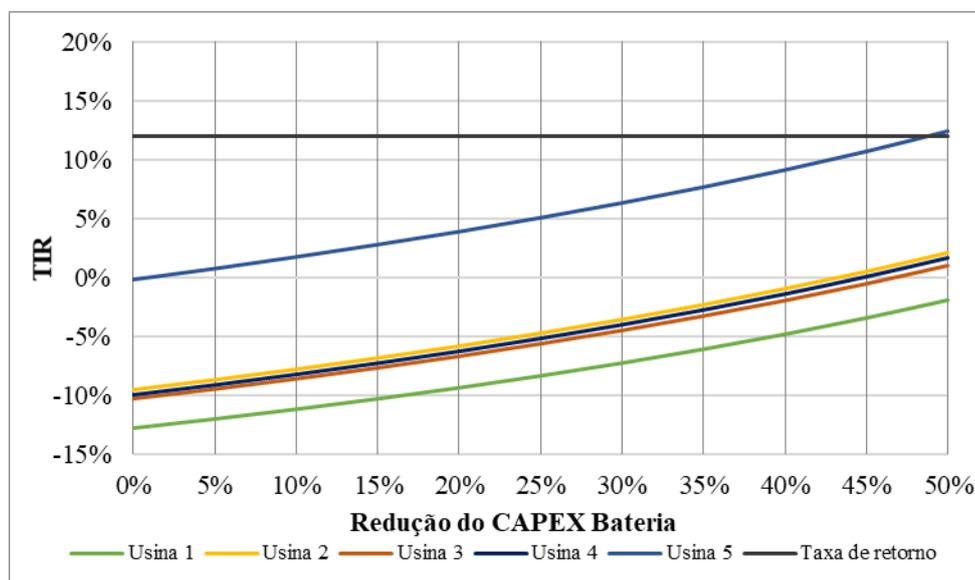
Parâmetros	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
VPL	R\$ -3,19 mi	R\$ -2,88 mi	R\$ -2,99 mi	R\$ -2,91 mi	R\$ -1,91 mi
TIR	-12,8%	-9,5%	-10,3%	-10,0%	-0,2%

Fonte: O Autor, 2024.

A análise focada exclusivamente na implementação do sistema de baterias apresentou resultados bem menos favoráveis em comparação com a análise anterior. Nenhuma das usinas conseguiu demonstrar ganhos significativos com o projeto de baterias. A Usina 5, apesar de ter mostrado o melhor desempenho, não alcançou a viabilidade econômica. Esses resultados indicam que o cenário de usar energia armazenada para descarregar em momentos de alta demanda não é vantajoso, principalmente devido à pequena diferença entre os custos de energia em horários de ponta e fora de ponta.

Para avaliar se a redução no custo das baterias poderia tornar algum dos projetos economicamente viável, foi realizada uma análise com preços reduzidos para todos os projetos. A Figura 4.9 apresenta a variação da TIR conforme acontece a redução do CAPEX das baterias.

Figura 4.9 - Variação da TIR das usinas com a redução do CAPEX das baterias.



Fonte: O Autor, 2024.

Nos cenários analisados, apenas a Usina 5 atinge a viabilidade econômica. Contudo, isso só ocorre com uma redução significativa de 48,8% no custo atual das baterias, um valor bem abaixo das previsões apresentadas nos relatórios anteriores. Esses resultados sugerem que, mesmo com uma significativa diminuição nos custos de implementação e operação das baterias, o investimento ainda não se justifica, mesmo considerando as tarifas elevadas de energia e demanda durante os horários de ponta.

5 CONCLUSÃO

O estudo realizado propôs a análise da viabilidade econômica e operacional da integração de sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia em diferentes regiões do Brasil. Para isso, foram dimensionadas e simuladas cinco usinas fotovoltaicas. As usinas foram dimensionadas de acordo com o potencial de geração da região e o consumo de energia proposto no trabalho. Na simulação, foram considerados diversos fatores, como os dados meteorológicos de cada região, a quantidade adequada de equipamentos para cada usina, o comportamento das baterias, além das perdas típicas para esse tipo de sistema.

Os resultados do dimensionamento indicaram que usinas com menor irradiação solar anual necessitam de um maior número de equipamentos, o que aumenta os custos de implementação desses projetos. As simulações mostraram que a produção anual das usinas supera o consumo estimado, o que é positivo para garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica. No entanto, as usinas com menos equipamentos demonstraram um fator de rendimento mais eficiente, evidenciando um melhor aproveitamento da radiação solar, sendo a Usina 5 a mais destacada nesse aspecto. O desempenho das usinas foi satisfatório, cumprindo o objetivo de suprir a demanda de energia durante o horário de ponta sem a necessidade de fornecimento adicional.

Na análise financeira inicial, que levou em conta os custos de implementação e operação do sistema fotovoltaico e das baterias, além dos custos fixos e economias com a concessionária, a viabilidade econômica dos sistemas mostrou-se desafiadora, principalmente devido ao alto custo das baterias e à depreciação do sistema ao longo do tempo. Projetos com tarifas de energia mais altas e menos equipamentos conseguiram atingir viabilidade econômica. A Usina 1 foi a única a não alcançar viabilidade nessa primeira análise, devido a fatores como baixo custo de tarifa de energia e demanda, além do alto investimento necessário para montar uma usina comparável às demais. No entanto, projeções futuras indicaram que a Usina 1 poderia atingir viabilidade econômica com uma redução de apenas 9,1% nos preços dos sistemas, um valor esperado para os próximos anos.

Quando as baterias foram analisadas isoladamente, nenhum dos projetos demonstrou viabilidade econômica, sugerindo que a instalação de baterias por si só não justifica o custo em relação à economia de

energia durante o horário de ponta. Apenas o Projeto 5 se mostrou economicamente viável com a projeção de redução de custos, mas isso requer uma redução pouco esperada de 48,8% no CAPEX. A pequena diferença entre as tarifas de energia ponta e fora de ponta também não contribui para a viabilidade desse tipo de projeto. Assim, os custos iniciais ainda estão elevados e não justificam a instalação desses sistemas.

Os resultados obtidos apresentam cenários desafiadores para a viabilização desse tipo de projeto. Este estudo pode servir como referência para futuras pesquisas e para o desenvolvimento de políticas públicas que promovam o uso de tecnologias de armazenamento de energia em conjunto com sistemas fotovoltaicos, com o objetivo de melhorar a sustentabilidade e a eficiência energética. Além disso, o estudo enfatiza a necessidade de avanços tecnológicos contínuos e redução de custos para que essas soluções se tornem mais viáveis e amplamente adotadas. Devido ao projeto utilizar valores monetários que variam de acordo com o tempo, é recomendado atualizar os valores do projeto a cada nova análise. Com o passar do tempo os cenários podem melhorar e esse tipo de projeto pode enfim se tornar interessante do ponto de vista econômico.

Para projetos futuros, recomenda-se atualizar os valores de tarifas e custos, considerando que esses valores são muito variáveis ao longo do tempo. À medida que o tempo passa, os cenários podem melhorar, tornando o projeto mais atrativo economicamente. Além disso, é aconselhável analisar diferentes perfis de consumo para identificar se perfis com valores mais altos no horário de ponta podem apresentar melhores resultados. Outra possível implementação futura seria a análise da troca para a modalidade tarifária verde, que possui diferentes valores de tarifa e pode melhorar os resultados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AKBARI, H. et al. Efficient energy storage technologies for photovoltaic systems. **Solar Energy**, v. 192, p. 144-168, Novembro 2019. ISSN 1471-1257.
- ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL N° 1.000**. Agência Nacional de Energia Elétrica. [S.l.], p. 306. 2021.
- ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL N° 1.059**. Agência Nacional de Energia Elétrica. [S.l.], p. 45. 2023a.
- ANEEL. **Resolução Normativa N° 3.283**. Agência Nacional de Energia Elétrica. [S.l.], p. 17. 2023b.
- ANEEL. **Resolução Normativa N° 3.182**. Agência Nacional de Energia Elétrica. [S.l.], p. 14. 2023c.
- ANEEL. **Resolução Normativa N° 3.282**. Agência Nacional de Energia Elétrica. [S.l.], p. 5. 2023d.
- ANEEL. **Resolução Normativa N° 3.202**. Agência Nacional de Energia Elétrica. [S.l.], p. 17. 2023e.
- ANEEL. **Resolução Normativa N° 3.292**. Agência Nacional de Energia Elétrica. [S.l.], p. 12. 2023f.
- ANEEL. Aplicações ligeray. **ANEEL**, 2024. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/srd/indqual/default.cfm>. Acesso em: Junho 2024.
- BLOCH, C. et al. **Breakthrough Batteries: Powering the Era of Clean Electrification**. Rocky Mountain Institute. [S.l.], p. 84. 2019.
- BLOOMBERGNEF. Blog: Lithium ion battery pack prices hit record low of 139 kWh. **BloombergNEF**, 2023. Disponível em: <<https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-hit-record-low-of-139-kwh/>>. Acesso em: Junho 2024.
- DAMBHARE, M. ; BUTEY, B.; MOHARIL, S. V. Solar photovoltaic technology: A review of different types of solar cells and its future trends. **Journal of Physics: Conference Series**, 7 Junho 2021. 17.
- DE OLIVEIRA, A.; DA SILVEIRA, G. B.; BRAGA, J. M. Diversidade sazonal do consumo de energia elétrica no Brasil. **Pesq. Plan. Econ.**, Rio de Janeiro, v. 30, n. 2, p. 211-258, Agosto 2000.
- DELFANT, M.; FALABRETTI, D.; MERLO, M. Energy storage for PV power plant dispatching. **Renewable Energy**, Milano, n. 80, p. 61-72, 14 Fevereiro 2015.
- EPE. **Sistemas de Armazenamento em Baterias**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 36. 2019.
- EPE. **Balanco Energético Nacional 2023**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 264. 2024.
- EPE. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 18. 2024a.
- EPE. **Incertezas e Perdas na Geração Fotovoltaica**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 99. 2024b.
- GALLO, et al. Energy storage in the energy transition context: A technology review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 65, p. 800-822, Novembro 2016. ISSN 1879-0690.
- GOV. Dados Abertos. **Governo Federal**, Julho 2024. Disponível em: <<https://dados.gov.br/dados/conjuntos-dados/consumo-de-energia-eletrica---mti>>. Acesso em: Junho 2024.
- GREENER. **Estudo Estratégico: Mercado de Armazenamento**. Greener. [S.l.], p. 94. 2021.
- GREENER. **Estudo Estratégico 2024**. Greener. [S.l.], p. 102. 2023.
- GREENER. **Estudo Estratégico 2024 - Geração Distribuída**. Greener. [S.l.], p. 152. 2024.

HANNAN, M. A. et al. Battery energy-storage system: A review of technologies, optimization objectives, constraints, approaches, and outstanding issues. **Journal of Energy Storage**, Selangor, n. 42, Julho 2021. ISSN 2352-1538.

HOSENUZZAMAN, M. et al. Global prospects, progress, policies, and environmental impact of solar photovoltaic power generation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 41, p. 284-297, Janeiro 2015. ISSN 1364-0321.

IEA. **Renewables 2023: Analysis and forecast to 2028**. International Energy Agency. [S.l.], p. 143. 2023.

INPE. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. São José dos Campos, p. 1 - 80. 2017. (978-85-17-00089-8).

MME; EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia**. Ministério de Minas e Energia; Empresa de Pesquisa Energética. Brasília; Rio de Janeiro, p. 393. 2020.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. LABREN; CCST; INPE. São José dos Campos, p. 80. 2017.

PERIN, F. G.; KRENZINGER, A. Desempenho de um Sistema Fotovoltaico em Dez Cidades Brasileiras com Diferentes Orientações do Pannel. **VI Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Belo Horizonte, 4 Abril 2016.

PVSYST. Software. **PVsys**, julho 2024. Disponível em: <<https://www.pvsyst.com/features/>>. Acesso em: Julho 2024.

SOLCAST. About Us. **Solcast**, julho 2024. Disponível em: <<https://solcast.com/about-us>>. Acesso em: Junho 2024.

VILLALVA, M. ; GAZOLI, R. **Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações - Sistemas Isolados e Conectados à Rede**. 1. ed. São Paulo: Editora Érica Ltda., 2012.

APÊNDICE A – DADOS METEOROLÓGICOS

As tabelas abaixo apresentam os dados de GHI, DHI e temperatura usados na simulação.

Tabela A1 – Dados mensais de GHI, DHI e temperatura média para a Usina 1.

Mês	GHI [kWh/m ²]	DHI [kWh/m ²]	T [°C]
Janeiro	199,2	78,0	25,1
Fevereiro	167,4	59,1	24,9
Março	154,4	62,3	23,4
Abril	120,6	42,3	20,7
Mai	90,7	41,2	15,3
Junho	73,1	31,9	15,0
Julho	83,3	29,4	14,4
Agosto	103,0	39,4	14,9
Setembro	117,0	47,5	18,8
Outubro	153,0	62,5	19,2
Novembro	185,5	60,1	20,9
Dezembro	205,0	73,3	24,5
Total	1652,2	627,45	19,7

Fonte: Solcast, 2024.

Tabela A2 – Dados mensais de GHI, DHI e temperatura média para a Usina 2.

Mês	GHI [kWh/m ²]	DHI [kWh/m ²]	T [°C]
Janeiro	175,6	82,0	27,8
Fevereiro	158,5	73,6	26,4
Março	170,8	73,6	26,9
Abril	156,1	50,1	26,4
Mai	145,8	40,9	24,1
Junho	135,0	42,1	25,4
Julho	153,6	31,2	23,2
Agosto	170,8	58,4	25,2
Setembro	166,7	85,5	29,3
Outubro	174,9	81,5	27,9
Novembro	177,5	76,1	27,8
Dezembro	178,6	84,8	27,5
Total	1963,8	779,7	26,5

Fonte: Solcast, 2024.

Tabela A3 – Dados mensais de GHI, DHI e temperatura média para a Usina 3.

Mês	GHI [kWh/m ²]	DHI [kWh/m ²]	T [°C]
Janeiro	139,4	85,9	26,2
Fevereiro	125,2	73,3	26,3
Março	141,5	84,6	26,5
Abril	135,5	77,4	26,1
Mai	136,5	70,5	26,3
Junho	142,8	61,3	26,7
Julho	157,7	67,0	27,1
Agosto	167,5	80,2	28,1
Setembro	162,9	82,0	27,6
Outubro	164,0	83,0	27,8
Novembro	147,7	82,1	27,2
Dezembro	137,5	84,9	27,0
Total	1758,2	932,1	26,9

Fonte: Solcast, 2024.

Tabela A4 – Dados mensais de GHI, DHI e temperatura média para a Usina 4.

Mês	GHI [kWh/m ²]	DHI [kWh/m ²]	T [°C]
Janeiro	183,6	74,8	23,8
Fevereiro	166,6	72,3	22,6
Março	172,5	71,2	23,6
Abril	148,0	60,3	22,7
Mai	137,9	47,5	19,0
Junho	128,1	35,2	18,7
Julho	142,4	36,7	18,6
Agosto	162,5	47,2	19,3
Setembro	178,8	48,4	23,2
Outubro	184,2	82,6	24,4
Novembro	168,9	84,8	23,2
Dezembro	177,7	87,1	23,2
Total	1951,3	748,0	21,8

Fonte: Solcast, 2024.

Tabela A5 – Dados mensais de GHI, DHI e temperatura média para a Usina 5.

Mês	GHI [kWh/m ²]	DHI [kWh/m ²]	T [°C]
Janeiro	165,5	81,6	27,4
Fevereiro	152,5	77,3	26,8
Março	170,3	86,3	26,5
Abril	165,0	76,4	26,7
Mai	168,6	65,6	27,4
Junho	167,4	45,7	29,2
Julho	180,0	44,1	27,8
Agosto	199,6	45,2	27,7
Setembro	203,4	58,3	30,5
Outubro	260,8	72,7	30,5
Novembro	185,8	76,8	30,5
Dezembro	177,8	82,9	29,3
Total	2142,6	812,9	28,3

Fonte: Solcast, 2024.

ANEXO A – INFORMAÇÕES DOS DATASHEETS DOS EQUIPAMENTOS

Nas tabelas a seguir são apresentadas as informações presentes nos datasheets dos equipamentos.

Quadro A 1 - Informações do datasheet do módulo.

Parâmetros	Informação
Fabricante	Canadian Solar
Modelo	CS7L-600MB-AG
Tipo de Célula	Monocristalina
Arranjo de Célula	120 [2 x (10 x 6)]
Dimensões	2172 x 1303 x 35 mm
Peso	34,6 kg
Potência Nominal (Pmax)	600 W
Tensão Operacional (Vmp) [STC]	34,9 V
Corrente Operacional (Imp) [STC]	17,2 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc) [STC]	41,3 V
Corrente de Curto Circuito (Isc) [STC]	18,47 A
Eficiência do Módulo	21,20%
Temperatura de Operação	-40°C ~ +85°C
Coeficiente de Temperatura (Pmax)	-0,34 % /°C
Coeficiente de Temperatura (Voc)	-0,26 % /°C
Coeficiente de Temperatura (Isc)	-0,05 % /°C

Fonte: Adaptado do *datasheet*.

Quadro A 2 - Informações do datasheet da bateria.

Parâmetros	Informação
Fabricante	BYD
Modelo	B-BOX PRO 13,8
Energia utilizável	13,8 kWh
Potência máxima de saída	12,8 kWh
Eficiência energética	> 95,3%
Tensão nominal	51,2 V
Faixa de operação	40 ~ 56,6V
Dimensões (L/A/P)	650x800x550 mm
Peso	181 kg
Temperatura de operação	-10°C à +50°C
C10	250 A

Fonte: Adaptado do *datasheet*.

Quadro A 3 - Informações do datasheet do inversor.

Parâmetros	Informação
Fabricante	Growatt
Modelo	WIT 100K-H
Máxima potência recomendada	156 kW
Tensão nominal	550 V
Máxima tensão de entrada	1100 V
MPP faixa de tensão	180 V - 800 V
Máxima corrente de entrada por MPP	32 A
Número de MPP	10
Potência nominal AC	100 kW
Máxima potência aparente AC	110 kVA
Tensão nominal	415 V
Frequência da rede AC	50/60 Hz
Máxima corrente de saída	166,7@380V 159,4@400V
Capacidade de carga e descarga	113,5 kW
Faixa de tensão da bateria	680 - 1000V
Máxima corrente de carga e descarga	167 A
Máxima eficiência	98,20%
Dimensões (W/H/D)	820/1350/510 mm
Peso	160 kg
Temperatura de operação	-30 °C ~ 60°C (> 50°C, redução)

Fonte: Adaptado do datasheet.