



Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco
Campus Garanhuns
Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica

FLÁVIO FERNANDO FRANÇA FARIAS

**VIABILIDADE ECONÔMICA DA UTILIZAÇÃO DE BESS EM SISTEMAS DE
MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA: Uma Análise na Área de
Concessão da Neoenergia Pernambuco**

Garanhuns – PE

2024

FLÁVIO FERNANDO FRANÇA FARIAS

**VIABILIDADE ECONÔMICA DA UTILIZAÇÃO DE BESS EM SISTEMAS DE
MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA: Uma Análise na Área de
Concessão da Neoenergia Pernambuco**

Trabalho de conclusão de curso apresentado a
Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica
do Instituto Federal de Pernambuco, campus
Garanhuns, como requisito para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Rafael Mendonça Rocha
Barros

Garanhuns – PE

2024

F224v

Farias, Flávio Fernando França.

Viabilidade econômica da utilização de Bess em sistemas de minigeração distribuída fotovoltaica: uma análise na área de concessão da Neoenergia Pernambuco / Flávio Fernando França Farias ; orientador Rafael Mendonça Rocha Barros, 2024.

103f. : il.

Orientador: Rafael Mendonça Rocha Barros.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Instituto Federal de Pernambuco. Pró-Reitoria de Ensino. Diretoria de Ensino. Campus Garanhuns. Coordenação do Curso Superior em Engenharia. Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica, 2024.

1. Geração de energia fotovoltaica – Aspectos econômicos - Pernambuco. 2. Energia solar – Consumo - Pernambuco. 3. Energia – Armazenamento. 4. Fontes alternativas. I. Título.

CDD 621.473

Andréa Maria Lidington Lins –CRB4/868

FLÁVIO FERNANDO FRANÇA FARIAS

**VIABILIDADE ECONÔMICA DA UTILIZAÇÃO DE BESS EM SISTEMAS DE
MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA: Uma Análise na Área de
Concessão da Neoenergia Pernambuco**

Trabalho de conclusão de curso apresentado a
Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica
do Instituto Federal de Pernambuco, campus
Garanhuns, como requisito para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho aprovado em: 11/10/2024

Prof. Dr. Rafael Mendonça Rocha Barros (IFPE, *campus* Garanhuns)
Orientador

Prof. Dr. Anderson Alves Lopes (IFPE, *campus* Garanhuns)
Avaliador interno

Me. Jessiane Mônica Silva Pereira (UPE, *campus* Recife)
Avaliador externo

Dedico este trabalho à Dona Cida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, pela alegria que me concedeu ao iniciar este curso e ter se revelado unicamente através da ciência aprendida. Em tudo Ele se faz presente.

Pela soberana graça de Cristo que me concede a vivência da paz e a agitação de uma vida de trabalho profissional, antes da conclusão desta graduação.

Agradeço ao meu alicerce familiar, em especial a dona Cida, que me auxiliou a alcançar mais uma conquista na jornada da vida.

A minha Lidiane, por ser o meu conforto em tempo e fora de tempo.

Externo minha gratidão aos amigos que ganhei durante esta graduação, parceiros que pretendo levar para o resto da vida. Dentre eles, destaco Allan Carvalho, André Teixeira, Bruno Henrique Alexandre, Bruno Henrique Lima, Catarina Melo, Daniela Silva, Danilo Deodato, Esdras Carvalho, Felipe Maranhão, Guilherme Augusto, Ingrid Matias, Jaciel Lucas, Jackson Araújo, Jason Moreira, João Vitor Pontes, Jonas Galindo, José Danilo, José Vitor Santos, Josias Júnior, Lucas Paiva, Marcos Paulo Antunes, Matheus Albuquerque, Matheus Araújo, Matheus Ramos, Pedro Gurgel, Rhayssa Almeida, Saulo Pessoa e Wiliana Séfora.

Aos amigos além da faculdade, que foram fundamentais, destaco Álvaro Henrique, Eduardo Nóbrega, Emayra Ferreira, João Victor, Laysa Protásio e Silas Wendel.

A Jessiane Pereira, minha referência profissional e uma líder impecável.

Ao IFPE, onde dediquei mais de 10 anos da minha trajetória e pude vivenciar o poder transformador da educação, agradeço a todos os docentes e terceirizados.

Dentre os docentes, destaco meu orientador Rafael Barros, por me acompanhar desde o início da jornada no campo da regulação até a conclusão deste trabalho; Wilker Azevedo, por ser minha primeira referência em engenharia elétrica; e Camila Diniz, Diego Lopes e Manuelle Regina, pela amizade entre aluno e professor.

Entre os terceirizados, minha gratidão a Uilangêla de Araújo, pelo carinho e dedicação aos estudantes do campus.

A todos que vivenciaram comigo a Newsollar, ACETEC e Bright Strategies, meu muito obrigado.

O profissional que está sendo moldado, é reflexo daqueles que tenho e quero por perto.

Deus seja louvado!

Enquanto houver fôlego, haverá esperança.

RESUMO

Neste trabalho, foi avaliada a viabilidade econômica de diferentes soluções de minigeração distribuída fotovoltaica aplicadas a uma unidade consumidora industrial, do subgrupo tarifário A4, na área de concessão da Neoenergia Pernambuco, na cidade de Jaboatão dos Guararapes. Foram comparados três cenários: o suprimento de energia no Horário Fora de Ponta (HFP), utilizando Sistema Fotovoltaico (SFV), o suprimento integral do consumo utilizando apenas o SFV, e o suprimento integral com a integração do *Battery Energy Storage System* (BESS). O estudo utilizou indicadores financeiros como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Taxa Interna de Retorno Modificada (MTIR) e *Payback* Descontado, com um horizonte de análise de 30 anos.

A metodologia envolveu a modelagem da unidade consumidora com base nos dados disponibilizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o dimensionamento das soluções SFV e BESS. A análise financeira considerou a aplicação de baterias para deslocamento de consumo (*Energy Time-shift*), reduzindo custos em Horários de Ponta (HP). Foram realizadas comparações entre os cenários com base nos custos de investimento (CAPEX) e a economia gerada nos faturamentos para as três soluções propostas.

Os resultados mostraram que todas as soluções são financeiramente viáveis, quando comparada às Taxas Mínimas de Atratividade (TMAs), que se referem a rentabilidade de títulos de investimento no mercado financeiro nacional. O cenário de suprimento no HFP apresentou os melhores resultados nos indicadores de TIR, MTIR e *Payback* Descontado, destacando-se como a opção mais atrativa para retornos rápidos. O cenário de suprimento integral apresentou o maior VPL, sendo uma alternativa viável com os demais indicadores com valores semelhantes à solução de suprimento no HFP. O uso de BESS, faz com que os indicadores financeiros destoem das outras duas soluções propostas, pois, seu efeito em fatura, assemelha-se ao SFV para abater o consumo integral da geradora, todavia, com um custo mais elevado.

A conclusão do estudo destaca a importância da escolha da estratégia de investimento, dependendo dos objetivos, perfil do consumidor e condições tarifárias da unidade consumidora, que variam de acordo com a distribuidora de energia elétrica. Nos cenários simulados, constatou-se que, embora o BESS apresente

indicadores financeiros positivos, nenhum dos indicadores avaliados se mostrou superior às soluções que não consideraram a sua implantação.

Por fim, entende-se que a solução proposta com o BESS deve apresentar maior viabilidade para unidades consumidoras situadas em distribuidoras que possuam os custos da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) no horário de ponta mais elevados, ou cujo a aplicação seja direcionada ao *peak shaving* e outras tecnologias de implementação.

Palavras-chave: Minigeração Distribuída. Viabilidade financeira. BESS. Neoenergia Pernambuco.

ABSTRACT

In this study, the economic feasibility of different Solar Photovoltaic Distributed Generation solutions applied to an industrial Consumer Unit, under tariff subgroup A4, within the Neoenergia Pernambuco concession area, in the city of Jaboatão dos Guararapes, was evaluated. Three scenarios were compared: energy supply during Off-Peak Hours (HFP), full energy supply using only the Photovoltaic System, and full supply with the integration of a Battery Energy Storage System (BESS). The study utilized financial indicators such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Modified Internal Rate of Return (MIRR), and Discounted Payback, with a 30-year analysis horizon.

The methodology involved modeling the consumer unit based on data provided by the Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) and the sizing of the PV and BESS solutions. The financial analysis considered the application of batteries for load shifting (Energy Time-shift), reducing costs during Peak Hours (HP). Comparisons were made between the scenarios based on investment costs (CAPEX) and the savings generated in the energy bills for the three proposed solutions. The results showed that all solutions are financially viable when compared to the Minimum Attractive Rates (MARR), which refer to the profitability of investment securities in the national financial market. The Off-Peak Hours scenario presented the best results in terms of IRR, MIRR, and Discounted Payback, standing out as the most attractive option for quick returns. The full supply scenario showed the highest NPV, being a viable alternative, with the other indicators showing values similar to the Off-Peak Hours solution. The use of BESS caused the financial indicators to differ from the other two proposed solutions, as its impact on the bill resembles that of the PV system in offsetting total consumption, though with a higher cost.

The conclusion of the study highlights the importance of choosing an investment strategy based on the objectives, consumer profile, and tariff conditions of the consuming unit, which vary according to the electricity distributor. In the simulated scenarios, it was found that, although the BESS presents positive financial indicators, none of the evaluated indicators were superior to the solutions that did not consider its implementation.

Finally, it is understood that the proposed solution with BESS should present greater viability for consumer units located in distribution companies with higher

Distribution System Use Charges (TUSD) during peak hours, or where its application is directed towards peak shaving and other implementation technologies.

Keywords: Distributed Generation. Financial viability. BESS. Neoenergia Pernambuco.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD	28
Figura 2 - Funções de Custos e Componentes Tarifários da TE.....	30
Figura 3 – Esquemático para comportamento do sistema com injeção de ativo.....	38
Figura 4 – Aplicação do <i>Energy time-shift</i>	42
Figura 5 – Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico conectado à rede	43
Figura 6 – Fluxograma da metodologia aplicada no trabalho.....	49
Figura 7 – Esquemático de Sistema de Distribuição via GODEL Conecta.....	57
Figura 8 – Fluxograma para determinar viabilidade do investimento no SFV.	68
Figura 9 – Fluxograma para determinar a viabilidade de um investimento em SFV com utilização de BESS para aplicação do <i>Energy Time-shift</i>	70

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Aumento da capacidade instalada de geração centralizada entre 2022 e 2023 por setores	18
Gráfico 2– Crescimento volumétrico da capacidade instalada de geração pelas principais fontes do SEB nos últimos 10 anos.....	19
Gráfico 3 – Tecnologias do Sistema de Armazenamento	40
Gráfico 4 – Curva média de consumo para UC base adaptada à curva CT-055.....	52
Gráfico 5 – Escalonamento do percentual de participação do Fio B.	55
Gráfico 6 – Percentuais do IPCA.....	58
Gráfico 7 – Estrutura de Custo do BESS	60
Gráfico 8 – Curva de consumo para 30 anos.	63
Gráfico 9 – TUSD HP Compensável para projetos GD II	66
Gráfico 10 – Percentual das parcelas de custos associados ao faturamento.	73
Gráfico 11 – Crescimento do faturamento em espaço amostral de 30 anos.	74
Gráfico 12 – Relação de Geração e Consumo - SFV para consumo em HFP	76
Gráfico 13 – Curva de Geração e Consumo – SFV para consumo HFP.....	77
Gráfico 14 – Fluxo de caixa – SFV para consumo em HFP	78
Gráfico 15 – Relação de Geração e Consumo - SFV para consumo integral	80
Gráfico 16 - Curva de Geração e Consumo – SFV para consumo integral.....	81
Gráfico 17 – Fluxo de caixa – SFV para consumo integral	82
Gráfico 18 – Curva de demanda diária média para o mês de janeiro com deslocamento de consumo do HP para HFP.....	83
Gráfico 19 – Relação de Geração e Consumo - SFV para consumo integral com utilização de BESS.....	85
Gráfico 20 – Curva de Geração e Consumo – SFV para consumo integral com utilização de BESS.....	86
Gráfico 21 - Fluxo de caixa – SFV para consumo integral com utilização de BESS .	87
Gráfico 22 – Comparativo das Faturas com a aplicação das diferentes metodologias de implementação de GD.....	88

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados de potência instalada na MMGD.	25
Tabela 2 – Subgrupos tarifários do Grupo A	31
Tabela 3 – Tarifa de aplicação Subgrupo A4 HSV na Neoenergia Pernambuco – REH 3.325/2024 – Sem aplicação das alíquotas de imposto.	33
Tabela 4 – Quadro de rentabilidade por alternativa de investimento	48
Tabela 5 – Dados de demanda e consumo medidos.	50
Tabela 6 – Percentual de crescimento anual das componentes tarifárias.	53
Tabela 7 – Pesquisa de Mercado para levantamento de R\$/kWh e D.o.D.	59
Tabela 8 – Premissas adotadas para avaliação da viabilidade	62
Tabela 10 – CAPEX total para inclusão do SFV para suprimento do consumo HFP 76	
Tabela 11 - CAPEX total para inclusão do SFV para consumo integral	79
Tabela 12 – CAPEX total para inclusão do SFV para consumo integral com utilização de BESS.....	85
Tabela 13 – Comparativo de VPL	89
Tabela 14 – Comparativo de TIR	89
Tabela 15 – Comparativo de MTIR	90
Tabela 16 – Comparativo de Payback Descontado	91

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BCB	Banco Central do Brasil
BDGD	Base de Dados Geográfica da Distribuidora
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CDI	Certificado de Depósito Interbancário
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
D.o.D.	<i>Depth of Discharge</i>
HSV	Horo sazonal Verde
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IEA	<i>International Energy Agency</i> -Agência Internacional de Energia
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
MUSDc	Montante de Uso do Sistema de Distribuição – Carga
MUSDg	Montante de Uso do Sistema de Distribuição – Geração
OPEX	<i>Operating Expenditure</i>
PE	Pernambuco
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
PERS	Programa de Energia Renovável
PIS	Programa de Integração Social
RE-CAPEX	Reinvestimento de Capital
REH	Resolução Homologatória
REN	Resolução Normativa
RGE	Rio Grande Energia
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e Custódia

SFV	Sistema Solar Fotovoltaico
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TIR	Taxa Interna de Retorno
MTIR	Taxa Interna de Retorno Modificada
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UC	Unidade Consumidora
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

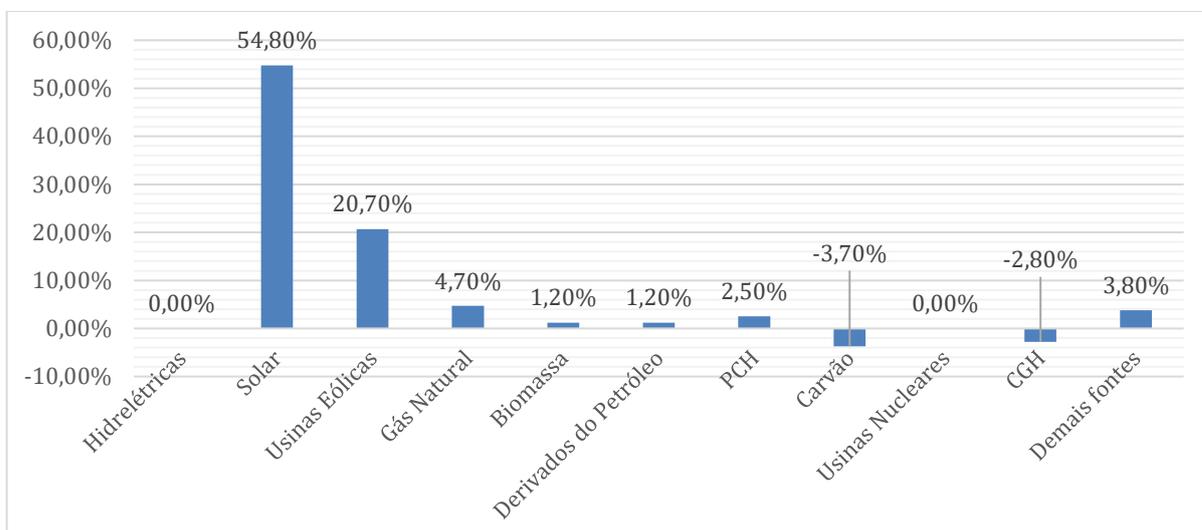
1. INTRODUÇÃO	18
1.1. Objetivo Geral	21
1.2. Objetivos Específicos	22
1.3. Organização do Trabalho de Conclusão de Curso	22
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	24
2.1. Mini e Microgeração Distribuída Solar Fotovoltaica	24
2.1.1. Lei Federal nº 14.300/2022.....	25
2.1.2. Resolução Normativa nº 1.000/2021 da ANEEL.....	26
2.2. Tarifa de Energia Elétrica – Composição Tarifária.....	28
2.2.1. Grupo tarifário	30
2.2.2. Classe Industrial	31
2.2.3. Modalidade Tarifária Horo sazonal Verde (HSV)	32
2.2.1. Tarifa Aplicação	33
2.2.2. Iluminação Pública.....	33
2.2.3. Tributação.....	34
2.2.4. Demanda Contratadas para consumidor em Média Tensão.....	36
2.2.5. Energia e Demanda Reativa.....	37
2.2.6. GD I, GD II e GD III.....	39
2.3. Armazenamento de Energia em Baterias	40
2.3.1. Energy time-shift	41
2.3.2. Bateria de Íon- Lítio.....	42
2.4. Indicadores de Viabilidade Econômica	44
2.4.1. Fluxo de Caixa.....	44
2.4.2. Valor Presente Líquido (VPL)	44
2.4.3. Taxa Interna de Retorno (TIR).....	45
2.4.4. Taxa Interna de Retorno Modificado (MTIR).....	45
2.4.5. Payback Descontado	46
2.4.6. Alternativas de Investimento	46
3. METODOLOGIA	49
3.1. Modelagem da Unidade Consumidora.....	49
3.2. Premissas adotadas para o estudo de viabilidade	52
3.2.1. Premissas para Análise do Faturamento e Consumo.....	53

3.2.2.	Premissas para Análise da Viabilidade da Geração	54
3.2.3.	Premissas para Análise da viabilidade do BESS	59
3.3.	Faturamento base sem alocação de MMGD.....	63
3.4.	Cenário de Economia para SFV – Abatimento de consumo HFP	65
3.5.	Cenário de economia para SFV – Abatimento integral do consumo.....	68
3.6.	Cenário de Economia para SFV – Abatimento integral do consumo utilizando BESS com <i>Energy Time-shift</i>	69
4.	RESULTADOS E DISCUSSÕES	72
4.1.	Faturamento de Consumo Base	72
4.2.	Análise de Custos para implantação de geração para suprimento do consumo no HFP	74
4.3.	Análise de Custos para implantação de Geração para suprimento integral do consumo	78
4.4.	Análise de Custos para implantação de Geração com utilização de BESS para suprimento integral do consumo.....	82
4.5.	Indicadores de Viabilidade Econômica	88
5.	CONCLUSÕES	92
	REFERÊNCIAS	94

1. INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) é caracterizado por pluralidade no contexto de geração. Conforme destacado pelo Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2024 (EPE, 2024), a capacidade instalada de geração centralizada de energia elétrica no Brasil cresceu 9,4% entre os anos de 2022 e 2023. O Gráfico 1 apresenta o percentual médio de crescimento, por setor, no período referido, para diferentes fontes de geração.

Gráfico 1 – Aumento da capacidade instalada de geração centralizada entre 2022 e 2023 por setores

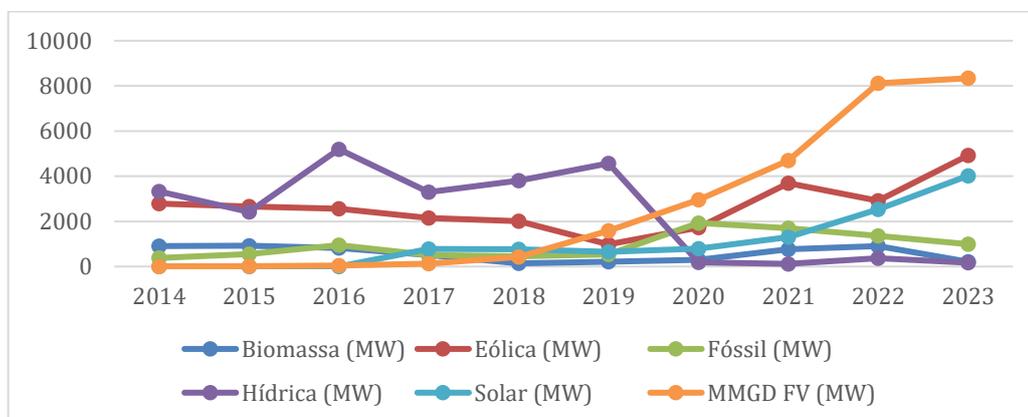


Fonte: EPE (2024)

Este avanço reflete a contínua expansão de fontes não convencionais, que desempenham um papel crucial no aprimoramento da matriz energética nacional. Tais progressos frequentemente demandam inovações tecnológicas para integrar as novas soluções, tanto de forma centralizada quanto distribuída.

Conforme descrito anteriormente, dentre as fontes de energia elétrica mais utilizadas no SEB, há um destaque para as fontes não convencionais, sobretudo, para a Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD) de Sistema Solar Fotovoltaica (SFV). Segundo o acompanhamento da expansão da oferta de geração de energia elétrica e os dados do Power BI de geração distribuída da ANEEL, a MMGD SFV apresentou o maior crescimento percentual nos últimos 10 anos. Esta tendência é demonstrada no Gráfico 2, que detalha o progresso e a crescente adoção desta tipologia de geração no Brasil.

Gráfico 2– Crescimento volumétrico da capacidade instalada de geração pelas principais fontes do SEB nos últimos 10 anos.



Fonte: ANEEL (2024).

A análise do Gráfico 2 evidencia que a MMGD FV apresenta o maior crescimento percentual entre as demais fontes da matriz energética, com uma taxa média de 169,68% entre os anos de 2014 e 2023.

O crescimento significativo da MMGD no Brasil decorre, em grande medida, do aprimoramento regulatório que culminou na formulação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Destaca-se que no ano de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) instaurou o SCEE, através da Resolução Normativa (REN) nº 482/2012, originando o sistema de MMGD, caracterizado pela variabilidade e intermitência de geração de fontes renováveis e de cogeração qualificada. Este sistema permite que o consumidor de energia elétrica se torne também um produtor, fornecendo eletricidade não apenas para seu próprio consumo, mas também para outras unidades consumidoras.

Em 2021, a ANEEL consolidou diversas regras relacionadas aos direitos e deveres dos consumidores de energia elétrica em uma única resolução normativa, a REN nº 1.000/2021. Esta resolução promoveu um avanço significativo nas condições do SCEE e estabeleceu novas limitações de potência para a MMGD.

Com o objetivo de fortalecer o arcabouço regulatório para a geração distribuída, o governo federal sancionou a Lei Federal nº 14.300/2022, que instituiu o marco legal da MMGD, formalizou o SCEE e criou o Programa de Energia Renovável Social (PERS). Esta legislação introduziu, pela primeira vez, o conceito de "armazenamento de energia" no contexto da geração distribuída, representando um avanço tecnológico

que facilita o controle parcial do despacho de energia elétrica, especialmente para fontes intermitentes.

A lei federal nº 14.300/2022 teve repercussão nacional significativa, pois também trouxe mudanças importantes na classificação das usinas de MMGD, criando novas categorias de compensação de faturas de energia elétrica, menos favoráveis ao consumidor. Estas novas classificações, denominadas GD I, GD II e GD III, foram detalhadas na Resolução Homologatória (REH) da ANEEL nº 3.169/2022. Destaca-se que em fevereiro de 2023, as disposições abordadas na Lei Federal 14.300/2022 foram somadas à REN 1.000/2021, a partir da promulgação da resolução normativa nº 1.059/2023 da ANEEL.

As novas determinações elencadas na referida lei federal impulsionaram em novas cobranças aos consumidores, alterando-se o percentual compensável nas tarifas de energia. Com a alteração regulatória estabelecida pelo artigo 27 da 14.300/2022, as novas unidades de geração passaram a ser cobradas segundo as modalidades nele descritas somente para as solicitações de orçamentos de conexão realizadas após 7 de janeiro de 2023 (ANEEL, 2021). Este ajuste regulamentar resultou em uma aceleração na aquisição de sistemas de geração distribuída, já que os consumidores buscaram se beneficiar das condições mais vantajosas de faturamento, especialmente da compensação integral da componente tarifária. Essa circunstância contribuiu significativamente para o crescimento do mercado fotovoltaico de geração distribuída, conforme ilustrado na Gráfico 2.

O aumento tanto da demanda por energia quanto da geração distribuída impulsiona a necessidade de obras na rede de distribuição, que devem seguir o critério de mínimo custo global. Entretanto, quando a integração de novos ativos à rede de distribuição leva a cenários de deterioração da qualidade da energia, resultando em projetos de alto custo financeiro, a viabilidade da implementação pode ser comprometida.

Nesse contexto, a adoção de sistemas de armazenamento de energia próximos aos centros de carga e geração emerge como uma possível solução para assegurar a confiabilidade da rede, flexibilidade operativa, além de contribuir para a redução dos custos de investimento na infraestrutura de distribuição.

No âmbito da MMGD, dois fatores cruciais devem ser considerados na adaptação de sistemas de armazenamento à geração distribuída. Primeiramente, a ANEEL, conforme disposto no § 1º, artigo 73 da REN 1.000/2021, determina que a

injeção de potência de forma reduzida e dinâmica seja avaliada como uma alternativa para mitigar a inversão de fluxo de potência no posto de transformação da distribuidora ou no disjuntor do alimentador. Ou seja, a utilização de sistemas de armazenamento deve ser contemplada no estudo para elaboração de orçamentos de conexão.

Em segundo lugar, a ANEEL está avançando na regulamentação do setor de armazenamento de energia no Brasil. Em dezembro de 2023, a agência lançou a Consulta Pública (CP) 039/2023 para coletar contribuições visando ao aperfeiçoamento do relatório de análise de impacto regulatório sobre a regulamentação para o armazenamento de energia elétrica, incluindo usinas reversíveis. Isso indica que o setor elétrico, está se adaptando à implementação de soluções de armazenamento, com o objetivo de proporcionar benefícios tanto à rede de distribuição quanto ao consumidor final.

Refletindo essa tendência, em junho de 2024, a EPE publicou os estudos do Plano Decenal de Expansão (PDE) de energia 2034, focando na temática da MMDG por trás do medidor. Esses estudos destacam o significativo crescimento da MMDG no Brasil, os impactos tarifários decorrentes da lei federal 14.300/2022, e as vantagens da integração de baterias de íon-lítio com a geração por trás do medidor. Os estudos projetam uma redução nos custos de implementação dessas baterias nos próximos dez anos, que poderá ser ainda mais acentuada pela possível desoneração de tributos nacionais.

Neste contexto, torna-se relevante a realização de estudos de viabilidade para a aplicação de sistemas de armazenamento de energia elétrica por trás do medidor. Esses estudos podem fornecer indicações sobre as oportunidades de investimento e a viabilidade econômica dessa tecnologia, contribuindo para a otimização de capital financeiro e a melhoria da eficiência energética na distribuição de energia.

1.1. Objetivo Geral

A partir das motivações apresentadas, o objetivo central deste trabalho é determinar a viabilidade financeira da aplicação de sistemas de minigeração fotovoltaica com utilização de *Battery Energy Storage System* (BESS) de íon-lítio a serem conectadas atrás do medidor de energia elétrica, cujo objetivo versa sobre a aplicação do *energy time-shift* em uma indústria de produção de tintas na área de concessão da Neoenergia Pernambuco.

1.2. Objetivos Específicos

- Modelar cenários de carga para a UC referida, com dados disponibilizados na Base de Dados de Dados Geográficos da Distribuidora (BDGD) ((ANEEL), 2021);
- Avaliar o custo para implantação de uma minigeração solar fotovoltaica para abatimento do consumo em horário fora ponta;
- Avaliar o custo para implantação de uma minigeração solar fotovoltaica para abatimento do consumo em horário fora ponta e de ponta;
- Avaliar o custo para implantação de uma minigeração solar fotovoltaica com utilização de baterias de íon-lítio com objetivo de redução de consumo no horário de ponta;
- Comparar financeiramente a utilização de sistemas *on-grid* com e sem armazenamento de energia; e
- Comparar ambos sistemas com outras alternativas de investimento financeiro.

1.3. Organização do Trabalho de Conclusão de Curso

O presente trabalho encontra-se estruturado da seguinte forma:

- **Introdução:** Neste capítulo está descrita a motivação da aplicação da pesquisa referente a implementação da MMGD com utilização de baterias e a comparação com outros tipos de investimento;
- **Fundamentação Teórica:** Este capítulo é responsável por trazer à tona os conceitos utilizados para estruturação do trabalho, dividindo-se nas subseções de Mini e Microgeração Solar Fotovoltaica; Tarifa de Energia Elétrica – Composição Tarifária; Armazenamento de Energia; e Indicadores de Viabilidade Econômica;
- **Materiais e Métodos:** Este capítulo refere-se ao procedimento utilizado para elaboração da pesquisa, tal como a modelação do consumidor com base nos dados disponibilizados na BDGD; o dimensionamento dos sistemas de geração para as diferentes tipologias de compensação *on-grid* e a estrutura de cobrança para realização do faturamento e análise da viabilidade;
- **Resultados e Discussões:** Este capítulo versa sobre a apresentação dos dados elencados como fundamentais para realizar o comparativo de custos e a discussão sobre os resultados coletados; e

- **Conclusões:** Por fim, este capítulo abordará os principais resultados da pesquisa, sinalizando a viabilidade de implantação de sistemas *On-Grid* com armazenamento através do *energy time-shift*.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo são descritos os conceitos teóricos que fundamentaram a pesquisa.

2.1. Mini e Microgeração Distribuída Solar Fotovoltaica

A geração distribuída pode ser definida como centrais geradoras de energia elétrica conectadas à rede de distribuição de energia elétrica, independentemente da potência instalada (ANEEL A. N., 2021). No entanto, ao considerar o contexto de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), a resolução normativa nº 1.000/2021 da ANEEL estabelece limites de potência para a caracterização dessas categorias.

De acordo com o inciso XXIX-A do artigo 2º da referida resolução, centrais geradoras conectadas à rede de distribuição com potência instalada em corrente alternada inferior a 75 kW são classificadas como microgeração. Já o inciso XXIX-B do mesmo artigo estabelece que centrais geradoras conectadas à rede de distribuição com potência instalada em corrente alternada superior a 75 kW e inferior a 5 MW, no caso de fontes despacháveis, ou inferior a 3 MW para as demais fontes, são classificadas como minigeração.

Segundo os dados coletados no mapa interativo da ANEEL em 16 de julho de 2024 (SCG, 2021), a geração proveniente de fonte solar fotovoltaica é a que possui maior representatividade no setor de geração distribuída, representando cerca de 99,124% do montante total de geração coletada entre 20 de junho de 2009 e 16 de julho de 2024, abordando um montante superior a 30 GW.

Este fato se dá, pois, a energia provida de fonte solar fotovoltaica, juntamente com a fonte eólica possui custo de investimento e operação menor que as demais fontes, além de maiores subsídios e isenções aplicadas na aquisição dos equipamentos (Instituto Escolhas, 2018).

Na Tabela 1 é apresentada a representatividade dos diferentes tipos de fonte que compõe a MMGD no Brasil.

Tabela 1 – Dados de potência instalada na MMGD.

Combustível	Quantidade de GD	Potência Instalada (kW)	Percentual (%)
Óleo Diesel	1	165,00	0,001%
Lenha	2	2.776,00	0,009%
Resíduos Sólidos Urbanos - RU	6	3.096,80	0,010%
Gás Natural	13	3.101,94	0,010%
Resíduos Florestais	5	6.060,00	0,020%
Casca de Arroz	6	11.656,40	0,038%
Bagaço de Cana de Açúcar	19	12.788,95	0,042%
Gás de Alto Forno - Biomassa	7	12.869,25	0,042%
Biogás - Floresta	21	14.545,90	0,047%
Biogás-AGR	40	16.642,24	0,054%
Cinética do vento	101	17.376,88	0,056%
Biogás - RU	98	45.849,23	0,149%
Biogás - RA	365	58.969,02	0,192%
Potencial hidráulico	72	63.827,17	0,207%
Radiação solar	2.751.521	30.520.561,11	99,124%
Total	2.752.277	30.790.285,89	100,000%

Fonte: ANEEL (2024).

Destaca-se que, conforme apresentado na tabela 01, a geração solar fotovoltaica na geração distribuída, atualmente, é a fonte de maior crescimento em cenário nacional.

Alguns fatores que justificam a adoção do SFV como a principal medida de geração de energia elétrica são a redução de custos aplicados a fabricação dos materiais associados ao projeto, o aumento na confiabilidade dos módulos e fotovoltaicos e a flexibilidade de geração (VIAN, 2021), contribuindo com o fortalecimento do SCEE.

2.1.1. Lei Federal nº 14.300/2022

A lei federal nº 14.300 foi sancionada em 07 de janeiro de 2022 pelo governo federal, e ficou conhecida como o marco legal da geração distribuída. Neste enredo,

conforme citado na seção 1, também trouxe à tona a instituição do SCEE e a criação do PERS. O SCEE representa um mecanismo no qual a energia ativa gerada e injetada na rede de distribuição pode ser utilizada para compensar o consumo de energia elétrica ativa ou ser convertida em créditos de energia para as unidades consumidoras que participam do sistema. Já o PERS possui sua definição atribuída no artigo 36 da referida lei, a qual informa que este se refere a um programa instituído para promover investimentos na instalação de sistemas fotovoltaicos e outras fontes renováveis, seja na modalidade local ou remota compartilhada, voltados para os consumidores da subclasse residencial baixa renda, conforme a Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010 (BRASIL, 2022).

No que se refere ao marco da geração distribuída, a Lei 14.300/2022 trouxe à tona novas regras de tarifárias para unidades participantes do SCEE. O marco legal estabelece uma estrutura de tarifas de uso do sistema elétrico, aplicáveis aos prosumidores (isto é, consumidor e gerador de forma mútua), para garantir a equidade no compartilhamento dos custos de manutenção e operação das redes de distribuição. Anteriormente, esses usuários usufruíam do sistema sem arcar com custos proporcionais, o que gerava desequilíbrios tarifários. Agora, com as disposições do marco legal, os participantes do SCEE contribuem para a sustentabilidade do sistema, ou encontram-se em processo de transição à contribuição até o ano de 2045.

2.1.2. Resolução Normativa nº 1.000/2021 da ANEEL

A REN nº 1.000/2021 da ANEEL, revisada à luz da lei federal 14.300/2022, adaptou suas diretrizes para incorporar as novas exigências legais, abordando, para o público prosumidor, um maior destaque para o cenário do SCEE, face ao crescimento da geração distribuída, conforme apresentado no Gráfico 2. De maneira geral, a referida resolução estabelece as regras de prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica, vinculada aos agentes de distribuição, consumidores, centrais geradoras, agentes importadores e agentes exportadores. Ademais enfatiza-se que esta resolução é complementada tanto pelos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), quanto pelo Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) (ANEEL, 2021).

No que se refere a temática exposta neste trabalho, a REN nº 1.000/2021 da ANEEL é responsável por disciplinar a conduta associada ao SCEE, face às alterações promovida pela lei federal 14.300/2022, e as suas modalidades de geração de energia elétrica.

Quanto as modalidades de geração, a ANEEL apresenta quatro através da REN 1.000/2021, sendo elas:

- Autoconsumo Local;
- Autoconsumo Remoto;
- Geração Compartilhada; e
- Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras com MMGD.

No o inciso I-B do artigo 2º da referida resolução, é descrito que o autoconsumo local refere-se à modalidade em que a energia é gerada por MMGD no mesmo local da carga, sob a titularidade de uma única pessoa física ou jurídica. Nesse caso, todo o excedente de energia e os créditos gerados são compensados exclusivamente pela UC que gerou a energia.

O autoconsumo remoto, segundo o inciso I-A do artigo 2º, é uma modalidade de participação no SCEE em que UCs de titularidade de uma mesma pessoa física ou jurídica, como matriz e filial, podem compartilhar excedentes de energia gerados por MMGD, mesmo que estejam localizadas em locais distintos, desde que sejam atendidas pela mesma distribuidora.

A geração compartilhada, conforme descrito no inciso XXII-A do artigo 2º, é a modalidade em que um grupo de consumidores se organiza por meio de consórcio, cooperativa, condomínio ou outra forma de associação civil, composta por pessoas físicas ou jurídicas. Esse arranjo permite que as UCs participantes compartilhem a energia gerada por MMGD.

Por fim, o inciso XIV-A do mesmo artigo cita que o empreendimento com múltiplas unidades consumidoras com MMGD, refere-se a um conjunto de UCs localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sem separação por vias públicas ou propriedades de terceiros. A MMGD é conectada à UC que atende as áreas comuns do empreendimento, sendo a energia utilizada de forma independente pelas demais unidades. A responsabilidade pela unidade geradora é atribuída ao condomínio, à administração ou ao proprietário do empreendimento.

2.2. Tarifa de Energia Elétrica – Composição Tarifária

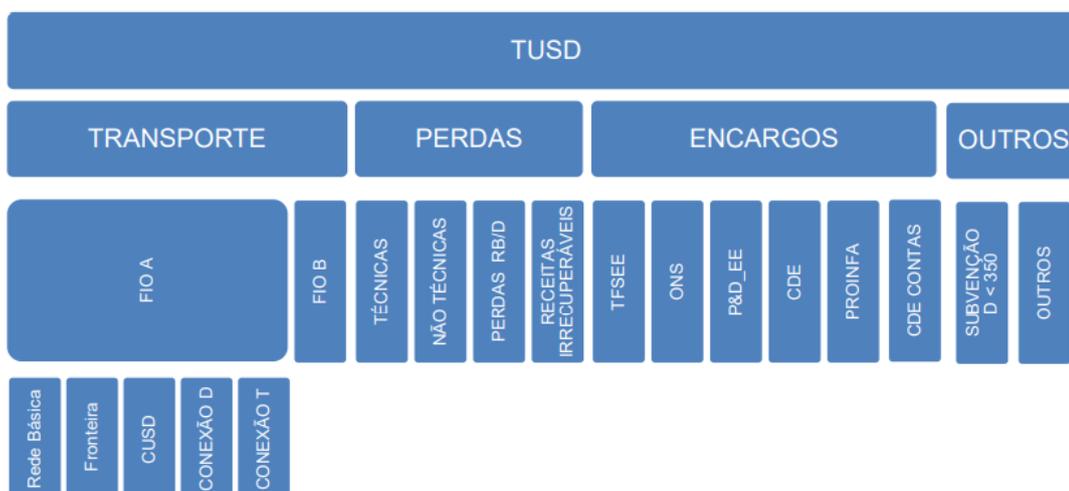
O submódulo 7.1, nomeado de Procedimentos Gerais do Módulo de Estrutura Tarifária das Concessionária de Distribuição referente ao PRORET, em sua versão 2.8 descreve, no item 3, a definição de estrutura tarifária:

3. Estrutura Tarifária é um conjunto de tarifas aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e os postos tarifários. (ANEEL, 2023).

A tarifa de energia elétrica é composta em duas macros componentes, sendo elas a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE). A TUSD refere-se ao valor monetário por MWh que é determinado pela ANEEL para cobrança ao consumidor pela utilização do sistema de distribuição. Já a TE, de forma análoga refere-se a valor cobrado ao consumidor pelo consumo da energia que é definida através do contrato de compra de energia regulada (ANEEL, 2023). A ANEEL frisa que estas componentes apresentam atualização de valor no decorrer dos processos de reajuste e revisão tarifária que ocorrem nas distribuidoras de energia elétrica.

Tanto a TUSD quanto a TE possuem uma subdivisão em suas estruturas, sendo estas as componentes necessárias à composição integral da tarifa. Na Figura 1, é possível verificar os itens que compõem a TUSD:

Figura 1 - Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD



Fonte: ANEEL (2023)

A Figura 1 sinaliza que a TUSD é constituída por componentes de transporte, de perdas, de encargos e outros. Nos parágrafos seguintes, estarão dispostos os descritivos de cada componente citada, conforme o submódulo 7.1 do PRORET.

A TUSD Transporte, é composta por duas parcelas: a TUSD FIO A e a TUSD FIO B. A FIO A refere-se aos custos regulatórios relacionados ao uso de ativos pertencentes a terceiros, como o uso de sistemas de transmissão da rede básica, transformadores de potência com tensão inferior a 230 kV, sistemas de distribuição de outras distribuidoras e conexões às instalações de transmissão ou distribuição. Já a FIO B abrange os custos regulatórios associados ao uso de ativos próprios da distribuidora, compreendendo o Custo Anual dos Ativos (CAA) e os Custos de Administração, Operação e Manutenção (CAOM).

A TUSD Perdas, conforme delineada no Submódulo 7.1 do PRORET, é a parcela da TUSD que visa recuperar os custos regulatórios associados a diferentes tipos de perdas no sistema elétrico. Isso inclui perdas técnicas no sistema da distribuidora, perdas não técnicas, perdas na rede básica decorrentes das perdas regulatórias da distribuidora, além das receitas irrecuperáveis.

A TUSD Encargos, refere-se à parcela da TUSD destinada a recuperar os custos relacionados a diversos encargos setoriais. Esses incluem os investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE), a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), a contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e as quotas da CDE associadas aos empréstimos da Conta COVID e da Conta Escassez Hídrica (CDE Contas).

Por fim, a TUSD Outros diz respeito a custos regulatórios específicos, destacado, principalmente, pela subvenção D < 350, que se refere a subvenção das distribuidoras com mercado próprio anual inferior a 350 GWh.

Para a TE, a ANEEL, mediante o referido submódulo do PRORET, prevê a composição desta parcela, conforme explicitado na Figura 2.

Figura 2 - Funções de Custos e Componentes Tarifários da TE



Fonte: ANEEL (2023)

A composição TE é segmentada em diferentes parcelas conforme descrito no submódulo 7.1 do PRORET.

A parcela de TE Energia refere-se os custos associados à compra de energia elétrica para revenda ao consumidor, abrangendo aquisições realizadas em leilões do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), quotas da usina de Itaipu, geração própria, compras do agente supridor atual e de geração distribuída.

A TE Transporte inclui os custos de transmissão referentes ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu, enquanto a TE Perdas cobre os custos associados às perdas na rede básica de energia.

Além disso, a TE Encargos, por sua vez, cobre os custos com Encargos de Serviços de Sistema (ESS), Encargo de Energia de Reserva (EER), P&D_EE, contribuição sobre o uso de recursos hídricos (CFURH), quotas da CDE relacionadas aos empréstimos das Contas COVID e Escassez Hídrica, desestatização da Eletrobras (CDE ELET) e ao benefício tarifário do Sistema de Compensação de Geração Distribuída (CDE GD).

No que se refere a TE Outros, as observações seguem idênticas às descritas na composição da TUSD Outros.

2.2.1. Grupo tarifário

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nos incisos XXIII e XXIX do artigo 2º da resolução normativa nº 1.000/2021, estabelece os grupos tarifários vigentes em âmbito nacional, classificados como grupo A e grupo B. O grupo A

abrange unidades consumidoras (UCs) atendidas em nível de tensão maior ou igual a 2,3 kV ou atendido por fornecimento subterrâneo, possuindo subgrupos que variam conforme o nível de tensão. A Tabela 2 apresenta, de modo sucinto, o esquemático de subgrupos, por nível de tensão:

Tabela 2 – Subgrupos tarifários do Grupo A

Subgrupo tarifário	Nível de tensão
A1	≥ 230 kV
A2	138 kV $\geq a \geq 88$ kV
A3	66 kV
A3a	44 kV $\geq a \geq 30$ kV
A4	25 kV $\geq a \geq 2,3$ kV
AS	$\leq 2,3$ kV, a partir de sistema subterrâneo.

Fonte: ANEEL (2021).

No contexto da minigeração distribuída, é comum que as UCs sejam atendidas pelos Subgrupos A4 e A3a, devido aos níveis de tensão nominal padronizados para média tensão. O normativo de distribuição intitulado "Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão de Distribuição à Edificação Individual", identificado pelo código DIS-NOR-036 e aprovado em 22/02/2022, estabelece que, para a Neoenergia Pernambuco, o nível de tensão primária nominal é de 13,8 kV, o que enquadra essas UCs no Subgrupo A4.

Por sua vez, o grupo B classifica as UCs conectadas em baixa tensão, ou seja, em níveis e tensão inferiores à 2,3 kV sendo dividido em subgrupos conforme a classe de consumo. O subgrupo B1 representa a classe residencial, enquanto o B2 refere-se ao consumidor de rural, o subgrupo B3 aplica-se as demais classes de consumo, e o Subgrupo B4 é destinado exclusivamente ao setor de iluminação pública.

2.2.2. Classe Industrial

Embora os subgrupos tarifários do grupo B sejam definidos com base nas classes de consumo, estas não se restringem exclusivamente a esse grupo. As

classes de consumo abrangem tanto o grupo B quanto o grupo A, diferenciando-se apenas na forma de cobrança da tarifa. A mudança de classe não altera o valor unitário da tarifa aplicada às UCs do grupo A, cujos custos são determinados pela tensão nominal.

Especificamente quanto à classe industrial, a ANEEL estabelece, no artigo 180 da REN nº 1.000/2021, que todo consumidor cuja atividade esteja classificada na Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE) como industrial, ou que se dedique ao transporte de matéria-prima, insumos ou produtos resultantes do processo industrial, caracterizando-se como uma atividade de suporte sem finalidade econômica própria, deve ser enquadrado na classe industrial.

2.2.3. Modalidade Tarifária Horo sazonal Verde (HSV)

A modalidade tarifária refere-se ao “conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda” (ANEEL, 2021). Esse conjunto de tarifas pode ser aplicado em duas modalidades principais: convencional e horária. Na tarifa convencional, o custo é baseado em uma tarifa única para o consumo, sem variação no valor unitário ao longo do dia.

Em contraste, a tarifa horária diferencia os custos conforme o período do dia, sendo estes: horário de ponta, intermediário e fora de ponta. De acordo com a Neoenergia Pernambuco, o horário de ponta é definido como o período das 18h00 às 20h59, o horário intermediário das 16h00 às 17h59, e o horário fora de ponta das 21h00 às 15h59. Além disso, finais de semana e feriados são considerados como horários fora de ponta para todos os períodos.

Importa ressaltar que a diferenciação tarifária de consumo entre os horários de ponta, intermediário e fora de ponta é aplicável apenas à modalidade tarifária branca, destinada a consumidores de baixa tensão que optam por essa tipologia. No caso dos consumidores do grupo A, apenas dois períodos são considerados: ponta e fora de ponta, pois o horário intermediário é faturado como fora de ponta.

Adicionalmente, para os consumidores do grupo A, há a opção de se enquadrar nas modalidades tarifárias horo sazonal verde ou azul. A modalidade horo sazonal verde apresenta valores distintos de tarifas de consumo para os períodos de ponta e

fora de ponta, com uma única tarifa de demanda contratada aplicável a ambos os períodos.

Por outro lado, a modalidade azul diferencia-se ao apresentar valores distintos tanto para a tarifa de consumo quanto para a tarifa de demanda, aplicando-se diferentes valores para cada um dos períodos tarifários: ponta e fora de ponta.

2.2.1. Tarifa Aplicação

Por se tratar da área de concessão da Neoenergia Pernambuco, os valores que são aplicados à tarifa de energia elétrica encontram-se dispostas na REH Nº 3.325/2024, emitida pela ANEEL. Nela, os valores para o subgrupo tarifário A4 HSV referem-se aos listados na tabela abaixo:

Tabela 3 – Tarifa de aplicação Subgrupo A4 HSV na Neoenergia Pernambuco – REH 3.325/2024 – Sem aplicação das alíquotas de imposto.

Modalidade	Posto	TUSD		TE
		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
Verde	Não se aplica	22,68	0,00	0,00
Verde	P	0,00	1.414,32	511,82
Verde	FP	0,00	87,90	316,73
Geração	Não se aplica	9,50	0,00	0,00

Fonte: ANEEL (2024).

Os valores presentes na Tabela 3, diferem para a tarifa de aplicação TUSD e TE, havendo o indicativo para valoração da demanda em R\$/kW, já para a energia consumida, a base utilizada é R\$/MWh. Em complemento, é válido sinalizar que não estão incluídas nas tarifas as alíquotas de PIS, COFINS e ICMS, tributos que impactam significativamente o custo final da energia para o consumidor.

2.2.2. Iluminação Pública

A constituição da república federativa do Brasil de 1988, determina, em seu artigo 149-A que os municípios podem instituir contribuição para cobertura de custos,

expansão e melhorias no serviço de iluminação pública. Desta forma, a valoração da contribuição com a iluminação pública varia entre os municípios.

Para a cidade de Jaboatão dos Guararapes, a lei municipal nº 1465/2021 aborda o indexador de tabela de iluminação pública, a qual sinaliza que a UC categorizada nos serviços de Indústria com consumo acima de 5.000 kWh deve contribuir com os custos associados à iluminação pública em um montante de R\$ 246,821.

2.2.3. Tributação

No que se refere a aplicação de impostos sobre a fatura de energia elétrica, observa-se a apresentação de 3 alíquotas: ICMS, PIS e COFINS.

2.2.3.1. ICMS

O ICMS refere-se ao imposto dos estados e do Distrito Federal sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços. Segundo a lei estadual nº 15.730/2016, modificada pela lei nº 18.305/2023, a incidência deste tributo aplicado a energia elétrica fornecida pela distribuidora à UC base, refere-se a um montante de 20,5% sobre o valor da tarifa de aplicação.

Ocorre que, em cenário em que uma unidade é participante do SCEE, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), através do Convênio ICMS nº 16/2015 autorizou os estados a isentar o ICMS da energia consumida da rede na mesma proporção da energia compensada. Observa-se:

Cláusula primeira Ficam os Estados do Acre, Alagoas, Amapá, Amazonas, Bahia, Ceará, Espírito Santo, Goiás, Maranhão, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Paraná, Pernambuco, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Rondônia, Roraima, Santa Catarina, São Paulo, Sergipe, Tocantins e o Distrito Federal autorizados a conceder isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. (BRASIL, Convênio ICMS nº 16/2015, 2015)

Com a apresentação que consta na cláusula primeira citada no convênio do CONFAZ, a implementação de UCs ao SCEE, oferece um cenário de maior viabilidade, tendo em vista que haverá isenção do tributo do ICMS sobre a tarifa de

energia elétrica. Em complemento, o referido convênio prevê que a aplicação do benefício está limitada a 1 MW.

2.2.3.2. PIS e COFINS

O Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para Financiamento de Seguridade Social (COFINS) representam duas alíquotas de natureza tributária que também são aplicadas a sistemas de distribuição de energia elétrica. A variação destas alíquotas ocorre mensalmente e referem-se a encargos federais.

Para referência dos valores das alíquotas, aplicar-se-á a média de dados fornecido pela Rio Grande Energia (RGE), a qual a média dos últimos quatro anos apresenta um PIS de 0,92% e COFINS de 4,2231%.

Ao se tratar de MMGD, o artigo 8º da Lei 13.169/2015 prevê uma redução das alíquotas à zero:

Art. 8º Ficam reduzidas a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS incidentes sobre a energia elétrica ativa fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica ativa injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica para microgeração e minigeração distribuída, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. (BRASIL, 2015).

É válido ressaltar que o dispositivo regulatório não prevê limite de potência para aplicação da isenção, devendo ser aplicada a toda unidade que possui MMGD.

2.2.3.3. Aplicação na tarifa

Conforme previsto nas seções anteriores, sabe-se que tributos associados ao PIS, COFINS e ICMS são repassados ao consumidor final mediante valor da tarifa de energia elétrica. Desta forma, observa-se a equação (1) para tarifa com tributos:

$$\text{Tarifa com tributos} = \frac{TUSD + TE}{(1 - ICMS) * (1 - (PIS + COFINS))} \quad (1)$$

Destaca-se que a equação acima aplica-se tanto para cálculo da tarifa para HFP, HP, valor da demanda de carga e demanda de geração, sendo a de geração

sujeita às isenções das alíquotas de PIS, COFINS e ICMS, conforme descontos citados nas seções anteriores.

2.2.4. Demanda Contratadas para consumidor em Média Tensão

A Demanda pode ser compreendida como a média da potência ativa ou reativa, injetada ou requerida em um ponto de conexão. A sua medição é realizada através da integralização dos valores de potência em intervalos de 15 minutos durante o período de faturamento (ANEEL, 2021).

2.2.4.1. Demanda de Consumo

Ao se tratar de uma Unidade Consumidora (UC) pertencente ao grupo A, ou seja, atendida em Média Tensão (MT), a ANEEL prevê que a contratação mínima do Montante de Uso do Sistema de Distribuição para o cenário de carga (MUSDc) deve ser de 30 kW, conforme consta no inciso III do caput do artigo 148 da REN 1.000/2021.

O faturamento para a demanda requerida dar-se pelo produto do maior valor entre a demanda medida e a demanda contratada pelo custo da TUSD de carga, descrita na Tabela 3.

2.2.4.2. Demanda de Geração

Em sequência, para contratação do Montante de Uso do Sistema de Distribuição para o cenário de geração (MUSDg), é comum considerar a potência nominal da central geradora, que será a máxima injetada.

Os artigos 149 e 655-J da REN 1.000/2021 da ANEEL, em conjunto, transcrevem como deve ocorrer o faturamento da demanda para UCs que são contempladas por uma central geradora. Em resumo, entende-se que o faturamento da demanda, quando o MUSDg é superior ao MUSDc, dar-se pela diferença entre ambos os montantes, multiplicado pela TUSD de geração, também sinalizada na Tabela 3.

Ressalta-se que, para valoração da demanda, também se aplica as alíquotas de PIS, COFINS e ICMS, tal como aplicado para as tarifas de consumo de energia elétrica.

2.2.4.3. *Ultrapassagem de demanda*

Caso, no mês de faturamento, seja identificada, no processo de mediação de demanda de consumo de consumidor ou gerador, um valor superior em 5% ao MUSD contratado, a distribuidora deverá aplicar, ao consumidor, uma cobrança por ultrapassagem. No caso de ultrapassagem de demanda de injeção, a ultrapassagem limita-se a 1%. O § 1º do artigo 301 da REN 1.000/2021 enfatiza como deve ser procedida a referida cobrança, a qual consta na equação (2).

$$C_{\text{ULTRAPASSAGEM}}(p) = [DAM(p) - DAC(p)] \times 2 \times VR_{\text{DULT}}(p) \quad (2)$$

DAM (p) representa a demanda medida, já DAC (p) o MUSD contratado e VR_{DULT} (p) representa o valor TUSD, quer seja de carga, quer de geração. O (p) sinaliza o posto tarifário, caso haja distinção em virtude da hora sazonalidade.

2.2.5. *Energia e Demanda Reativa*

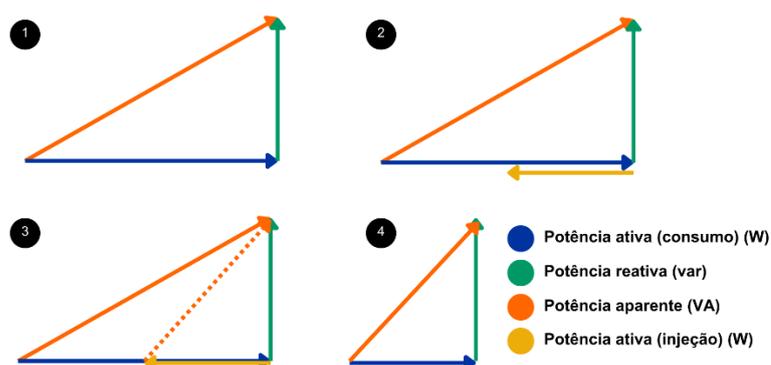
A energia elétrica reativa é “aquela que circula entre os diversos campos elétricos e magnéticos de um sistema de corrente alternada sem produzir trabalho” (ANEEL, 2021). Devido ao fato de não produzir trabalho e, de igual modo, demandar de disponibilidade da rede, faz-se necessários que sejam aplicadas medidas de mitigação de modo a reduzir a quantidade energia elétrica reativa no sistema. Sendo assim o ANEEL determina, no artigo 302 da REN 1.000/2021, que uma UC participante do grupo A, tem, por limite mínimo, um fator de potência de 0,92 indutivo ou capacitivo.

No caso de descumprimento do fator de potência mínimo que deve conter no ponto de conexão, a UC é sujeita ao pagamento da energia e demanda reativa excedente, conforme disposto no artigo 304 da referida resolução normativa.

No contexto da geração distribuída, a energia ativa gerada pelo SFV, quando injetada na rede, reduz a energia ativa demandada da rede de distribuição. Essa redução na demanda ativa impacta diretamente o fator de potência da instalação. Para A Figura 3 apresenta uma representação esquemática do triângulo de potência,

evidenciando o comportamento fasorial resultante da injeção de potência ativa na rede.

Figura 3 – Esquemático para comportamento do sistema com injeção de ativo



Fonte: O Autor (2024).

No primeiro cenário (1), o sistema é apresentado com a potência ativa referente ao consumo de energia elétrica da rede de distribuição, medida em Watt (W), além da energia reativa, expressa em Volt-Ampère Reativo (var), e da energia aparente, representada em Volt-Ampère (VA).

No instante (2), observa-se a injeção de potência ativa na rede de distribuição (em amarelo). Fasorialmente, essa injeção resulta na subtração dos vetores de potência ativa associados ao consumo e à injeção, diminuindo, assim, a potência ativa demandada da distribuidora, conforme ilustrado no cenário (3). Como consequência, ocorre uma nova configuração da potência aparente no sistema.

No último cenário (4), observa-se a formação de um novo triângulo de potência, agora com uma potência ativa reduzida e potência reativa permaneça inalterada. Utilizando conceitos de trigonometria, entende-se que o cosseno do ângulo formado entre a energia aparente e a energia ativa diminui à medida que a potência ativa se reduz. Dado que o fator de potência é definido pela razão entre a potência ativa e a potência aparente, conclui-se que a injeção de potência ativa na rede ocasiona a diminuição do fator de potência da instalação. Por esta questão, deve-se aplicar medidas de mitigação de modo a reduzir a potência aparente no sistema, para que seja verificado, minimamente, o fator de potência de 0,92 estabelecido pela ANEEL.

2.2.6. GD I, GD II e GD III

Com o advento da Lei Federal 14.300/2022, o governo trouxe à tona a criação de novas categorias de compensação de energia elétrica, com condições menos favoráveis para os consumidores, além de estipular, por prazo limite para recepção da compensação integral das componentes tarifárias, o dia 31 de dezembro de 2045, para projetos que são enquadrados como GD I. Esta separação dos tipos de unidades de geração distribuída impulsionou a criação de três categorias, sendo estas a GD I, GD II e GD III.

De forma objetiva, o §2º do artigo 1º da Resolução Homologatória (REH) nº 3.169/2022 da ANEEL descreve as três divisões:

I. GD I: art. 26 da Lei n. 14.300/2022. Conexões existentes ou solicitadas até 7 de janeiro de 2023;

II. GD II: caput do art. 27 da Lei n. 14.300/2022. Conexões solicitadas a partir de 8 de janeiro de 2023, que não se enquadram nas condições da GD III;

III. GD III: § 1º do art. 27 da Lei n. 14.300/2022. Conexões solicitadas a partir de 8 de janeiro de 2023, com potência instalada acima de 500 kW, em fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto ou na modalidade geração compartilhada, em que um único titular detenha 25% ou mais de participação do excedente de energia. (ANEEL, 2022).

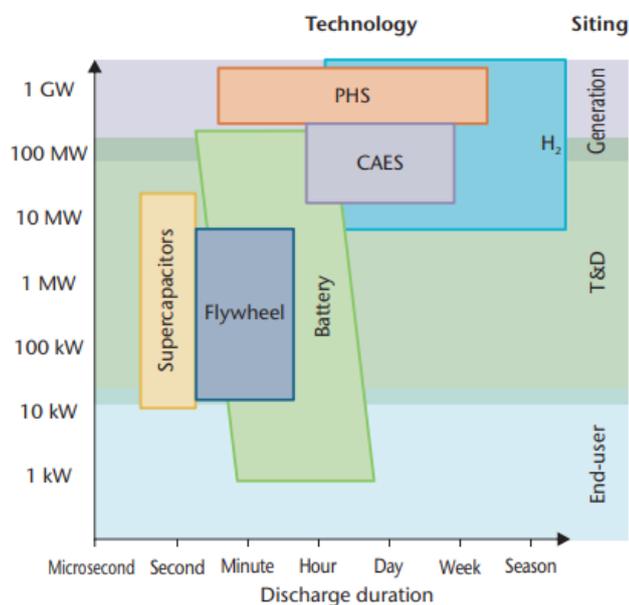
Com estas novas classificações aplicadas, foram definidas diferentes formas de valoração para cada uma das tipologias. A unidade geradora enquadrada como GD I, possui compensação integral das componentes tarifárias até 31 de dezembro de 2045. Já a unidade enquadrada como GD II, de acordo com caput do artigo 27 da Lei Federal 14.300/2022, apresenta uma escalonada incidência de percentuais sobre a energia elétrica ativa compensada, abrangendo componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos, depreciação e custos de operação e manutenção do serviço de distribuição. Esses percentuais começam com 15% em 2023, aumentando progressivamente até 90% em 2028, quando uma nova regra de compensação passa a vigorar a partir de 2029, conforme previsto no artigo 27 da referida Lei. Ou seja, o escalonamento diz respeito a redução gradual da compensação da TUSD Fio B. Quanto a projetos enquadrados como GD III, a redução da compensação é imediata, não havendo-a para 100% da TUSD Fio B, 40% da TUSD Fio A e 100% dos encargos de P&D, EE e TFSEE (Brasil, 2022).

2.3. Armazenamento de Energia em Baterias

Segundo a PSR, o sistema de armazenamento pode ser definido como “equipamentos que armazenam energia em um determinado instante de tempo para que esta seja usada posteriormente quando necessária” (PSR, 2020, p. 13). Essas tecnologias têm aplicações diversas nos setores de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, conferindo flexibilidade e confiabilidade ao sistema elétrico.

A Agência Internacional de Energia (IEA) destaca seis principais tecnologias de armazenamento que podem ser aplicadas no SEB (Hoeven, 2015). Essas tecnologias são apresentadas no Gráfico 3, que ilustra sua utilização nos diferentes setores, conforme a duração de descarga. As tecnologias incluem: armazenamento de energia hidrelétrica bombeada (PHS), armazenamento de energia por ar comprimido (CAES), armazenamento de Hidrogênio (H₂), Armazenamento de Energia por Supercapacitores, armazenamento de energia por baterias, e armazenamento de energia por volante de inércia (*Flywheel*).

Gráfico 3 – Tecnologias do Sistema de Armazenamento



Fonte: IEA (2015)

Observa-se que a bateria é a tecnologia mais generalista dentre as opções apresentadas pela IEA, pois, é a única que possui aplicação no setor de geração de energia elétrica, na transmissão, na distribuição e no consumidor final.

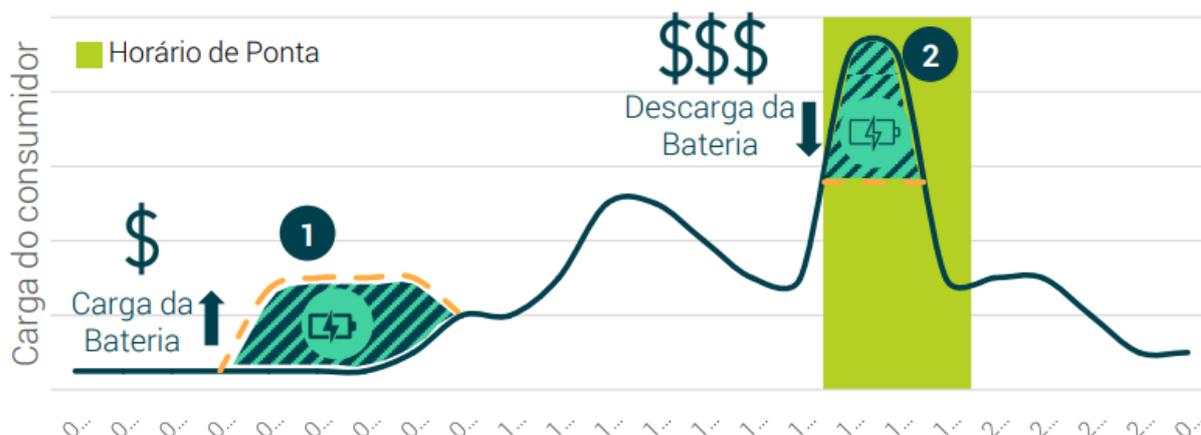
Dentre essas, as baterias, a qual comumente são aplicadas em conjuntos, denominadas de *Battery Energy Storage System (BESS)*, se destacam por sua versatilidade, sendo a única tecnologia que possui aplicações abrangentes nos setores de geração, transmissão, distribuição e no consumidor final.

A GREENER, em seu estudo estratégico sobre o mercado de armazenamento aborda três tipologias para aplicação no setor elétrico, sendo elas a tecnologia *off-grid*, tecnologia atrás do medidor e tecnologia em frente ao medidor. *off-grid* representa a aplicação da geração para sistemas isolados, desconectados da rede de distribuição. Já a tipologia denominada “atrás do medidor”, refere-se as aplicações do BESS para unidade com geração distribuída com possibilidades de realizar o *backup* de energia, redução do pico da demanda (*peak shaving*), gestão do horário do consumo (*Energy time-shift*) e zerar a injeção da GD na rede de Distribuição. Por fim, no que diz respeito a aplicação do BESS em “frente ao medidor”, refere-se a aplicações com objetivo ancilar ao sistema de distribuição, auxiliando na promoção da qualidade da energia e redução de obras de adequação das redes básicas e primárias (GREENER & NEWCARGE, 2021).

2.3.1. Energy time-shift

No contexto da aplicação atrás do medidor de energia, a IEA (U.S Energy Information Administration, 2020) aponta que os sistemas de armazenamento de energia por baterias podem ser utilizados para práticas como *peak shaving* e *energy time-shift*. O *peak shaving* visa a redução da demanda de energia durante períodos de pico, o que pode mitigar a necessidade de expansões estruturais na rede elétrica. Já o *energy time-shift* envolve o carregamento das baterias em momentos de menor custo tarifário e a utilização da energia armazenada durante os períodos de maior custo (Figueredo & Bet, 2016).

Tendo em vista que a aplicação do BESS atrás do medidor foco deste trabalho é o *energy time-shift*, abordar-se-á esta temática com mais detalhes. Na Figura 4, extraída no estudo estratégico da Greener (GREENER & NEWCARGE, 2021) é ilustrada a forma a qual ocorre o processo de arbitragem do consumo.

Figura 4 – Aplicação do *Energy time-shift*

Fonte: Greener (2021)

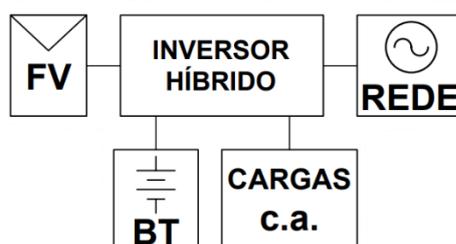
Tratando-se de uma UC pertencente ao grupo A, o momento (1) representa a carga da bateria em posto horário fora de ponta, uma vez que o seu custo é inferior, em comparação ao segundo posto tarifário da tarifa binômica. O momento (2) representa o instante de descarga da bateria no horário de ponta, fazendo com que haja redução no faturamento da UC.

Como o foco do *energy time-shift* neste trabalho é de vinculá-lo à minigeração distribuída, entende-se que o carregamento da bateria, pode ser realizada no momento de pico da geração, isto é, nos horários em que são registradas as maiores incidências solar, reduzindo a quantidade de energia injetada à rede de distribuição, atuando de modo a reduzir os impactos que podem ser ocasionados pela injeção de potência, como por exemplo, a inversão de fluxo de potência.

2.3.2. Bateria de Íon- Lítio

A forma de aplicação de um sistema de baterias em uma solução fotovoltaica conectada à rede de distribuição, requer a utilização de um inversor de potência híbrido, como pode-se observar na Figura 5.

Figura 5 – Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte: Figueredo & Bet (2016)

Em cenários onde bancos de baterias são associados a sistemas de geração distribuída, torna-se crucial selecionar o tipo adequado de bateria para otimizar o desempenho do sistema.

Frente a isso, Cisco (Cisco, 2023), em sua pesquisa relacionada a comparação de diferentes tecnologias de baterias para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, avaliou, a partir do método de decisão multiobjetivo Vikor – que é um método multicritério para auxílio na tomada de decisão – que entre as baterias de íon-lítio, chumbo-ácido e níquel-cádmio, as baterias de íon-lítio apresentaram o melhor desempenho em termos de carga, economia e tomada de decisão ambiental.

Dentre outras vantagens das baterias de íon-lítio, destaca-se a densidade energética, o que reduz o espaço para destinado ao BESS, além disso, possui eficiência entre 85% e 98% e sua vida útil que se varia entre 2 a 8 mil ciclos. Por outro lado, é necessário adotar cuidados adicionais quanto à segurança em sua utilização, devendo-se controlar seus parâmetros operacionais para evitar riscos de combustão (GREENER & NEWCARGE, 2021).

Os principais parâmetros a serem avaliados para a escolha e dimensionamento de um BESS incluem a eficiência do ciclo de carga e descarga, ou *roundtrip efficiency*, que indica a relação entre a energia armazenada e a energia recuperada do sistema, expressando a eficiência do processo; a profundidade de descarga (D.o.D), que se refere à porcentagem da capacidade total da bateria que pode ser utilizada sem comprometer sua vida útil; a energia nominal, que corresponde à quantidade máxima de energia que uma bateria pode fornecer em condições ideais, enquanto a capacidade nominal refere-se à quantidade de carga elétrica que a bateria é capaz de armazenar. A análise criteriosa desses fatores é essencial para garantir que o BESS

seja capaz de atender de forma eficiente às demandas energéticas da carga projetada.

2.4. Indicadores de Viabilidade Econômica

Os indicadores de viabilidade financeira são instrumentos fundamentais para a avaliação da rentabilidade de um investimento, fornecendo parâmetros para a determinação de sua viabilidade ou inviabilidade. No contexto deste trabalho, esses indicadores são aplicados ao estudo de investimentos em sistemas de geração distribuída provenientes de fonte solar fotovoltaica.

Nesta análise, serão examinados os indicadores de fluxo de caixa, Taxa Interna de Retorno (TIR), a Taxa Interna de Retorno Modificada (MTIR), o *Payback* Descontado e o Valor Presente Líquido (VPL). No cenário de avaliação serão aplicados à índices de atratividade conhecidos no mercado financeiro, como a taxa SELIC, o Certificado de Depósito Interbancário (CDI), o Tesouro Pré-Fixado, o Tesouro IPCA+ e o Tesouro SELIC.

Tal abordagem permitirá uma análise de atratividade econômica para da Geração Distribuída de SFV relacionadas à métricas financeiras conhecidas no mercado.

2.4.1. Fluxo de Caixa

O fluxo de Caixa pode ser definido como fluxo de entradas e saída de dinheiro no decorrer do tempo (MATHIAS & GOMES, 2013). Portanto, em um cenário de investimento, este fluxo pode ser compreendido como avaliação dos gastos e economias que foram providas através do investimento inicial.

Este indicador é fundamental para determinação dos demais abordados neste trabalho, uma vez que seu valor apresenta visualmente as condições financeiras do projeto ao longo do tempo. Ele possibilita a análise da viabilidade econômica do investimento.

2.4.2. Valor Presente Líquido (VPL)

O VPL é caracterizado por atualizar todos os valores descritos no fluxo de caixa para o valor presente, no momento da realização do investimento. Para que este fato se proceda, faz-se necessário que seja definida uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA), que será a referência para análise do investimento (Montanhini, 2008).

A equação (3) apresentada a seguir ilustra a forma como se deve obter o VPL:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{\text{Fluxo de caixa}_t}{(1 + TMA)^t} - \text{Investimento inicial (CAPEX)} \quad (3)$$

Com isso, sabe-se que um VPL zerado, representa que o fluxo de caixa obtido não foi suficiente apenas para suprir o investimento inicial, o que representa uma inviabilidade de aplicação, uma vez que não haverá retorno esperado, considerando a TMA. Por outro lado, um VPL positivo sugere que o investimento é viável, pois gera um retorno superior ao esperado. Em contraste, um VPL negativo indica que o investimento não é atrativo, resultando em prejuízo, já que o fluxo de caixa é inferior ao investimento realizado.

2.4.3. Taxa Interna de Retorno (TIR)

A TIR representa a taxa necessária para que haja suprimento do investimento inicial realizado, ou seja é a taxa que satisfaz a equação (4), que sinaliza um VPL nulo.

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{\text{Fluxo de caixa}_t}{(1 + TIR)^t} - \text{Investimento inicial (CAPEX)} \quad (4)$$

Na equação acima, t representa o ano da análise do fluxo de caixa, enquanto o ano limite da análise.

Para SFV, a TIR auxilia a avaliar a lucratividade do investimento. Uma TIR alta indica que o projeto é potencialmente mais lucrativo, enquanto uma TIR baixa pode indicar que o projeto é menos atraente financeiramente. Em um vislumbre comparativo à TMA, a viabilidade é identificada para os casos em que a TIR supera a TMA indicada para análise.

2.4.4. Taxa Interna de Retorno Modificado (MTIR)

A MTIR é uma evolução do cálculo da TIR, ajustada para refletir de forma mais precisa a realidade financeira dos investimentos. Enquanto a TIR determina a taxa de

retorno que torna o VPL igual a zero, assumindo que os fluxos de caixa gerados ao longo do tempo são reinvestidos à própria TIR, a MTIR considera que esses fluxos podem ser reinvestidos à taxa de oportunidade, geralmente representada pela TMA. Esse ajuste torna a MTIR uma medida mais realista, pois reflete uma taxa de reinvestimento condizente com as condições de mercado, não presumindo uma taxa idealizada como a TIR faz.

Para cálculo da MTIR, Caixe (2023) aplica em uma raiz enésima a razão do valor futuro, representado pela atualização do fluxo de caixa, pelo CAPEX, que pode ser abordado também como fluxo negativo. Após a extração do valor da raiz enésima, subtrai-se o valor unitário, se obtendo a MTIR:

$$MTIR = \sqrt[n]{\frac{\sum_{t=1}^n Fluxo\ de\ caixa_t \times (1 + TMA)^t}{Investimento\ inicial\ (CAPEX)}} - 1 \quad (5)$$

Comumente o valor apresentado pela MTIR é inferior ao da TIR, apresentado um cenário mais realístico quanto a rentabilidade periódica do projeto.

2.4.5. Payback Descontado

O Payback Descontado é uma métrica utilizada para determinar o tempo necessário para recuperação de um capital investido, a qual considera-se a TMA para avaliação do valor presente dos fluxos de caixa futuros (Rezende, 2017).

O valor do *payback* descontado é identificado no momento em que o VPL acumulado dos fluxos de caixa se iguala ao valor do investimento inicial, sinalizando que o projeto começou a gerar retorno financeiro.

2.4.6. Alternativas de Investimento

Um dos objetivos específicos deste trabalho de conclusão de curso é comparar os investimentos simulados para implantação dos SFV, considerando cenários com e sem a integração de baterias de íon-lítio instaladas atrás do medidor.

A forma de comparação com outras alternativas de investimento baseia-se na adoção da taxa mínima de atratividade equiparada a outras fontes de aquisição de

renda. Para isso, foram avaliadas cinco fontes para análise, sendo elas o Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC), o Certificado de Depósito Interbancário (CDI), o tesouro pré-fixado, o tesouro de Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)+ e, por último, o tesouro SELIC.

Segundo o Banco Central do Brasil (BCB), a taxa SELIC “é a taxa básica de juros da economia, que influencia outras taxas de juros do país, como taxas de empréstimos, financiamentos e aplicações financeiras” (Banco Central do Brasil, 2024), sendo o principal instrumento de controle de inflação. Com base nos dados fornecidos no BCB, a taxa SELIC está contemplada no montante de 10,5% a.a., sendo considerada uma opção de investimento de baixo risco, uma vez que acompanha a taxa básica de juros nacional.

Atualmente, com valor de 10,4% a.a., o fundo DI representa a taxa de referência utilizada nas transações de empréstimos entre instituições financeiras, comumente utilizada como indicador de rendimento de investimentos depositados, com valor próximo ao da taxa SELIC.

O tesouro pré-fixado possui valor fixo desde o momento da realização do investimento, ou seja, o investidor possui ciência do montante que irá receber ao vencimento da aquisição do título, sem sofrer influência da inflação, logo, é a forma de investimento mais segura para se fazer. Segundo o portal do tesouro direto (2024), o título tesouro pré-fixado está com rentabilidade anual de 11,68% a.a.

Por fim, tanto o tesouro IPCA+, quanto o tesouro SELIC, são títulos compostos por uma parcela fixa e uma variável. A parte variável oscila de acordo com os juros nacionais, que influenciam na valoração do IPCA e da SELIC, podendo corroborar para uma maior ou menor rentabilidade. Para o tesouro IPCA+, valor da rentabilidade atual, é do valor do IPCA + 6,07%, já para o tesouro SELIC, é previsto o valor da taxa SELIC +0,0756% (BRASIL, 2024).

Destaca-se que títulos de tesouro citados anteriormente possuem diferentes rentabilidades anuais, a depender do ano de vencimento. Todavia, apresentam similaridade na valoração, fato este que ocasionou apenas a sinalização dos percentuais para o tesouro pré-fixado 2027, tesouro IPCA+ 2029 e tesouro SELIC 2027.

Com o objetivo de tornar visual a rentabilidades das referidas alternativas de investimento, optou-se pela estruturação da Tabela 4.

Tabela 4 – Quadro de rentabilidade por alternativa de investimento

Título	Rentabilidade a.a.
SELIC	10,5000%
Fundo DI	10,4000%
Tesouro pré-fixado	11,6800%
Tesouro IPCA+	9,6075%
Tesouro Selic	10,5756%

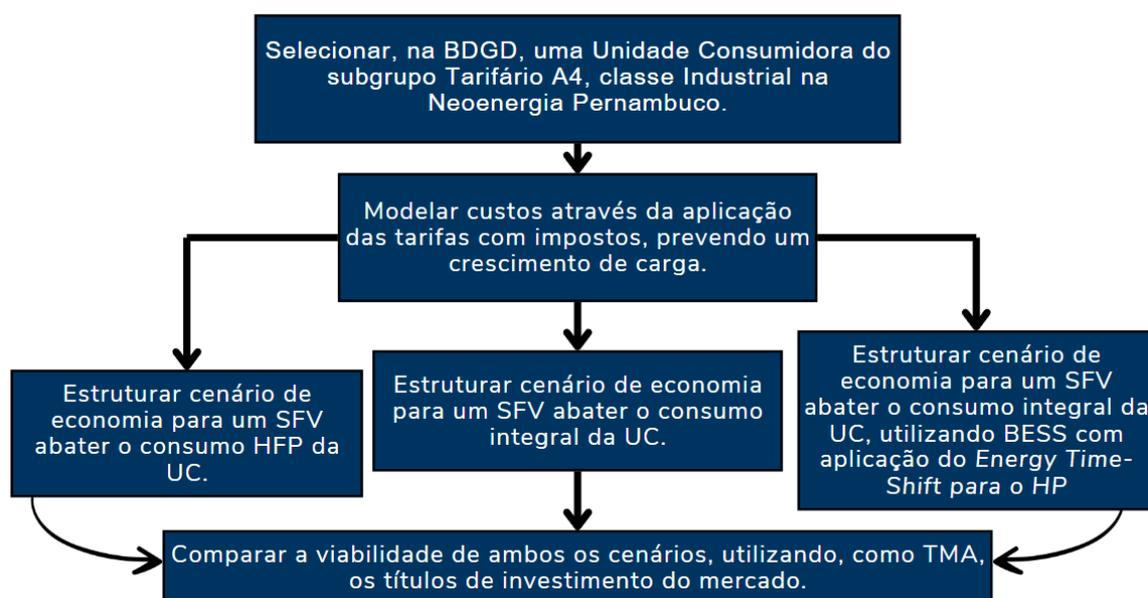
Fonte: O Autor (2024).

Vale ressaltar que o valor do IPCA é sinalizado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

3. METODOLOGIA

Neste capítulo, serão descritos os métodos utilizados para alcançar os objetivos deste trabalho. Primeiramente, será apresentada a modelagem da unidade consumidora, seguida das premissas adotadas para a avaliação do consumo, da geração e dos faturamentos ao longo de um período de 30 anos. Além disso, será realizado o dimensionamento dos investimentos necessários para os três cenários propostos na introdução: o primeiro cenário contempla um sistema de geração destinado a suprir o consumo no Horário Fora de Ponta (HFP); o segundo considera o suprimento tanto no Horário de Ponta (HP) quanto no HFP; e o terceiro cenário aborda o suprimento no HFP, com a aplicação do *energy time-shift* para o consumo no HP, utilizando BESS de íon-lítio alocadas atrás do medidor. Um resumo do procedimento adotado é apresentado na Figura 6.

Figura 6 – Fluxograma da metodologia aplicada no trabalho.



Fonte: O Autor (2024).

3.1. Modelagem da Unidade Consumidora

Para a condução da análise de viabilidade, foi necessário selecionar a Unidade Consumidora (UC) a ser avaliada. A escolha foi baseada em dados fornecidos pela ANEEL, obtidos através da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD),

disciplinada conforme estipulado na seção 10.1 do anexo X da resolução normativa ANEEL nº 956/2021.

A definição da UC seguiu um conjunto de premissas, visando a realização do estudo de viabilidade para um consumidor do subgrupo tarifário A4 HSV, situado na área de concessão da Neoenergia Pernambuco, com características de consumo e demanda adequadas. As premissas adotadas foram:

- Subgrupo Tarifário: A4;
- Modalidade Tarifária: Horo sazonal Verde;
- Classe de Consumo: Industrial;
- Área de Concessão: Neoenergia Pernambuco;
- Nível de Tensão: 13,8 kV;
- MUSD Contratado: 500 kW; e
- Período de medições: Ciclos completo de 12 meses.

Considerando essas premissas, foi escolhida como objeto de análise uma UC localizada no município de Jaboatão dos Guararapes, em Pernambuco, classificada pelo Código Nacional de Atividades Econômicas (CNAE) como uma indústria de produção de tintas.

Na Tabela 5 estão apresentadas as informações obtidas na BDGD para a referida UC.

Tabela 5 – Dados de demanda e consumo medidos.

MÊS	DEMANDA MEDIDA (kW)	CONSUMO TOTAL (kWh)
Janeiro	514,08	219.369,36
Fevereiro	524,16	157.141,74
Março	520,79	185.296,02
Abril	514,08	202.520,01
Maio	456,96	185.017,14
Junho	483,84	181.838,16
Julho	453,60	196.681,12
Agosto	483,84	193.381,19
Setembro	472,08	214.980,21
Outubro	547,66	206.716,36
Novembro	519,12	214.755,62

Dezembro	477,12	211.676,89
Média	497,28	197.447,82

Fonte: ANEEL (2024).

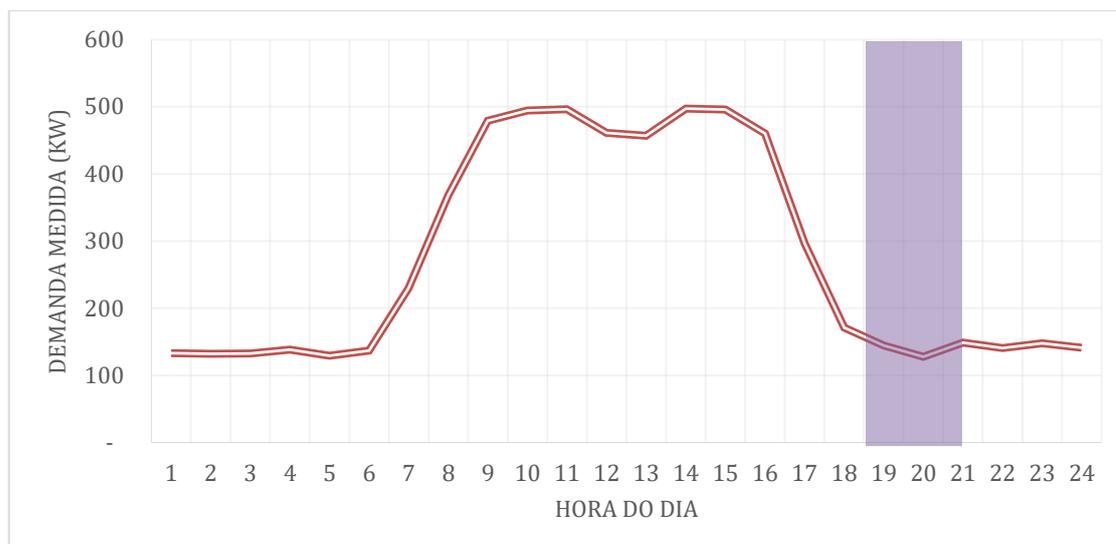
Verifica-se na Tabela 5 que a demanda média para a UC é de 497,28 kW, o consumo médio mensal é de 197.447,82 kWh, e o consumo total anual é de 2.369.373,82 kWh para o primeiro ano de análise.

Entende-se que os dados coletados não possuem o nível de detalhamento necessário para realização do estudo de viabilidade demandado neste trabalho, posto isso, novas premissas precisaram ser somadas aos dados fornecidos, possibilitando uma estruturação das características de consumo da UC.

Em 2021, a ANEEL iniciou o processo de audiência pública nº 02/2021, com o objetivo de obter subsídios para o aprimoramento da proposta de revisão tarifária periódica da Neoenergia Pernambuco (ANEEL, 2021). Nos documentos disponibilizados, foi apresentada uma relação de curvas típicas de consumo para cada classe de consumidores, subdividida por subgrupo tarifário. Especificamente para o consumidor industrial do subgrupo tarifário A4, foram apresentadas 14 curvas, representando o consumo médio de padrões distintos de consumidores dessa categoria.

A análise destas curvas, em conjunto com os dados de demandas medidas, permitiu uma avaliação detalhada de cada uma delas e sua adaptação ao perfil real de consumo, para identificar a curva que mais se assemelha a UC requerida. Para tanto, foi considerado que as curvas apresentavam o mesmo comportamento ao longo de todos os dias do ano. Assim, foi aplicada uma relação proporcional entre a máxima demanda medida e a máxima demanda indicada no dia da modelagem de curvas típica. A partir desta análise, foi identificada a curva denominada CT-055 como aquela que apresentava a menor distorção em relação ao consumo real UC base, a qual foi contabilizada uma discrepância percentual de apenas -4%. No Gráfico 4 é possível visualizar a curva média de consumo estipulada para a UC base.

Gráfico 4 – Curva média de consumo para UC base adaptada à curva CT-055.



Fonte: O Autor (2024).

O gráfico apresentado ilustra a relação da demanda de energia elétrica ao longo de um dia, medida kW. A partir da curva, observa-se que o maior volume de consumo está concentrado no intervalo de tempo compreendido entre as 6 h e as 18 h. Ademais, no gráfico, destaca-se o faixa lilás, que corresponde ao Horário de Ponta (HP). Neste período, o consumo de potência representa 6,76% do consumo total diário de energia.

Por fim, com base nas informações referentes ao consumo total, ao comportamento do consumo ao longo do dia, às demandas medidas, e ao percentual de consumo no HP, conclui-se que, agora, existem dados suficientes para a estruturação do modelo de faturamento adequado para o consumidor em análise, tendo em vista que a replicação do processo pode ser adotada para todos os 12 meses.

3.2. Premissas adotadas para o estudo de viabilidade

Para estruturar o faturamento da UC e realizar o estudo de viabilidade para os três cenários de geração mencionados na seção 1.2, foram estabelecidas algumas premissas, descritas a seguir:

Conforme indicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em suas contribuições à audiência pública ANEEL N° 001/2019, devido à vida útil dos sistemas fotovoltaicos ser igual ou superior a 25 anos, o prazo ideal para a análise de estudos

de viabilidade é de 30 anos (EPE, 2019). Portanto, todas as análises abordadas neste trabalho considerarão um horizonte temporal de 30 anos.

Outro ponto relevante refere-se à aplicação das tarifas pela ANEEL, a qual determina que cobrança horo sazonal, para consumidores do grupo A, deve ser aplicada apenas em dias úteis, enquanto os dias especiais (feriados e finais de semana) são contemplados com a tarifa monômnia, equivalente à composição tarifária para o HFP. Para aplicação dessas condições, consideram-se como feriados os seguintes dias: terça-feira de Carnaval, sexta-feira da paixão, Corpus Christi, Confraternização Universal, Tiradentes, Dia do Trabalhador, Independência do Brasil, dia de Nossa Senhora Aparecida, dia de Finados, Proclamação da República e Natal (ANEEL, 2022). Ao avaliar os dias especiais dos próximos 30 anos, observa-se que, em média, 31,01% dos dias de um ano são considerados dias especiais. Consequentemente, 68,99% do ano é faturado com base na tarifa horo sazonal, enquanto 31,01% é faturado com a tarifa monômnia.

A seguir, serão detalhadas as premissas de acordo com o objeto de avaliação: premissas para o Faturamento da UC com base nos dados de faturamento e consumo, premissas para o estudo de viabilidade da geração, e premissas para o estudo de viabilidade do BESS.

3.2.1. Premissas para Análise do Faturamento e Consumo

No que se refere à previsão de crescimento das tarifas de energia elétrica na área de concessão da Neoenergia Pernambuco, verificou-se uma tendência de aumento com base nos últimos cinco anos de processos tarifários. Analisando os componentes tarifários dispostos nas Resoluções Homologatórias (REH) Nº 1.858/2015, Nº 1.885/2015, Nº 2.067/2016, Nº 2.226/2017, Nº 2.388/2018, Nº 2.535/2019, Nº 2.683/2020, Nº 2.861/2021, Nº 3.032/2022, Nº 3.055/2022, Nº 3.195/2023 e Nº 3.325/2024, foi possível identificar um crescimento médio de 5% nos valores das componentes tarifárias. A decomposição desse percentual por componente está detalhada na Tabela 6.

Tabela 6 – Percentual de crescimento anual das componentes tarifárias.

Componente	Percentual de Crescimento anual
------------	---------------------------------

A4 - TUSD FP	7,07%
A4 - TUSD P	3,86%
A4 - TE FP	4,18%
A4 - TE P	3,73%
A4 - TUSD Demanda	6,25%
A4 - TUSD Geração	3,67%
A4 - TUSD Demanda reativa	6,25%

Fonte: O Autor (2024).

Ao considerar essas componentes nos cálculos de faturamento, deve-se avaliar, individualmente, cada um dos percentuais de crescimento apresentados.

Além disso, no cenário de avaliação das faturas, foi considerado o crescimento da carga industrial em 2,9% ao ano (a.a.), conforme abordado pela EPE no documento nomeado de “previsão de carga para o planejamento anual da operação energética 2024-2028” (EPE, 2024).

Devido ao crescimento do consumo energético, prevê-se um aumento proporcional para a demanda medida. Com isso, ciente de que a adequação da demanda contratada será necessária, independente da implantação do SFV, adotar-se-á que estas adaptações não estão inseridas nos custos operacionais da UC. Frente a isso, para os estudos, será considerada como limite para pagamento de excedente de demanda o montante identificado no ano base.

Em continuidade, vale destacar que, em relação as bandeiras tarifárias, que não será levada em consideração a sua variação, sendo a bandeira constante para os próximos 30 anos, como bandeira tarifária verde.

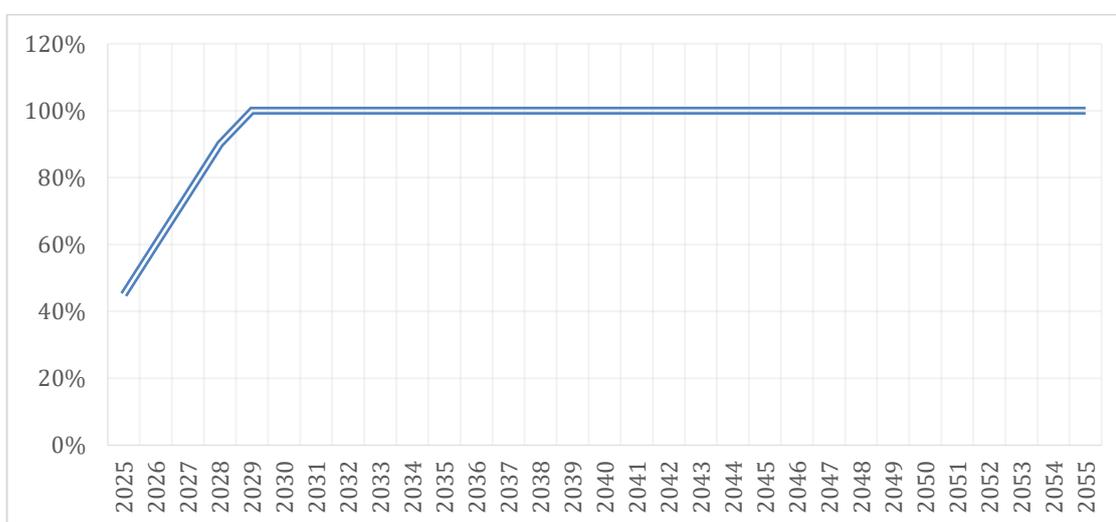
Quanto aos tributos, as alíquotas de PIS, COFINS e ICMS seguem o estabelecido na seção de tributos da fundamentação teórica, sendo de 0,92%, 4,2231% e 20,5%, respectivamente.

3.2.2. Premissas para Análise da Viabilidade da Geração

O artigo 27 da Lei Federal 14.300/2022, conforme discutido na fundamentação teórica deste trabalho, estabelece, para as unidades classificadas como GD II, a aplicação escalonada de percentuais sobre a energia elétrica ativa compensada. Esses percentuais incidem sobre as componentes tarifárias, que incluem a remuneração dos ativos, a depreciação, além dos custos de operação e manutenção

do serviço de distribuição. O escalonamento começa com uma incidência de 15% em 2023, aumentando progressivamente até 90% em 2028, ano em que uma nova regra de compensação será implementada a partir de 2029. Portanto, visando uma avaliação conservadora, diante da ausência do indicativo percentual a ser adotado a partir de 2029, devido a não realização do encontro de contas da ANEEL, considerar-se-á 100%. O Gráfico 5 apresenta visualmente o escalonamento percentual de participação tarifária referida a TUSD Fio B em HP.

Gráfico 5 – Escalonamento do percentual de participação do Fio B.



Fonte: O Autor (2024).

Vale frisar que, para o estudo de viabilidade, já é considerado uma participação de 45% inicialmente, tendo em vista que a análise leva em consideração o início de injeção para o ano de 2025.

Partindo-se para as premissas relacionadas a geração fotovoltaica, faz-se necessário indicar como se deve proceder com o dimensionamento da potência pico de geração necessária para atendimento à carga. Para isso, Abreu (2023) declara que a Potência a ser instalada em kWp é determinada pela equação (6):

$$P_p = \frac{E_g \times G_{sol}}{T_e \times N_R} \quad (6)$$

Em que P_p representa a potência em kWp (potência máxima advinda dos módulos fotovoltaicos), E_g representa a média de consumo diário em kWh, G_{sol} refere-se a irradiância de referência, que é dada por 1 kW/m², T_e é a irradiação solar diária em kWh/m². dia e, por fim, a N_R representa o fator eficiência do sistema.

Para a irradiância solar diária, destaca-se que o valor adotado é de 5,46 kWh/m².dia, que se refere ao valor médio para a cidade de Jaboatão dos Guararapes-PE, conforme disponibilizado por CRESESB (2014), centro de referência desenvolvido pela Eletrobrás CEPEL.

Carvalho & Lage (2019) afirma que, para um sistema típico o somatório de perdas está entre 18% e 24%, logo, utilizou-se o valor intermediário como premissa para o sistema, isto é, 21%. Portanto, o fator de eficiência representa 79%, devido a subtração das perdas no rendimento.

Com relação aos custos do SFV, adotou-se o valor de 3,27 R\$/Wp, considerando que o sistema a ser instalado será em solo. Esse informe é disponibilizado em Greener (2024), através do estudo estratégico publicado em março de 2024, referente a uma pesquisa de mercado com mais de 5 mil empresas integradoras no Brasil.

Em relação aos cenários de obras de adequação, considera-se um investimento nulo para melhorias na rede elétrica da UC em análise. Essa decisão fundamenta-se nas informações fornecidas pela Neoenergia Pernambuco, por meio do sistema GODEL Conecta, desenvolvido pela SINAPSIS Energia (2024) . Segundo esses dados, a rede elétrica existente apresenta condições adequadas para a conexão imediata da UC, utilizando o alimentador PZR_01P5, da Subestação PZR, que dispõe de uma capacidade de potência disponível de 1,33 MW, como evidenciado na Figura 7.

Figura 7 – Esquemático de Sistema de Distribuição via GODEL Conecta.



Fonte: SINAPSIS Energia (2024).

Na Figura 7, é possível verificar o esquemático do sistema de distribuição em que, além da conexão imediata disponibilizada na alternativa 1 de conexão, existem outras possibilidades, a qual sinalizam necessidade de obras para o escoamento de potência. Apesar das alternativas apresentadas, é válido frisar que as informações disponibilizadas pelo GODEL Conecta servem para auxiliar na identificação de rede disponibilizada, mas não substituem os estudos a serem realizados no processo de solicitação de orçamento de conexão ou orçamento estimado.

Para a determinação da economia gerada na análise de viabilidade do sistema dimensionado, mais premissas foram estabelecidas conforme definido pela (EPE, 2022). Essas premissas são essenciais para a análise dos custos e da viabilidade dos SFV e serão descritas a seguir:

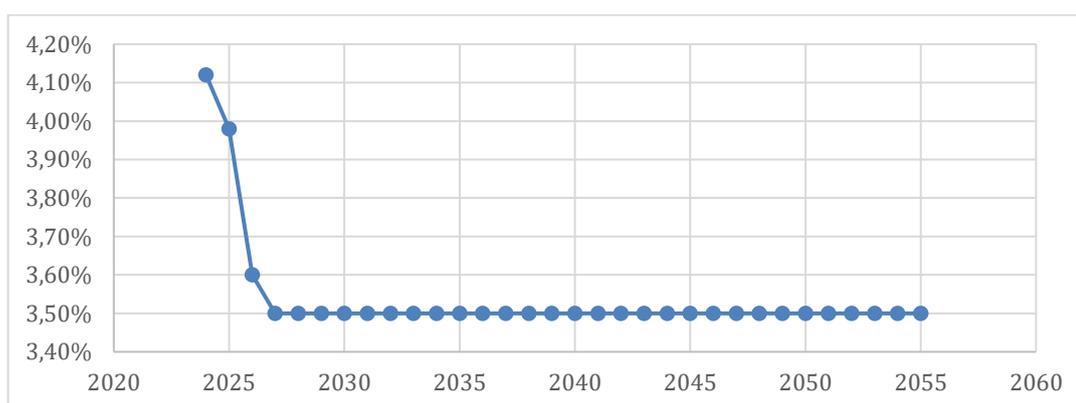
- **Degradação Anual da Geração:** Considera-se uma taxa de depreciação anual da capacidade de geração do sistema de 0,50% a.a.. Esta taxa reflete a redução gradual na eficiência de produção de energia ao longo do tempo, característica típica dos módulos fotovoltaicos.
- **Custo de Manutenção do SFV:** O custo de manutenção anual do SFV é estimado em 1,00% a.a. Este custo é categorizado como *Operating Expenditure* (OPEX), que representa as despesas operacionais necessárias para manter o sistema em pleno funcionamento.

- **Redução dos Custos dos Equipamentos:** Até 2030, projeta-se uma redução anual de 2,90% nos custos dos equipamentos do SFV. A partir de 2031, essa taxa de redução será ajustada para 1,50% a.a. Esta previsão de queda de preços se baseia na evolução tecnológica e nas economias de escala associadas à produção de equipamentos fotovoltaicos.
- **Substituição do Equipamento Inversor:** É necessário prever a substituição do inversor a cada 10 anos de operação. O custo dessa substituição corresponde a 15% do *Capital Expenditure* (CAPEX), que se refere aos custos iniciais relacionados à aquisição do sistema fotovoltaico. O CAPEX engloba todas as despesas de investimento inicial.

Apesar da expectativa de redução nos custos dos equipamentos ao longo dos anos, considera-se uma atualização desses valores conforme o IPCA. Este ajuste inflacionário é relevante para manter a precisão dos cálculos de viabilidade econômica ao longo do tempo.

Para os valores do IPCA, entre os anos de 2024 e 2027, utilizou-se o valor previsto pelo relatório de mercado fornecido pelo BCB e, para os anos seguintes, replicou-se o valor previsto para 2027, resultando nos percentuais apresentados no Gráfico 6.

Gráfico 6 – Percentuais do IPCA



Fonte: IBGE (2024).

O eixo das abscissas representa um espaço amostral de 31 anos, sendo o ano atual somado a 30 anos para realização do estudo de viabilidade, já o eixo das ordenadas sinaliza o percentual do IPCA.

Além disso, conforme discutido na fundamentação teórica, a instalação de um sistema de geração de energia que injeta potência ativa na rede de distribuição pode levar à redução do fator de potência da instalação. Para mitigar esse efeito, torna-se necessária a implementação de uma medida corretiva para reduzir a potência reativa do sistema, assegurando que o fator de potência permaneça em 0,92.

Considerando que a UC analisada neste estudo é uma indústria, assume-se que já exista um sistema de compensação de potência reativa instalado. Portanto, foi estabelecido como premissa que o fator de potência da instalação, antes da conexão do SFV, atendia aos parâmetros regulamentares definidos pela ANEEL, mantendo-se em 0,92.

Dado o impacto do SFV no fator de potência, a viabilidade do sistema também incluirá a correção desse fator na UC, que poderá ser realizada por meio da instalação ou adaptação de um banco de capacitores automático. Para efeitos de cálculo, considera-se que a vida útil desse banco de capacitores seja de 5 anos, conforme indicado por (Veloso & Camargo, 2017). Os valores aplicados para o Banco de Capacitores também considerarão a atualização de custos pelo IPCA.

3.2.3. Premissas para Análise da viabilidade do BESS

Para avaliação das premissas associadas ao BESS, realizou-se um levantamento em sete lojas virtuais de baterias do Lítio-Ferro-Fosfato (LiFePO₄) para que fosse avaliada a relação de R\$/kWh e a profundidade de descarga, do inglês *Depth of Discharge* (D.o.D.) médio para realização do estudo de viabilidade. As informações quanto a pesquisa, seguem disponibilizados na Tabela 7.

Tabela 7 – Pesquisa de Mercado para levantamento de R\$/kWh e D.o.D.

Modelo	Loja	Valor	Energia Nominal	R\$/kWh	D.o.D
RBT12200LFP-RBM-TS-US - RENOY	RENOY	R\$ 7.233,43	2,713 kWh	R\$ 2.666,21	80%
BASEN GREEN - 51.2V 230AH	Basen Green	R\$ 16.095,17	11,7 kWh	R\$ 1.375,66	80%
BASEN GREEN - 51.2V 100AH	Basen Green	R\$ 8.746,86	5 kWh	R\$ 1.749,37	80%
BASEN GREEN - 51.2V 200AH	Basen Green	R\$ 15.218,96	10 kWh	R\$ 1.521,90	80%
Unipower – UPLFP48 - 100ah	Leroy Merlin	R\$ 9.676,13	4,8 kWh	R\$ 2.015,86	90%

48MSL100 - 100Ah - Moura	Minha Casa Solar	R\$ 7.257,10	4,8 kWh	R\$ 1.511,90	90%
A48100 - Dyness	One Shop Solar	R\$ 13.999,49	4,8 kWh	R\$ 2.916,56	90%
LP16-4850 5.12KWH- Must	Mercado Livre	R\$ 10.799,00	5,12 kWh	R\$ 2.109,18	80%
UPLFP48-100 - GosPower	Cineshop Solar	R\$ 26.592,22	10 kWh	R\$ 2.659,22	90%
ZTROON ZTS48100S - 100Ah	Neo Solar	R\$ 8.099,00	4,8 kWh	R\$ 1.687,29	80%
Média	-	-	-	R\$ 2.021,31	84,00%

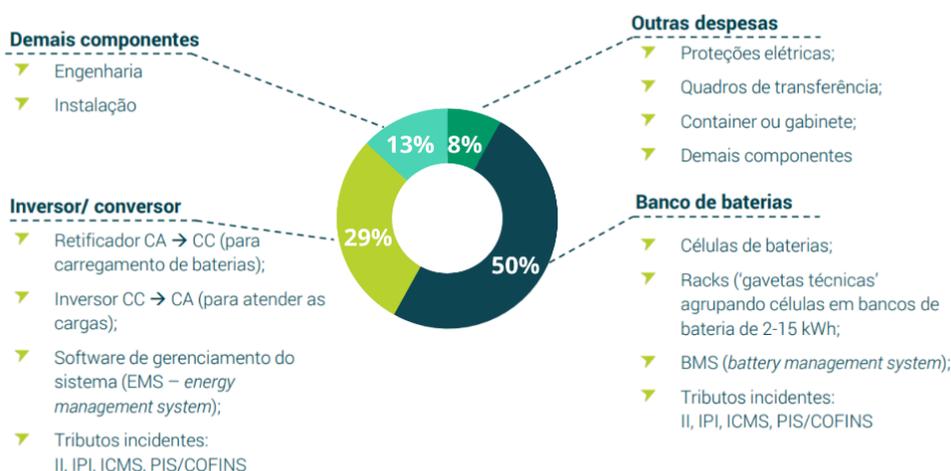
Fonte: O Autor (2024).

Para a Bateria RBT12200LFP-RBM-TS-US da Fabricante Renogy e as da Fabricante BASEN GREEN, destaca-se que os custos foram corrigidos para Reais (R\$), uma vez que as referidas lojas virtuais são estrangeiras, possibilitando a aquisição, apenas sob importação. Logo, para atualização do valor, houve-se a necessidade da conversão da moeda de dólar (USD) para real (BRL), somada a aplicação de tributos relacionados a importação base para as baterias. Na data deste levantamento, o \$1,00 equivalia a R\$ 5,47. Além disso, incidência de tributos sobre as baterias no Brasil somam 74,00% (EPE, 2024).

Em relação ao custo por kWh, foi possível indicar o montante de 2.021,31 R\$/kWh. Ademais, com base na pesquisa, será adotado um D.o.D. referente a 84,00%.

Em complementação, a Greener (2021), cita que as baterias representam 50% do investimento de um sistema comercial, como pode-se observar no Gráfico 7.

Gráfico 7 – Estrutura de Custo do BESS



Fonte: Greener (2021).

Conforme verificado no gráfico acima, além do Banco de Baterias, que representam 50% da estrutura do custo, observa-se que a segunda categoria que mais onera o investimento no BESS é a de inversores/conversores utilizados, a qual corresponde a 29% do custo total. Além disso, os custos associados à elaboração de projetos e à instalação correspondem a 13%, enquanto 8% do custo total é destinado a despesas com proteção e demais componentes.

Para o dimensionamento da potência necessária para reduzir o consumo no HP por meio da aplicação do BESS, adotou-se, como padrão, uma eficiência de inversor híbrido de 97,40%. Esta eficiência foi estabelecida para a linha de inversores SPH 4000~10000TL3 BH da fabricante Growatt (Growatt, 2022).

No que se refere às demais premissas para a avaliação da viabilidade de aplicação do BESS, seguiram-se as determinações propostas por (GREENER & NEWCARGE, 2021), que são detalhadas a seguir:

- **Vida Útil:** Por premissa, considera-se uma vida útil de 15 anos para o sistema. No entanto, reconhece-se que os sistemas de armazenamento, quando devidamente cuidados, podem apresentar uma durabilidade superior, especialmente considerando um ciclo médio de 5.000 cargas e descargas. Em cenários de aplicação apenas em dias úteis, essa vida útil pode se estender até 19,86 anos. Baterias com capacidade de ciclos superiores ao valor médio podem ter uma durabilidade ainda maior. Contudo, visando adotar uma abordagem conservadora neste estudo, será utilizado o período de 15 anos para a replicação do investimento, atualizado pelo IPCA.
- **Degradação do Armazenamento:** A degradação da capacidade de armazenamento das baterias é considerada em 3,00% no primeiro ano de operação, seguida de uma degradação anual de 0,5% nos anos subsequentes.
- **Roundtrip Efficiency:** Para a eficiência de armazenamento de energia, adota-se uma taxa de eficiência de 87,50%. Esta métrica refere-se à relação entre a energia armazenada e a energia recuperada durante o ciclo de carga e descarga do BESS.
- **OPEX:** Para o sistema BESS, considera-se um custo operacional equivalente a 0,50% a.a. do CAPEX.

- **Reinvestimento de Capital (RE-CAPEX):** Para fins de atualização de componentes, como a troca de inversores, prevê-se a necessidade de um RE-CAPEX de 15% do CAPEX a cada 10 anos após a implantação do BESS.

Para otimizar a visualização das premissas adotadas no estudo de viabilidade, essas informações foram compiladas na Tabela 8.

Tabela 8 – Premissas adotadas para avaliação da viabilidade

Premissa	Valor correspondente
Espaço Amostral para estudo de viabilidade	30 anos
Início da injeção	2025
Fator de potência antes do SFV	0,92
Percentual de dias especiais no ano	31,01%
Crescimento de carga industrial no Nordeste	02,90%
PIS/PASEP	00,92%
COFINS	04,2231%
ICMS - PE	20,50%
Fator de Rendimento SFV	79,00%
Irradiância média local – Jaboatão dos Guararapes PE	5,46kWh/m ² . dia
OPEX - GD	01,00% do CAPEX
Degradação de produtividade do SFV	00,50% a.a.
Redução de Custo dos equipamentos do SFV	01,50% a.a.
Prazo para RE-CAPEX SFV e BESS	10 anos
Prazo para troca do Banco de Capacitores	5 anos
RE-CAPEX SFV e BESS	15,00% do CAPEX
OPEX - BESS	00,50% do CAPEX
D.o.D	84,00%
<i>Roundtrip Efficiency - BESS</i>	87,50%
Rendimento de Inversor híbrido	97,40%
Degradação da bateria	3% no primeiro ano e 1% nos demais anos
Representatividade de custo das baterias no BESS	50,00%
Vida Útil do BESS	15 anos
R\$/Wp do SFV	3,27 R\$/Wp
R\$/kWh do BESS	2.021,31 R\$/kWh
Incidência de tributos sobre as Baterias no Brasil	74,00%
Atualização de Custos	IPCA

Fonte: O Autor (2024).

Com base nas premissas acima, deu-se sequência aos estudos elencados neste trabalho.

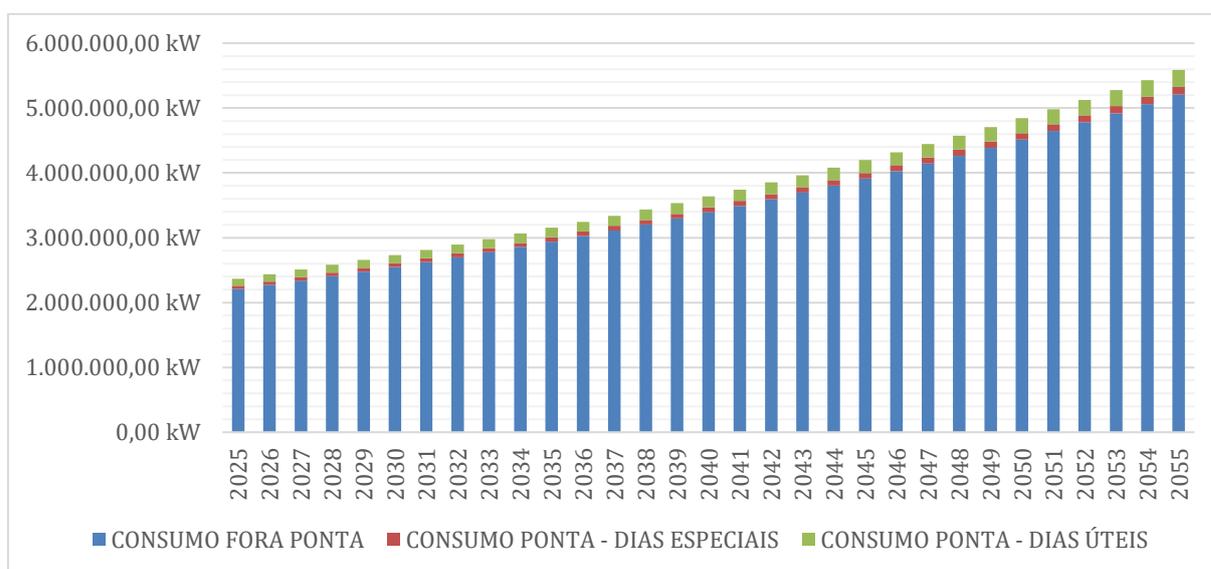
3.3. Faturamento base sem alocação de MMGD

Após a definição das premissas para os estudos, a etapa seguinte consistiu na identificação dos custos relacionados à unidade consumidora, desconsiderando a presença de geração própria. Com base nos dados obtidos da BDGD, verificou-se que o consumo total para o ano base, estabelecido como 2025, corresponde a 2.369.373,82 kWh. Deste montante, 6,76% é consumido no Horário de Ponta (HP), sem distinção entre dias úteis e dias especiais.

Considerando que 31,01% do ano é composto por dias especiais, foi possível determinar que, para o ano base, 109.834,16 kWh correspondem ao consumo de energia no HP em dias úteis. Assim, o percentual de energia que será faturado com as tarifas aplicáveis ao HP é de 4,64%.

Para a análise de longo prazo, foi considerado um período de 30 anos, com uma previsão de crescimento anual da carga industrial de 2,9%. Nesse cenário, estima-se que o consumo total de energia elétrica ao longo do período de avaliação será de 116.501.358,82 kWh. A evolução projetada do consumo de energia elétrica ativa está representada no Gráfico 8.

Gráfico 8 – Curva de consumo para 30 anos.



Fonte: O Autor (2024).

Para este gráfico, as colunas azuis representam a parcelas de energia que serão faturadas pelas componentes tarifárias para o Horário Fora Ponta (HFP), já em verde, representa o montante a ser faturado no HP. Em vermelho, apesar de indicar o consumo de energia em HP em dias especiais (finais de semana e feriados), este possui faturamento pelas componentes HFP.

Após determinação do montante de consumo, um aumento proporcional é identificado para a demanda média medida, em 2,9% a.a., a qual será aplicada a TUSDc para determinação da valoração.

Com relação às componentes tarifárias, são aplicadas as alíquotas de PIS, COFINS e ICMS, apresentadas na Tabela 8, com base na estrutura da equação (1).

Destaca-se que os valores resultantes ainda sofrerão alterações anualmente, atendo aos percentuais previstos na Tabela 6. Posto isso, é possível faturar a UC quanto a demanda e consumo, quer seja em HFP, quanto em HP, para o período de 30 anos.

A seção 2.2.4.3 deste trabalho, apresenta o procedimento que deve ser seguido em caso de ultrapassagem de demanda. Neste ato, tendo em vista que, avaliando os valores de demanda medida da Tabela 5, apenas o mês de outubro registrou ultrapassagem dos 5% ao MUSD de 500 kW, compreende-se que neste, deve ser aplicado o equacionamento apresentado na equação (2).

Por fim, como o estudo de viabilidade será realizado, levando em consideração a variação anual, considerar-se-á a estruturação do faturamento base sem alocação da GD, da seguinte forma:

$$F = \sum_{i=\text{janeiro}}^{\text{dezembro}} [(F.C.E)_i + (F.MUSDc)_i + (F,Ultrapassagem)_i + (F.I.P.)_i] \quad (7)$$

Sendo,

- F – Faturamento anual;
- F.C.E – Faturamento pelo consumo de Energia Elétrica ativa;
- F. MUSDc – Faturamento do Montante de Uso do Sistema de Distribuição;
- F. Ultrapassagem – Valor faturado pela ultrapassagem do MUSDc registrada para UC; e

- F.I.P. – Contribuição com a Iluminação Pública.

Desta forma, é possível estimar o faturamento que a unidade consumidora possuirá no decorrer dos 30 anos da análise.

3.4. Cenário de Economia para SFV – Abatimento de consumo HFP

O primeiro passo para a estruturação do cenário de economia no suprimento do consumo em HFP foi calcular, por meio da equação (6), a potência em kWp necessária para que o sistema seja capaz de suprir a demanda energética da unidade consumidora.

Após a determinação da potência do SFV, procedeu-se à exportação dessas informações para o Global Solar Atlas (GROUP & SOLARGIS, s.d.), uma solução promovida pelo World Bank Group e Solargis, cujo objetivo é a estruturação das curvas de geração para sistemas de geração solar fotovoltaica. Os dados de entrada incluem as coordenadas geográficas da usina, o tipo de sistema (residencial, comercial em telhado, em solo em larga escala, ou usina flutuante), o azimute, a inclinação dos módulos e o tamanho do SFV. Com isso, foram obtidas as curvas de geração.

De posse dessas curvas de geração, que variam mensalmente, foi possível calcular uma curva média para comparação com o Gráfico 4, o que permitiu a obtenção do fator de simultaneidade da geração. Esse fator indica o percentual de geração consumido instantaneamente, sem injeção na rede de distribuição.

A energia não consumida instantaneamente é injetada no sistema de distribuição, podendo ser utilizada posteriormente para compensação nos ciclos de faturamento subsequentes ao registro do acúmulo de créditos. No caso de compensação integral no posto HFP, o saldo restante pode ser realocado para o posto HP, sendo necessário ajustar o montante acumulado por meio de um fator de ajuste, que corresponde à razão entre a componente TE da tarifa do HFP pela componente TE da tarifa do HP (ANEEL, 2021).

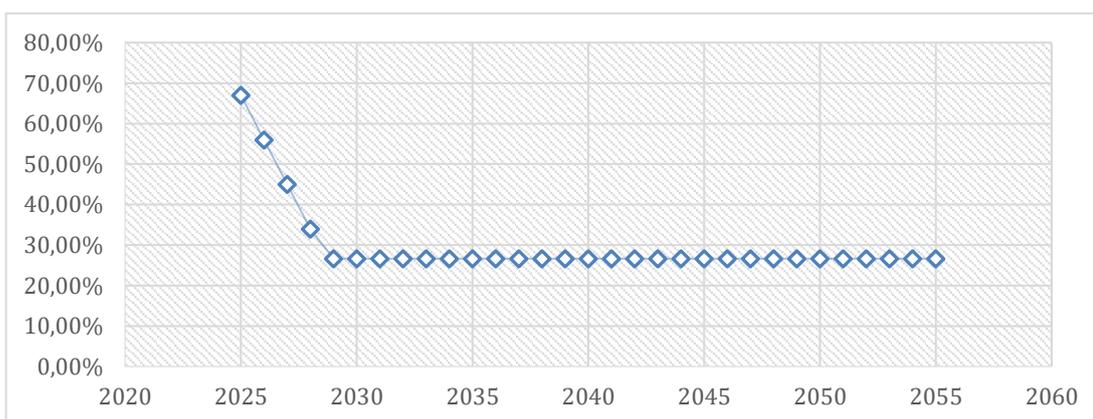
No processo de compensação tarifária em posto tarifário diferente daquele em que a energia foi gerada, é importante destacar o escalonamento da participação do Fio B na componente tarifária TUSD HP, conforme mencionado na seção de

Premissas para Análise da Viabilidade da Geração , para projetos enquadrados como GD II.

Para determinar o percentual de compensação permitido para a componente TUSD HP, foi necessário consultar os dados fornecidos pela ANEEL na página de consulta da Resolução Homologatória (REH) Nº 3.325/2024. Esta resolução estabelece os valores de 1.414,32 R\$/MWh para a TUSD HP e de 1.037,58 R\$/MWh para a TUSD Fio B HP.

Com a aplicação do escalonamento do Fio B, conforme indicado no Gráfico 5, é possível calcular o percentual da TUSD HP que poderá ser compensado, conforme apresentado no Gráfico 9.

Gráfico 9 – TUSD HP Compensável para projetos GD II



Fonte: O Autor (2024).

No cenário descrito, para o ano de 2025, a tarifa TUSD HP compensável será de 66,99%. Já para o ano de 2026, o valor será de 55,98%, e, em 2027, a tarifa compensável será de 44,98%, seguido de 33,97% em 2028. A partir de 2029, considerando que 100% da componente TUSD Fio B HP será direcionada ao consumidor, a tarifa compensável será reduzida para 26,64%.

Fato é que, por tornar-se uma unidade prossumidora, é necessário que haja a contratação de demanda de geração, cujo faturamento segue a definição abordada na seção 2.2.4.2 Demanda de Geração.

Para que um Sistema Fotovoltaico (SFV) seja instalado em uma Unidade Consumidora (UC), sabe-se que, caso a rede não tenha capacidade para comportar

a usina pretendida, são necessárias adequações no padrão de entrada, de modo a torná-lo apto. Entre essas adaptações, é fundamental que a subestação do consumidor esteja preparada para receber a potência de geração.

Além disso, é conhecida a influência que a injeção de potência na rede de distribuição pode exercer sobre o fator de potência da UC, conforme já mencionado na seção de Energia e Demanda Reativa no capítulo de fundamentação teórica deste trabalho.

Para evitar que o consumidor contraia o ônus pelos pagamentos relacionados à demanda e ao consumo reativo, foi prevista a instalação de um banco de capacitores automático, capaz de atender ao consumo de energia reativa da UC. A determinação do valor da energia necessária para o banco de capacitores foi realizada com base na potência reativa da UC, conforme indicado na equação apresentada a seguir.

$$Q_c = \frac{D_{m\acute{a}x}}{0,92} \times \sin(\cos^{-1} 0,92) \quad (8)$$

Sendo,

- Q_c – Potência reativa para o banco de capacitores;
- $D_{m\acute{a}x}$ – Deve ser o maior valor de demanda registrada no ano, neste caso, referente a demanda registrada no mês de outubro; e
- 0,92 – Refere-se ao fator de potência adotado para a UC.

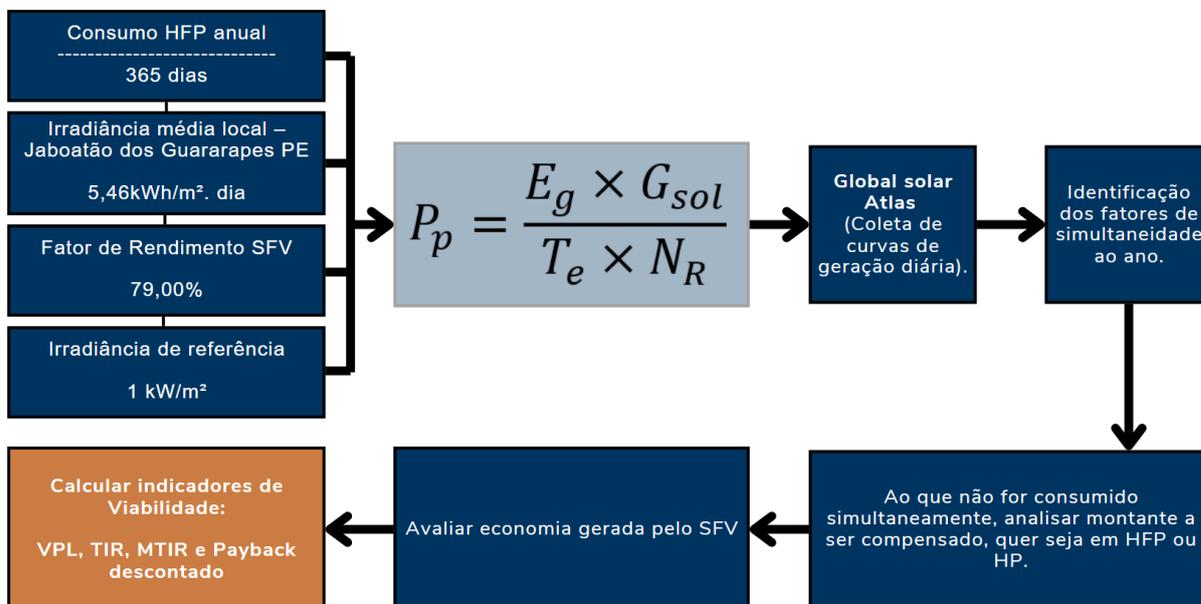
Com base nesse processo, é possível determinar a energia reativa máxima registrada. Logo, um banco de capacitores capaz de a suprir, evita que o sistema seja onerado com o pagamento de excedente de reativo.

Assim, para avaliar a viabilidade da implementação do sistema de geração, é necessário considerar os gastos associados à implantação do sistema de geração, a adequação da subestação do consumidor, a instalação do banco de capacitores automatizado, além dos custos operacionais envolvidos, incluindo os custos de RE-CAPEX tanto para o banco de capacitores quanto para o SFV.

Em contrapartida, como resultado dessas ações, haverá uma redução nas faturas de energia elétrica da UC em questão. A análise do saldo entre esses

investimentos e a economia gerada será o fator determinante para a identificação da viabilidade do projeto. A Figura 8 ilustra o processo de forma simplificada.

Figura 8 – Fluxograma para determinar viabilidade do investimento no SFV.



Fonte: O Autor (2024).

Com os valores de investimento e a economia gerada em faturas é elaborado o fluxo de caixa, que torna os cálculos decorrentes das equações (3), (4) e (5), respectivamente para VPL, TIR e MTIR, utilizando para o VPL e MTIR, a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) apresentadas na Tabela 4.

Desta forma, é possível identificar se o investimento é viável ou não, quando comparado com os outros investimentos do mercado financeiro.

3.5. Cenário de economia para SFV – Abatimento integral do consumo

Para a estruturação deste segundo caso, os procedimentos seguem de forma idêntica aos estabelecidos na Figura 8. A principal diferença reside na potência necessária para o suprimento integral da carga, ou seja, para compensar tanto o consumo em ponta quanto fora de ponta. Para isso, aplica-se a lógica de compensação em posto tarifário diferente do local onde a energia foi gerada, com a aplicação do fator de ajuste, que corresponde à razão entre a TE HP e a TE HFP.

Conforme apresentado na Tabela 3, a TE HP é de 511,82 R\$/MWh, enquanto a TE HFP é de 316,73 R\$/MWh, indicando que, para determinar a geração necessária para suprir o consumo em HP nos dias úteis, é necessário converter a energia requerida em HP para um valor correspondente em HFP, período em que a geração está concentrada. O fator de ajuste para essa correção é de 1,616.

Dessa forma, a energia necessária para calcular a potência do SFV é o somatório do consumo em HFP, consumo em HP para dias úteis multiplicado pelo fator de ajuste, e consumo em HP para dias especiais.

Apenas ressalta-se que o fato de haver necessidade de maior geração, tornará o investimento inicial maior, tanto pelo SFV, quanto pela adequação da subestação do consumidor e custos operacionais.

Por fim, após essa adaptação do consumo, aplicam-se os mesmos procedimentos descritos na seção anterior, com uma diferença no comportamento do sistema: ao avaliar a compensação integral das faturas nos anos iniciais, ocorrerá isenção da contribuição para iluminação pública, uma vez que esta é calculada com base na energia consumida em cada ciclo de faturamento.

3.6. Cenário de Economia para SFV – Abatimento integral do consumo utilizando BESS com *Energy Time-shift*

Para avaliar a viabilidade de um Sistema Fotovoltaico combinado com um sistema de armazenamento utilizando baterias de íon de lítio, cuja aplicação se baseia na arbitragem de consumo (*energy time-shift*), é necessário, primeiramente, dimensionar o BESS de acordo com a energia que se pretende atender.

Primeiro, seleciona-se o mês com maior consumo registrado e identifica-se o consumo no horário de ponta. Como o processo de armazenamento tem perdas de energia e a relação entre carga e descarga não é proporcional, é essencial considerar os fatores que garantam que o BESS seja capaz de armazenar e entregar a energia necessária para atender à carga dimensionada.

Para realizar o equacionamento adequado, é imprescindível utilizar a profundidade de carga/descarga das baterias e os fatores de eficiência, tanto do BESS, como a *roundtrip efficiency*, quanto do inversor híbrido utilizado no processo de conversão da potência.

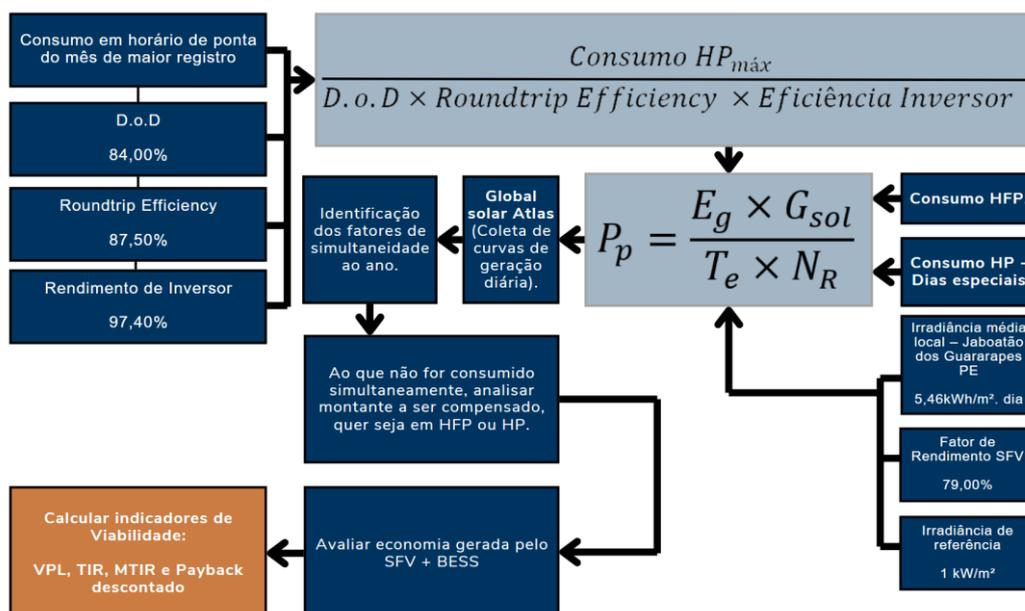
$$Energia_{BESS\ HFP} = \frac{Consumo\ HP_{m\acute{a}x}}{D.o.D \times Roundtrip\ Efficiency \times Efici\ência\ Inversor} \quad (9)$$

A equação (9) mostra o cálculo da energia necessária para dimensionar a potência do SFV. É importante notar que, devido ao deslocamento do consumo de HP para HFP, a curva de consumo é alterada, e a compensação acontece no horário de ponta utilizando o BESS.

Para calcular a potência total que o SFV precisará ter para suprir toda a carga, deve-se considerar a energia necessária para atender o consumo no horário de ponta com o BESS, o consumo de HP para dias especiais e o de HFP, todos relacionados ao consumo diário. A soma desses três montantes representará a energia diária total necessária para o atendimento integral da UC.

Esses fatores, em conjunto com a irradiância média local, o fator de rendimento do SFV e a irradiância de referência, permitem a determinação da potência do sistema. Após a definição dessa potência, o mesmo procedimento adotado nos casos anteriores será seguido. A Figura 9 representa este fluxo de forma esquemática.

Figura 9 – Fluxograma para determinar a viabilidade de um investimento em SFV com utilização de BESS para aplicação do *Energy Time-shift*.



Fonte: O Autor (2024).

No processo de identificação da economia gerada pelo SFV em conjunto com o BESS, é importante frisar que a parcela da energia consumida no HFP, referente ao carregamento do BESS, gera uma economia relacionada ao consumo de HP, pois este representa um consumo deslocado de posto tarifário.

Dessa forma, conclui-se a descrição da metodologia adotada para estruturação e avaliação da viabilidade econômica da implementação das diferentes tipologias de Sistemas Fotovoltaicos *On-Grid*.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão apresentados os resultados dos dimensionamentos dos três tipos de SFV abordados neste trabalho e suas etapas complementares. Estas etapas incluem a ampliação da subestação do consumidor, a inclusão de um banco de capacitores automático e a implementação do BESS, no caso em que será avaliada a aplicação do *energy time-shift*. Após a definição do CAPEX necessário para o investimento, serão expostos os fluxos de caixa e os indicadores financeiros resultantes, conforme discutido na seção 2.

4.1. Faturamento de Consumo Base

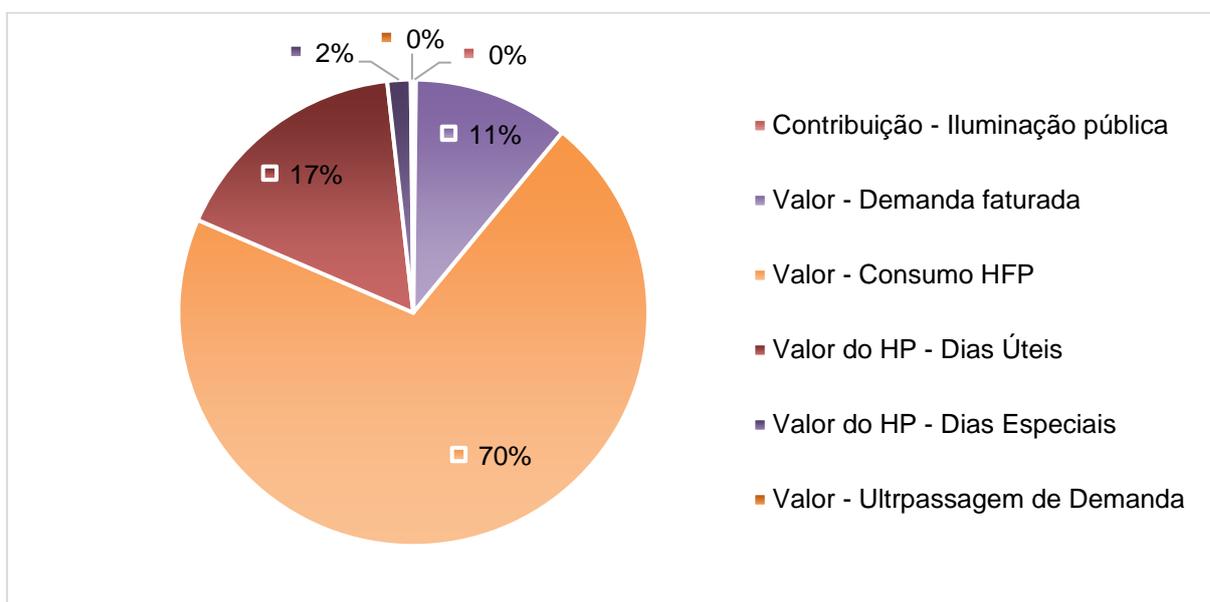
Com base na tradução dos dados apresentados no Gráfico 4, observa-se que o Consumo em Horário Fora de Ponta (HFP) corresponde a 93,238% do consumo total da unidade consumidora, enquanto o consumo em Horário de Ponta (HP) representa 6,762%, sendo 2,126% referentes a dias especiais e 4,636% a dias úteis. Essa divisão permite identificar os custos associados ao consumo de energia elétrica da unidade, considerando as tarifas com impostos aplicados, e o crescimento anual previsto na Tabela 6. Com esses valores, é possível calcular tanto os custos relacionados ao consumo quanto os custos de demanda para cada ciclo de faturamento.

No que diz respeito à demanda, foi registrada uma ultrapassagem apenas no mês de outubro. Considerou-se essa ultrapassagem como o limite para o estudo, assumindo que o consumidor atualizará os valores da demanda conforme o crescimento gradual da carga. A demanda medida foi de 547,66 kW, resultando em uma ultrapassagem de 47,66 kW. Aplicando-se a equação (2), o valor da ultrapassagem para o referido mês foi calculado em R\$ 2.866,76. Como houve apenas uma ultrapassagem no ano, esse valor é considerado o total anual, sujeito às variações futuras devido ao crescimento de carga. O crescimento do valor da ultrapassagem será dado pela diferença entre a demanda atualizada após o aumento da carga e o maior registro de demanda para cada ciclo de faturamento, quando houver.

Quanto aos custos com a contribuição para a iluminação pública, foi considerado um valor mensal de R\$ 246,821, sempre que o consumo ultrapassa 5.000 kWh/mês.

Com essas informações, e utilizando a equação (7), é possível estimar os custos anuais da unidade consumidora. O Gráfico 10, ilustra o percentual médio de cada componente que compõe o custo total da fatura.

Gráfico 10 – Percentual das parcelas de custos associados ao faturamento.

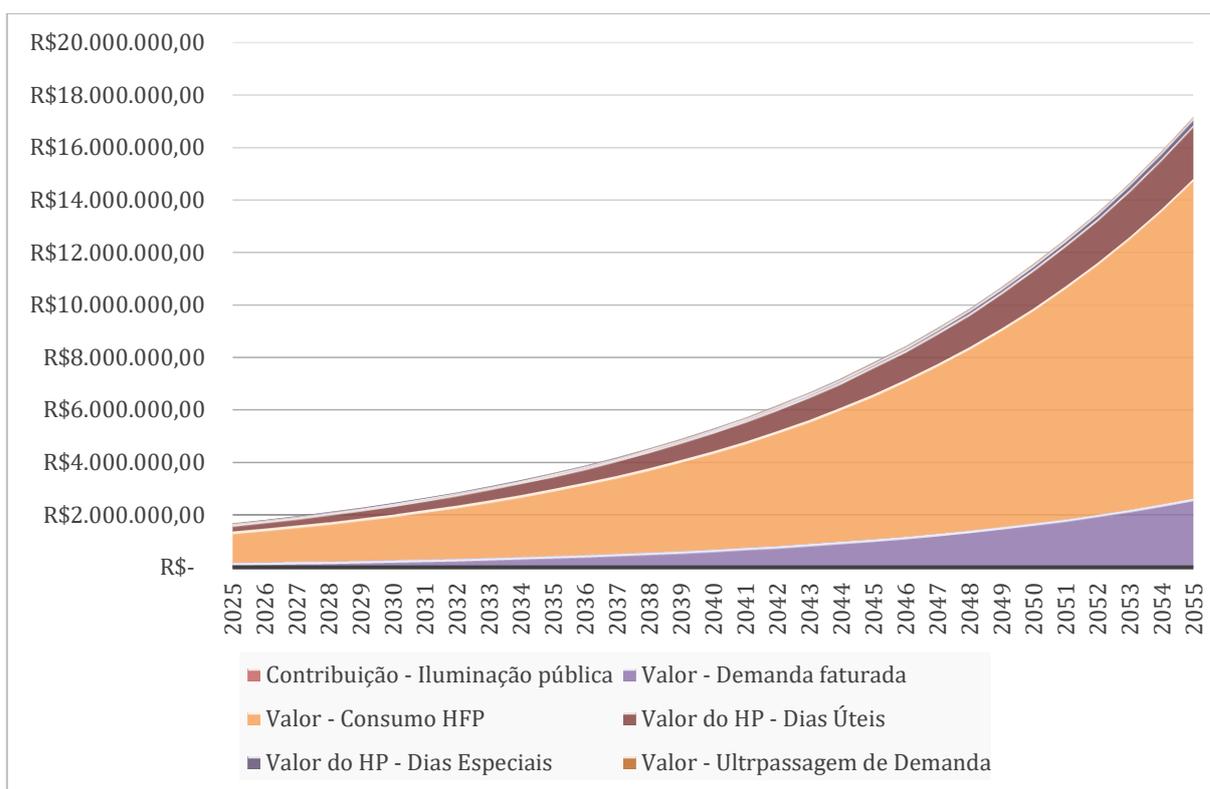


Fonte: O Autor (2024).

Apesar de ser considerado no estudo, nota-se que a contribuição com a iluminação pública e a ultrapassagem de demanda registrada, possuem valores insignificantes, para esta análise, ao comparar-se com a parcela de consumo, que representa aproximadamente 89% do faturamento, enquanto os 11% restante está associado ao pagamento da demanda faturada.

Em virtude do crescimento anual da carga e das componentes tarifárias, é possível ilustrar o crescimento de custos associados a unidade consumidora ao longo do tempo, como apresentado no Gráfico 11.

Gráfico 11 – Crescimento do faturamento em espaço amostral de 30 anos.



Fonte: O Autor (2024).

Para o ano inicial da análise, estima-se que o consumidor arcaria com um montante de R\$ 1.679.204,18 em gastos. Com o crescimento projetado da carga e das componentes tarifárias, para o ano de 2055, o valor estimado é de R\$ 17.175.291,43.

Estes são os resultados relacionados ao consumidor, sem interferência de nenhuma medida que promova redução dos custos, a qual serão descritas nas seções a seguir.

4.2. Análise de Custos para implantação de geração para suprimento do consumo no HFP

Face ao montante substancial de consumo do HFP, a primeira medida avaliada para redução de custos é a implantação de um sistema de minigeração solar fotovoltaica para suprir esse consumo.

Conforme ilustrado na Figura 8 e com base nas premissas adotadas para esta análise, considerando que a energia a ser atendida no HFP é de 2.209.162,16 kWh,

é possível determinar a potência necessária em kWp para o sistema utilizando a equação (6), aplicada da seguinte forma:

$$P_{tp} = \frac{E_g \times G_{sol}}{T_e \times N_R} \rightarrow P_{tp} = \frac{2.209.162,16 / (365)}{5,46 \times 79\%} \rightarrow P_{tp} = 1.403,18 \text{ kWp}$$

Após a determinação da potência pico de 1.403,18 kWp, os dados foram inseridos na plataforma Global Solar Atlas. Com base nas informações de irradiação de 5,46kWh/m². dia, tipo de usina (em solo), inclinação dos módulos em 8° e potência em kWp identificada acima, foram obtidas as curvas típicas de geração, cujos valores típicos não ultrapassavam significativamente a potência nominal de 1 MW.

Essas informações foram cruciais para a obtenção do CAPEX do SFV. A Tabela 8 apresenta o custo por kWp para esta solução fotovoltaica, que é de 3,27 R\$/Wp. Assim, o custo total de implantação do sistema fotovoltaico é de R\$ 4.588.415,62.

Além disso, considerando que o sistema inicial possui uma demanda contratada de 500 kW, presume-se que a Unidade Consumidora (UC) já possui uma subestação apta para receber esse nível de potência. Portanto, será necessário prever a ampliação desta subestação para suportar a potência nominal de 1.000 kW do sistema fotovoltaico. Para a ampliação da subestação para 1 MVA, estima-se, com base no custo de uma subestação de 500 kW para o ano de 2023, que o valor seria de R\$ 565.000,00 (DIAS, 2023). Após a atualização do custo pelo IPCA para 2025, o valor estimado é de R\$ 588.278,00.

No que se refere ao banco de capacitores para mitigar a cobrança por ultrapassagem de consumo reativo, estima-se a necessidade de um banco capaz de suprir a demanda de energia reativa na unidade consumidora, calculada com base na equação (8):

$$Q_c = \frac{547,66}{0,92} \times \sin(\cos^{-1} 0,92) \rightarrow Q_c = 233,302 \text{ kvar}$$

Dado o valor obtido, recomenda-se um banco comercial de 250 kvar. Um banco automático, a ser aplicado na baixa tensão (380 V), possui um custo estimado de R\$ 40.224,28 (Veloso & Camargo, 2017), considerando custos de material e mão de obra, já ajustados pelo IPCA.

Assim, o CAPEX inicial para a implementação desta solução está descrito na tabela a seguir:

Tabela 9 – CAPEX total para inclusão do SFV para suprimento do consumo HFP

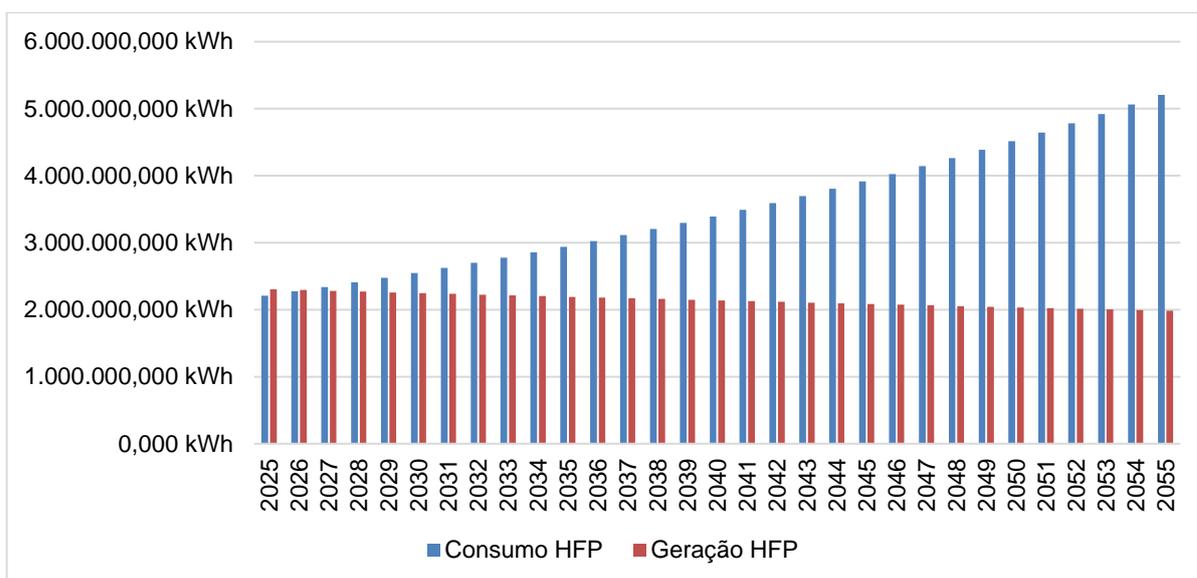
Sistema	CAPEX
Minigeração Solar Fotovoltaica	R\$ 4.588.415,62
Ampliação da Subestação	R\$ 588.278,00
Banco de Capacitores Automático	R\$ 40.224,28
Total	R\$ 5.216.917,90

Fonte: O Autor (2024).

Com o valor total do CAPEX apresentado na Tabela 9 e considerando os custos operacionais e o RE-CAPEX previstos, é possível elaborar um fluxo de caixa que permita comparar a economia gerada pela implementação do SFV.

Os investimentos realizados promovem uma solução capaz de atender ao consumo da UC nos anos iniciais. No entanto, a economia proporcionada pelo SFV começa a ser parcialmente compensada ao longo dos anos devido ao crescimento constante da carga e à depreciação do sistema.

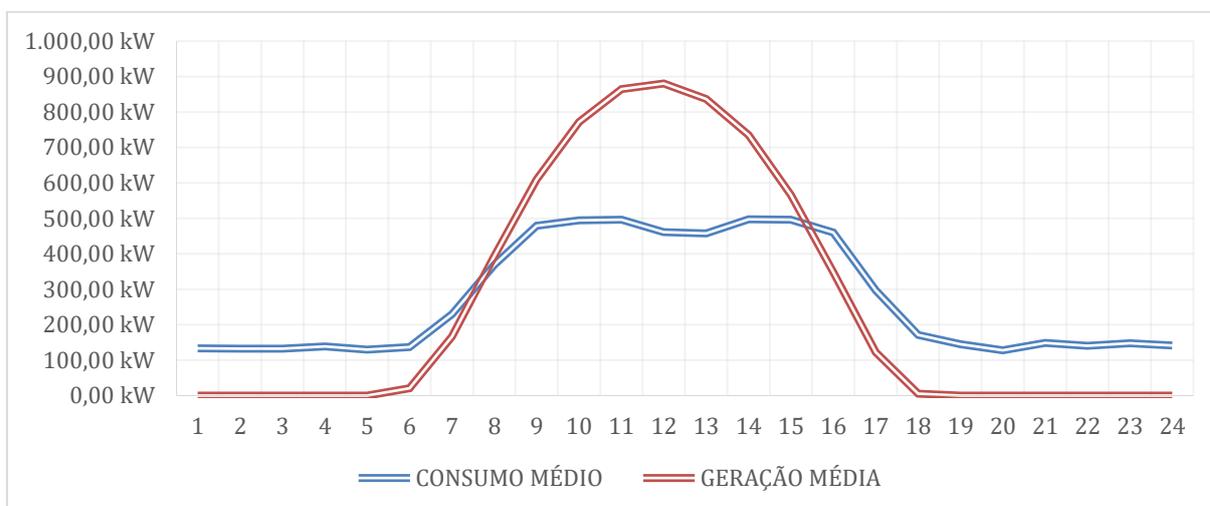
Gráfico 12 – Relação de Geração e Consumo - SFV para consumo em HFP



Fonte: O Autor (2024).

As compensações levam em conta os valores atualizados da tarifa para o ano correspondente à geração de energia. Outro fator importante no processo de compensação é que, sobrepondo a curva de consumo diário médio com a curva de geração média diária, é possível observar que 69,82% da energia gerada é consumida instantaneamente, havendo exportação 30,18%.

Gráfico 13 – Curva de Geração e Consumo – SFV para consumo HFP

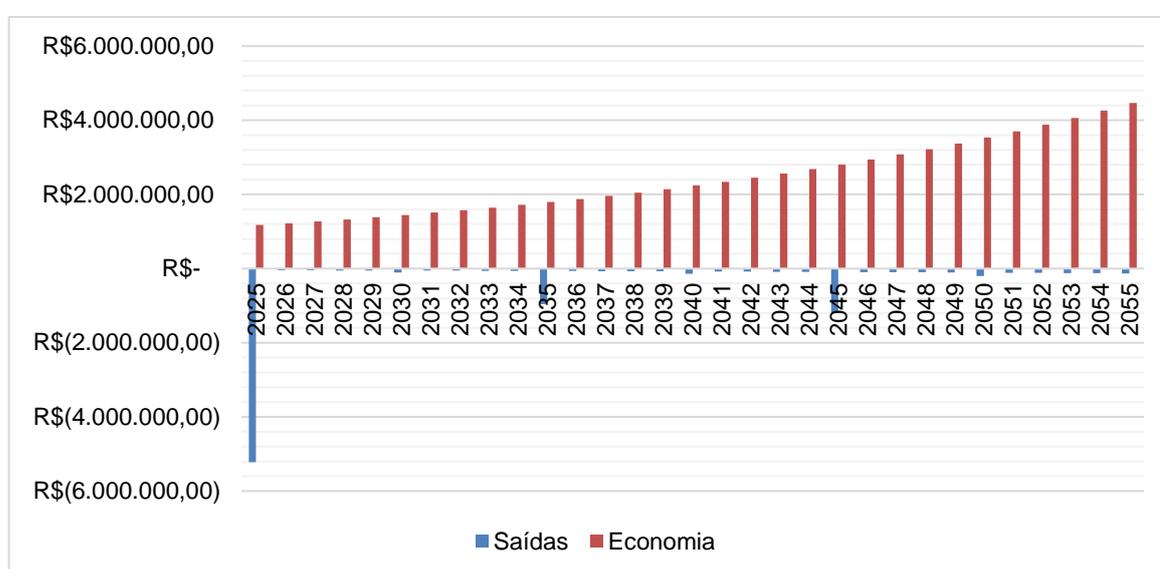


Fonte: O Autor (2024).

Importa destacar que, uma vez que a usina está limitada a 1.000 kW de potência nominal, ela se enquadra dentro dos limites estabelecidos para obter o desconto na cobrança do ICMS, conforme estipulado pelo convênio ICMS nº 16/2015 do CONFAZ.

Dessa forma, ao integrar os custos de aquisição e manutenção do sistema com a economia proporcionada à unidade consumidora, é possível obter o fluxo de caixa resultante, conforme ilustrado no Gráfico 14.

Gráfico 14 – Fluxo de caixa – SFV para consumo em HFP



Fonte: O Autor (2024).

No primeiro ano é previsto a saída referente a CAPEX investido, mas, já se observa uma economia de R\$ 1.179.070,64 gerada no faturamento da UC. As saídas nos anos de 2035 e 2045 referem-se ao RE-CAPEX do SFV, a qual representa 15% do CAPEX, atualizado pelo IPCA.

Ademais, é importante mencionar que, embora haja a degradação da geração do SFV e elevação do consumo no decorrer dos anos, a curva de economia segue ascendente devido ao crescimento do valor das componentes tarifárias.

4.3. Análise de Custos para implantação de Geração para suprimento integral do consumo

O procedimento para este segundo cenário segue os mesmos passos indicados na seção anterior, diferenciando-se na necessidade de prever uma compensação para suprir o consumo no horário de ponta. Nesse caso, aplica-se o fator de ajuste descrito na seção 3.5, referente ao Cenário de economia para SFV – Abatimento integral do consumo.

Considerando que o consumo em horário de ponta representa 4,636% do montante total, equivalente a 109.834,16 kWh, e ajustando esse valor pelo fator de 1,616, além de somar o consumo em horário fora de ponta e nos dias especiais, chega-se a uma necessidade total de geração de 2.437.026,225 kWh.

Com essa informação, o dimensionamento da potência do SFV segue o mesmo procedimento descrito na seção anterior:

$$P_{tp} = \frac{E_g \times G_{sol}}{T_e \times N_R} \rightarrow P_{tp} = \frac{(2.437.026,225)/(365)}{5,46 \times 79\%} \rightarrow P_{tp} = 1.549,10 \text{ kWp}$$

Após a determinação de uma potência pico de 1.549,10 kWp, os dados foram inseridos na plataforma Global Solar Atlas. Com base nas informações de irradiação de 5,46kWh/m². dia, tipo de usina (em solo), inclinação dos módulos em 8° e potência de 1.549,10 kWp, foram geradas as curvas típicas de produção de energia, as quais indicaram que os valores ultrapassavam a potência nominal de 1 MW. Dessa forma, foi necessário considerar uma potência nominal de 1,1 MW.

Essas informações foram fundamentais para a estimativa do CAPEX do SFV. A Tabela 8 apresenta o custo por kWp para esta solução, estabelecido em 3,27 R\$ / Wp. Assim, o custo total de implantação do sistema fotovoltaico alcança R\$ 5.065.553,48.

Considerando que, neste cenário, haverá um incremento de 600 kVA na potência da subestação do consumidor, será necessário planejar a ampliação da mesma para suportar a potência nominal de 1,1 MVA. Baseando-se na estimativa de custos apresentada na seção anterior, onde o montante para 500 kVA foi de R\$ 588.278,00, aplicou-se uma relação proporcional, resultando em um custo estimado de R\$ 705.933,60 para a ampliação para 600 kVA.

Além disso, como, mesmo diante do aumento do montante injetado, em comparação com o cenário anterior, não haverá alteração na potência reativa total da UC, o custo de implementação do banco de capacitores permanece o mesmo.

Dessa forma, o CAPEX inicial para a implementação desta solução está detalhado na tabela a seguir:

Tabela 10 - CAPEX total para inclusão do SFV para consumo integral

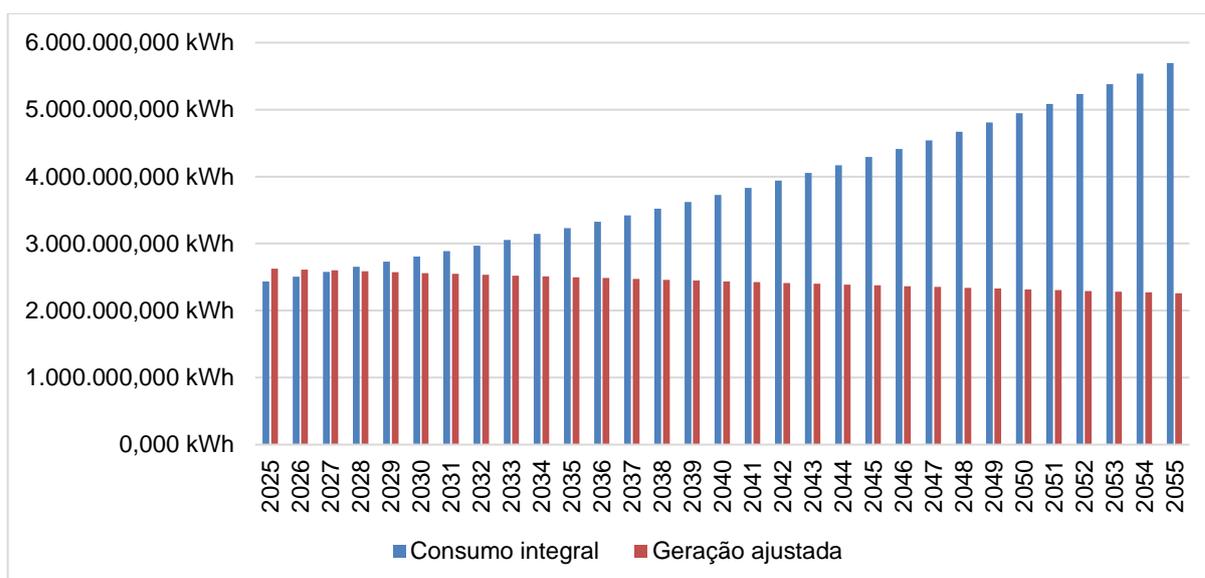
Sistema	CAPEX
Minigeração Solar Fotovoltaica	R\$ 5.065.553,48
Ampliação da Subestação	R\$ 705.933,60
Banco de Capacitores Automático	R\$ 40.224,28
Total	R\$ 5.811.711,36

Fonte: O Autor (2024).

Com o valor total do CAPEX apresentado na Tabela 10, somado aos custos operacionais e ao RE-CAPEX previstos, é possível desenvolver um fluxo de caixa que permita analisar a economia gerada pela implementação do SFV com foco no suprimento do consumo integral.

Os investimentos realizados oferecem uma solução capaz de atender ao consumo da UC nos primeiros anos. Contudo, a economia proporcionada pelo SFV tende a ser parcialmente compensada ao longo do tempo devido ao crescimento contínuo da carga e à depreciação do sistema. O Gráfico 15 ilustra, de forma concomitante, o comportamento da geração e o do consumo de energia elétrica.

Gráfico 15 – Relação de Geração e Consumo - SFV para consumo integral



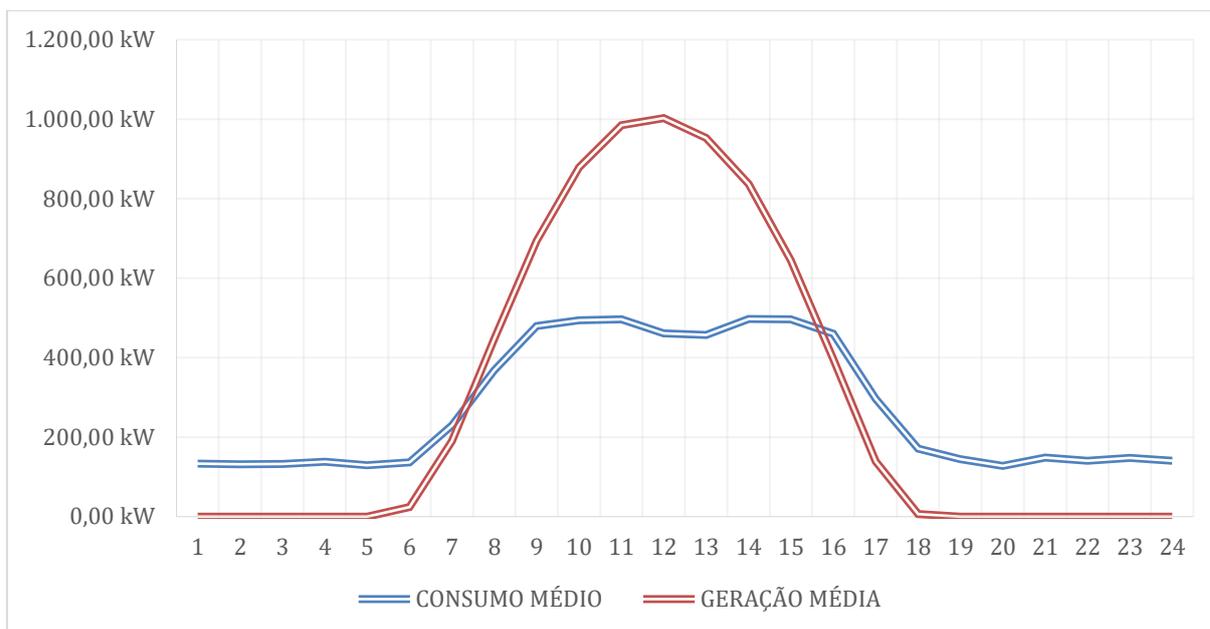
Fonte: O Autor (2024).

Importa lembrar que, a energia excedente não utilizada no seu ciclo de faturamento, deve ser utilizado posteriormente, em até 60 meses, a contar da data em que foram gerados os créditos. Esta característica típica do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) é aplicada neste cenário.

Conforme já citado, as compensações levam em conta os valores atualizados da tarifa para o ano correspondente à geração de energia. Outro fator importante no processo de compensação é que, sobrepondo a curva de consumo diário médio com a curva de geração média diária, é possível observar que 62,60% da energia gerada é consumida instantaneamente, havendo exportação 37,40%, isto, para o ano de início da injeção do SFV.

O Gráfico 16 representa o gráfico de geração sobreposta ao consumo, sob perspectiva de média diária, de modo a ilustrar a simultaneidade do consumo e geração.

Gráfico 16 - Curva de Geração e Consumo – SFV para consumo integral

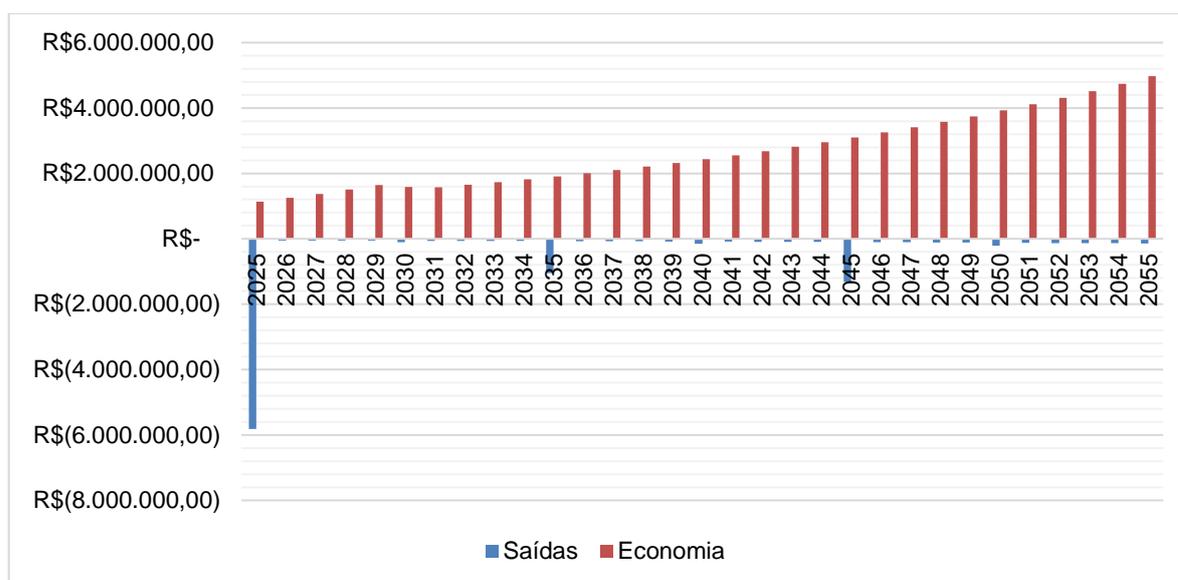


Fonte: O Autor (2024).

É válido frisar que, neste cenário, devido ao valor nominal da geração ultrapassar 1.000 kW de potência nominal, este não possui o benefício atribuído pelo convênio ICMS nº 16/2015 do CONFAZ, ou seja, o consumidor deve contribuir com a alíquota de ICMS, no montante de 20,5% da energia que for compensada, que, para o estado de Pernambuco, recai tanto sobre a componente TUSD, quanto na componente TE. Este fator justifica a similaridade nas economias adquiridas nos anos iniciais da análise, quando comparada ao cenário anterior.

Com isso, ao integrar os custos de aquisição e manutenção do sistema com a economia proporcionada à unidade consumidora, é possível obter o fluxo de caixa resultante, conforme ilustrado no Gráfico 17.

Gráfico 17 – Fluxo de caixa – SFV para consumo integral



Fonte: O Autor (2024).

No primeiro ano é previsto a saída referente a CAPEX investido, mas, já se observa uma economia de R\$ 1.140.706,68 gerada no faturamento da UC. As saídas nos anos de 2035 e 2045 referem-se ao RE-CAPEX do SFV, a qual representa 15% do CAPEX, atualizado pelo IPCA.

4.4. Análise de Custos para implantação de Geração com utilização de BESS para suprimento integral do consumo

Para a análise dos custos de implantação de um SFV com uso de um sistema de armazenamento de energia em baterias para suprimento integral do consumo, inicialmente, é necessário dimensionar a potência requerida para o banco de baterias, conforme ilustrado no fluxograma Figura 9.

O primeiro passo foi selecionar o mês com registro de maior registro de consumo, conforme mostrado na Tabela 5. Esse mês é janeiro, com um consumo total de 219.369,36 kWh. A escolha do mês de consumo garante que o sistema suprirá adequadamente o consumo no HP. Como apenas 4,636% desse valor corresponde ao consumo em horário de ponta, isso equivale a 10.526,83 kWh para o mês. Para o correto dimensionamento do BESS, é necessário avaliar o consumo diário, resultando em 493,80 kWh por dia a ser suprido pelo BESS.

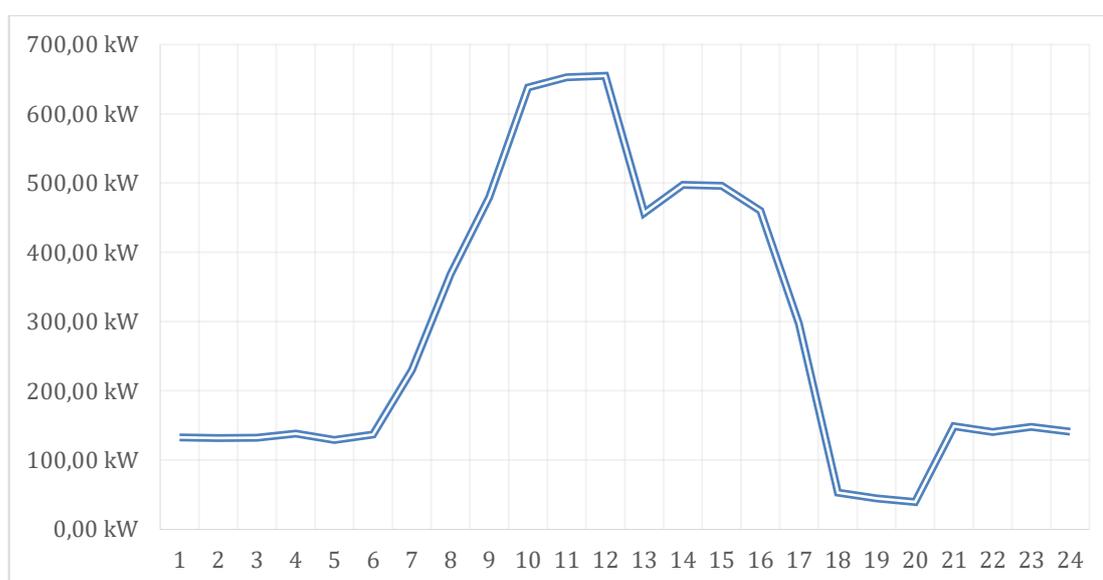
De posse dessa informação, aplica-se as premissas apresentadas na Tabela 8. Utilizando a equação (9) calcula-se a energia necessária para que o BESS atenda ao consumo de 493,80 kWh no HP:

$$Energia_{BESS\ HFP} = \frac{493,80}{84,00\% \times 87,50\% \times 97,40\%} \rightarrow Energia_{BESS\ HFP} = 689,78\ kWh$$

Portanto, para compensar o consumo de 493,80 kWh, o BESS deve fornecer 689,78 kWh de energia.

Ressalta-se que a utilização do BESS tem como objetivo realizar o deslocamento do consumo do HP para o HFP, por meio da técnica denominada *energy time-shift*. Isso resultará em uma alteração na curva de consumo da unidade consumidora. Para este estudo, definiu-se que o carregamento do BESS ocorrerá entre 10:00 e 12:00 horas (horário de pica de geração), o que provocará um aumento de consumo neste horário e uma redução de consumo no horário de ponta em comparação com a curva apresentada no Gráfico 4. O Gráfico 18 ilustra essa alteração.

Gráfico 18 – Curva de demanda diária média para o mês de janeiro com deslocamento de consumo do HP para HFP



Fonte: O Autor (2024).

Ressalta-se que, por se tratar de uma curva de demanda diária média para o mês de referência e, considerando que o BESS foi projetado para suprir apenas o consumo no HP em dias úteis, o Gráfico 18, entre 17:00 e 20:59, apresenta um valor residual, referente ao consumo médio em HP para os dias especiais.

De acordo com o custo médio das baterias, apresentado na Tabela 7, o custo de implementação é de R\$ 2.021,31 por kWh. Sendo a capacidade necessária para o BESS de 689,78 kWh, o investimento médio nas baterias é de R\$ 1.394.256,11. Entretanto, sabendo que um BESS é composto por outros componentes além das baterias, é necessário considerar o custo integral da solução. Conforme a premissa adotada na Tabela 8, as baterias representam aproximadamente 50% do custo total do sistema de armazenamento. Assim, o custo total desta solução de armazenamento é de R\$ 2.788.512,21.

Em sequência, para estabelecer a potência necessária para a solução fotovoltaica, considera-se o consumo médio do HFP, o consumo em dias especiais no HP, e a energia corrigida pelos fatores do BESS, para suprimento do HP. Segue o equacionamento para obtenção da potência pico do SFV.

$$P_{tp} = \frac{E_g \times G_{sol}}{T_e \times N_R} \rightarrow P_{tp} = \frac{\frac{2.209.162,16 + 50.377,50}{365} + 689,78}{5,46 \times 79\%} \rightarrow P_{tp} = 1.595,10 \text{ kWp}$$

Após a determinação de uma potência pico de 1.595,10 kWp, os dados foram inseridos na plataforma Global Solar Atlas. Conforme os casos anteriores, as curvas de geração indicaram a necessidade de uma potência nominal de 1,1 MW. Diante disso, os valores para a ampliação da subestação do consumidor e a instalação do banco de capacitores automático permanecem os mesmos da seção anterior.

Quanto ao CAPEX para o SFV, seguiu-se o valor de 3,27 R\$/Wp. Assim, o custo total de implantação do sistema fotovoltaico alcança R\$ 5.215.971,08.

Em resumo, o investimento inicial necessário para a implantação do SFV com a utilização de um BESS para suprimento integral do consumo, deslocando o consumo do HP para o HFP, é descrito na Tabela 11.

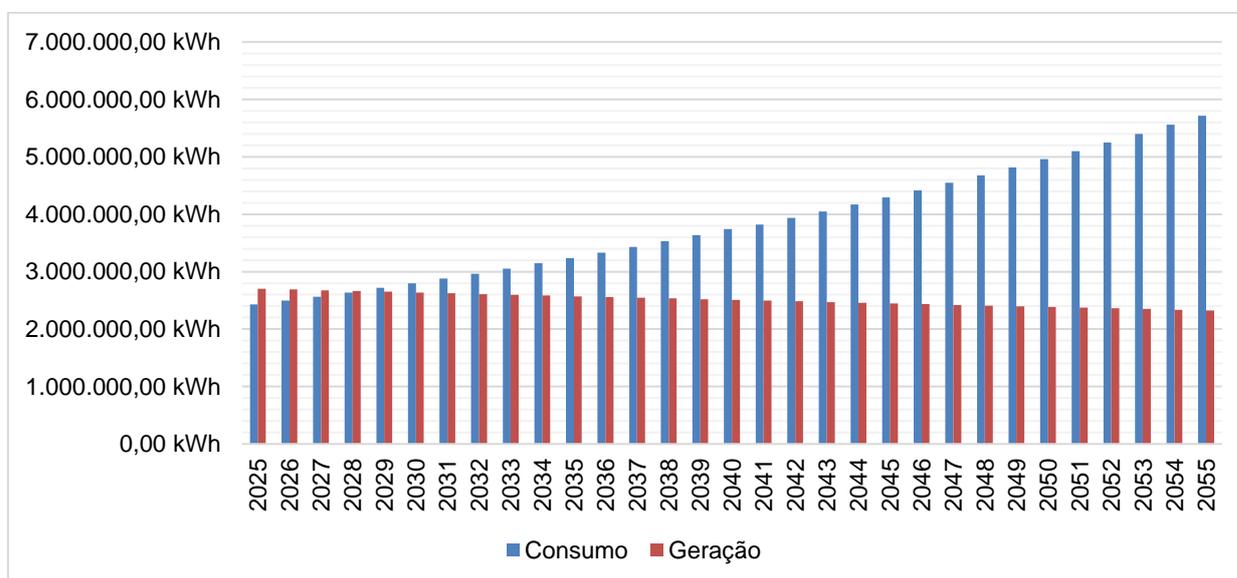
Tabela 11 – CAPEX total para inclusão do SFV para consumo integral com utilização de BESS.

Sistema	CAPEX
BESS	R\$ 2.788.512,21
Minigeração Solar Fotovoltaica	R\$ 5.215.971,08
Ampliação da Subestação	R\$ 705.933,60
Banco de Capacitores Automático	R\$ 40.224,28
Total	R\$ 8.750.641,17

Fonte: O Autor (2024).

Os investimentos que foram dimensionados e apresentados na Tabela 11, promovem uma solução capaz de atender ao consumo da UC nos anos iniciais. No entanto, a economia proporcionada pelo SFV começa a ser parcialmente compensada ao longo dos anos devido ao crescimento constante da carga e à depreciação do sistema, conforme pode-se verificar no Gráfico 19.

Gráfico 19 – Relação de Geração e Consumo - SFV para consumo integral com utilização de BESS.



Fonte: O Autor (2024).

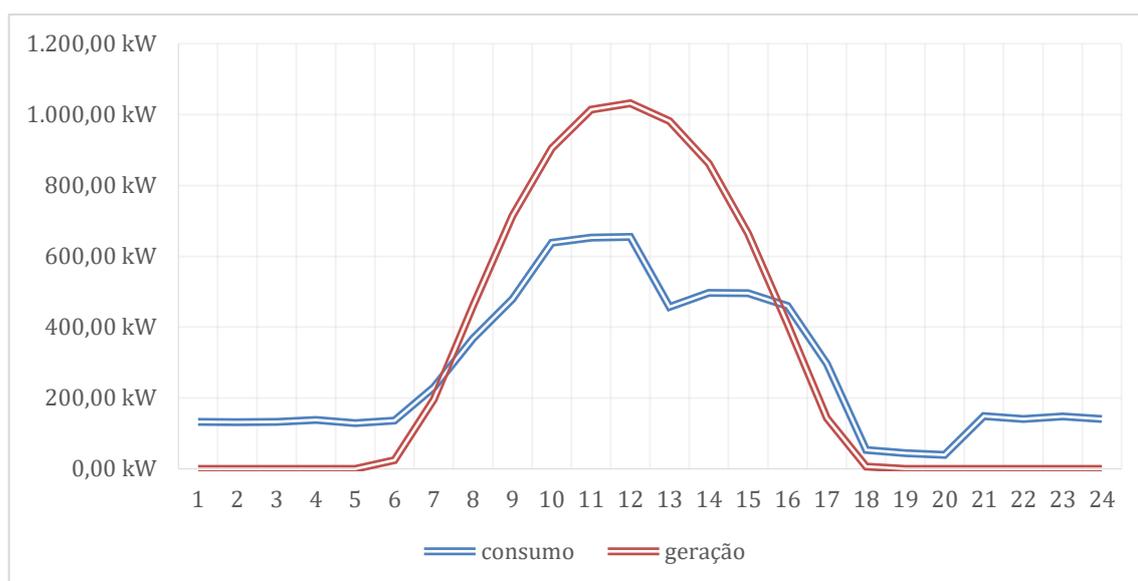
Importa lembrar que, a energia excedente não utilizada no seu ciclo de faturamento, deve ser utilizada posteriormente, em até 60 meses, a contar da data em que foram gerados os créditos. Esta característica típica do SCEE é aplicada neste cenário e somada a dinamicidade do BESS, que permite que a haja melhor

gerenciamento da energia gerada, conseguindo compensar a energia consumida em um posto tarifário mais custoso, com energia gerada em HFP.

Quanto a simultaneidade, sobrepondo a curva de consumo diário médio com a curva de geração média diária, é possível observar que 67,76% da energia gerada é consumida instantaneamente, havendo exportação 32,24%, isto, para o ano de início da injeção do SFV.

O Gráfico 20 representa o cenário de geração sobreposta ao consumo, sob perspectiva de média diária, de modo a ilustrar a simultaneidade do consumo e geração.

Gráfico 20 – Curva de Geração e Consumo – SFV para consumo integral com utilização de BESS



Fonte: O Autor (2024).

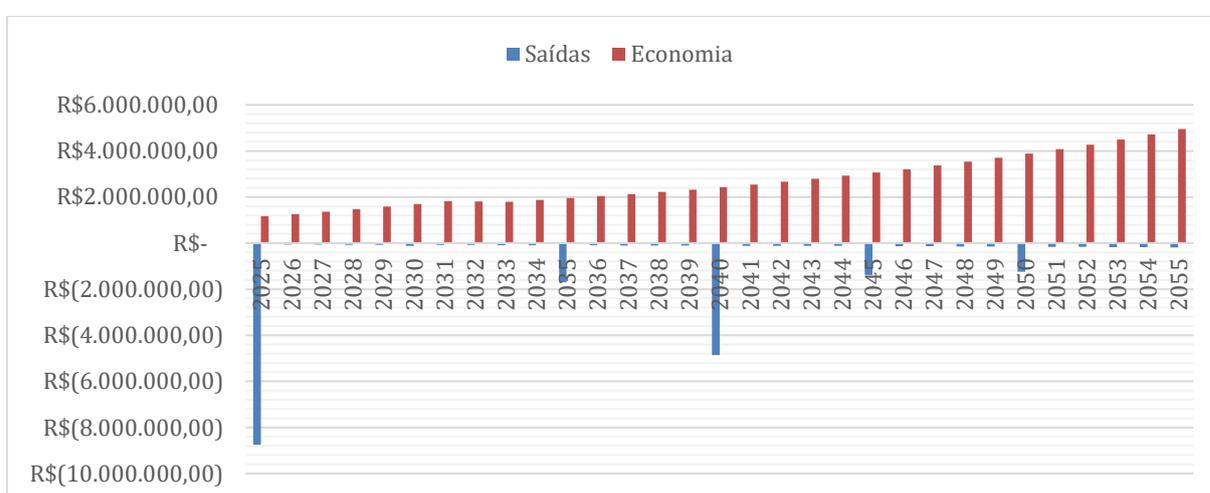
Com a utilização do BESS, é possível fazer com que, mesmo com a perspectiva de aumento de consumo, ainda assim, seja possível compensar a energia armazenada, no horário de ponta.

Em relação ao cenário de isenção da contribuição de ICMS, observa-se que este benefício não é aplicável, uma vez que a potência da minigeração ultrapassa 1 MW. Dessa forma, o consumidor está sujeito à alíquota de ICMS, que corresponde a 20,5% da energia compensada. No estado de Pernambuco, essa tributação incide tanto sobre a componente TUSD quanto sobre a componente TE.

Apesar de não ter a sua compensação, mediante SCEE, isenta do pagamento do ICMS, é válido frisar o fato do BESS ser identificado pela rede de distribuição como consumo. Ao ser efetuada a descarga no horário de ponta, este suprimento isenta a parcela compensada pelo BESS desta contribuição, trazendo consigo esta vantagem da arbitragem do consumo.

Após estas considerações, ao integrar os custos de aquisição e manutenção do sistema com a economia proporcionada à unidade consumidora, é possível obter o fluxo de caixa resultante, conforme ilustrado no Gráfico 21.

Gráfico 21 - Fluxo de caixa – SFV para consumo integral com utilização de BESS



Fonte: O Autor (2024).

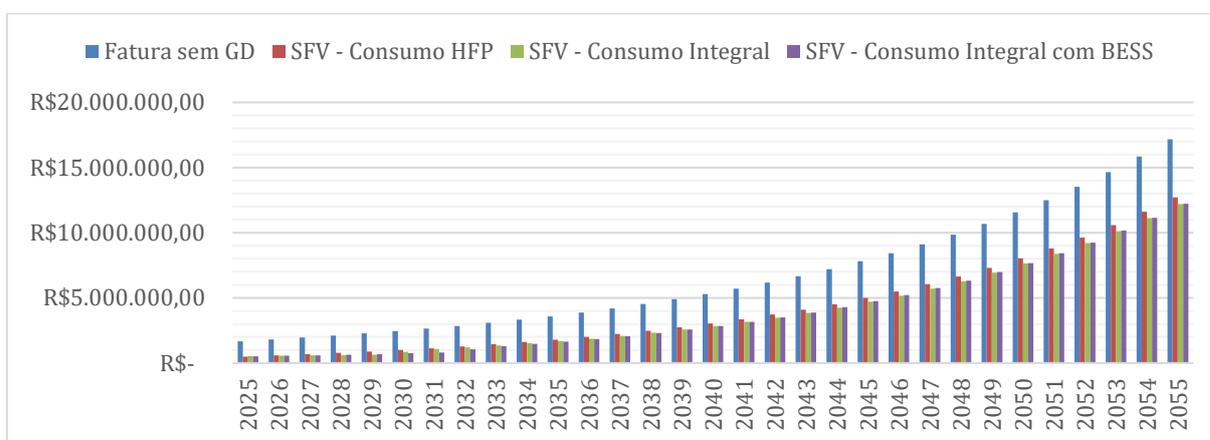
No primeiro ano é previsto a saída referente a CAPEX investido, mas, já se observa uma economia de R\$ 1.162.943,23 gerada no faturamento da UC. No ano de 2040 prevê-se um novo investimento no BESS, face ao vencimento da sua vida útil, de acordo com a premissa adota na Tabela 8, o que justifica a significativa saída no referido ano. Para as demais saídas, suas justificativas estão elencadas na Tabela 8.

Nota-se que a economia apresentada no Gráfico 21 assemelha-se ao que consta no Gráfico 17. Isso se dá, pois, apesar da diferença dos custos de investimento e manutenção serem bastante divergentes, o objetivo dos sistemas projetados visa o suprimento integral do consumo da UC.

4.5. Indicadores de Viabilidade Econômica

Diante das economias apresentadas nas seções anteriores, é possível avaliar, de forma conjunta, a influência dessas economias no faturamento da unidade consumidora. O Gráfico 22 ilustra o cenário comparativo do faturamento da UC após a avaliação das três soluções apresentadas.

Gráfico 22 – Comparativo das Faturas com a aplicação das diferentes metodologias de implementação de GD



Fonte: O Autor (2024).

Entre as alternativas, observa-se que todas apresentam um impacto semelhante nas faturas de energia, sendo a solução SFV – Consumo HFP aquela que provoca o menor impacto financeiro entre as três.

Em continuidade, para avaliar a viabilidade financeira das soluções fotovoltaicas propostas, foram considerados os títulos de investimento mencionados na Tabela 4: a SELIC, com taxa de 10,50% a.a.; o Fundo DI, com 10,40% a.a.; o Tesouro Pré-Fixado, com 11,68% a.a.; o Tesouro IPCA+, com 9,6075% a.a.; e o Tesouro Selic, com 10,5756% a.a. Esses títulos foram considerados como as Taxas Mínimas de Atratividade (TMA), utilizadas para calcular o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno Modificada (MTIR) e o *Payback* Descontado.

Para o cálculo do VPL, aplicou-se a equação (3) aos fluxos de caixa de cada solução. A Tabela 12 apresenta o comparativo dos VPLs.

Tabela 12 – Comparativo de VPL

Título para a TMA	SFV – Consumo HFP	SFV – Consumo Integral	SFV – Consumo Integral com BESS
SELIC	R\$ 11.299.520,71	R\$ 11.997.581,47	R\$ 7.768.298,75
Fundo DI	R\$ 11.460.635,20	R\$ 12.173.713,64	R\$ 7.925.211,70
Tesouro pré-fixado	R\$ 9.585.098,99	R\$ 10.124.415,84	R\$ 6.100.096,02
Tesouro IPCA+	R\$ 12.838.123,72	R\$ 13.680.234,69	R\$ 9.267.878,59
Tesouro Selic	R\$ 11.179.484,11	R\$ 11.866.366,71	R\$ 7.651.409,31

Fonte: O Autor (2024).

Com base nos valores calculados e na definição do VPL mencionada na seção 2, verifica-se que todas as alternativas demonstram viabilidade financeira, independentemente das TMAs consideradas, para o horizonte de 30 anos. O maior VPL foi registrado para o cenário SFV – Consumo Integral, sem a implementação do BESS.

Outro indicador analisado foi a Taxa Interna de Retorno (TIR), calculada pela equação (4). A TIR indica viabilidade quando supera a TMA. Os valores calculados para as soluções estão apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 – Comparativo de TIR

SFV – Consumo HFP	SFV – Consumo Integral	SFV – Consumo Integral com BESS
32,91%	31,04%	19,70%

Fonte: O Autor (2024).

Nota-se neste caso que a solução com o maior valor de TIR é o SFV para suprir o consumo no HFP. Apesar do maior VPL se dar através do cenário SFV – Consumo Integral, sem a implementação do BESS, a maior TIR é a do primeiro cenário. Este fato pode ser justificado pela velocidade com que o retorno, que resulta em um VPL nulo, se concretiza no cenário SFV – Consumo HFP, em função de sua taxa de retorno mais elevada. Entretanto, ao longo do horizonte temporal de 30 anos analisado, o caso SFV – Consumo Integral demonstra um retorno sobre o investimento mais significativo, superando o resultado da análise primária.

Este fato ocorre devido a consideração de diferentes critérios no processo de compensação monetária, para ambos os casos, pois, enquanto para o cenário do SFV

– consumo integral, considera uma isenção do ICMS na parcela compensada, o que não ocorre para os outros dois cenários. Além disso, para o segundo sistema, há-se de considerar a participação gradual na quitação da componente TUSD Fio B, de forma mais significativa. A influência de condicionantes divergentes no processo de avaliação da TIR, quando comparada ao VPL, fazem com que seja possível obter resultados conflitantes, conforme Hissa (2001) prevê em análise de investimentos mutuamente exclusivos. Nestas condições, Souza (1999) declara que, havendo o conflito de resultados entre a TIR e VPL, e a maior TIR recair sobre o cenário de menor investimento, o decisor entre o indicador de melhor investimento entre a TIR e a VPL é indiferente, ficando a critério do investidor.

Prosseguindo com a análise dos indicadores de viabilidade econômica, foi calculada a MTIR, com base na equação (5). Diferente da TIR, a MTIR possibilita considerar uma taxa de reinvestimento dos ativos e uma taxa de financiamento aplicada às saídas. Logo, considerando os títulos de investimento mencionados anteriormente como a taxa de reinvestimento dos ativos e de financiamento aplicadas às saídas, em fluxos de caixa líquidos, obtém-se os valores dispostos na Tabela 14.

Tabela 14 – Comparativo de MTIR

Título para a TMA	SFV – Consumo HFP	SFV – Consumo Integral	SFV – Consumo Integral com BESS
SELIC	15,53%	15,29%	13,13%
Fundo DI	15,46%	15,22%	13,06%
Tesouro pré-fixado	16,30%	16,06%	13,90%
Tesouro IPCA+	14,96%	14,72%	12,56%
Tesouro Selic	15,58%	15,34%	13,18%

Fonte: O Autor (2024).

Os maiores valores de MTIR foram registrados nas soluções para o consumo HFP, com destaque para a comparação com o tesouro pré-fixado. Apesar da solução com BESS apresentar o menor valor de MTIR, seus valores ainda são superiores às TMA's adotadas.

Por fim, o último indicador analisado foi o *Payback* descontado, que representa o tempo necessário para que o investimento gere retorno financeiro real, ajustado pela TMA. A Tabela 15 apresenta os prazos calculados.

Tabela 15 – Comparativo de Payback Descontado

Título para a TMA	SFV – Consumo HFP	SFV – Consumo Integral	SFV – Consumo Integral com BESS
SELIC	4,17 anos	4,41 anos	7,84 anos
Fundo DI	4,16 anos	4,40 anos	7,80 anos
Tesouro pré-fixado	4,31 anos	4,56 anos	8,33 anos
Tesouro IPCA+	4,07 anos	4,30 anos	7,52 anos
Tesouro Selic	4,18 anos	4,42 anos	7,87 anos

Fonte: O Autor (2024).

Assim como nos indicadores de TIR e MTIR, a solução que apresenta o menor prazo para retorno do investimento é o SFV destinado ao consumo HFP. No cenário do SFV com BESS, quando comparado ao tesouro pré-fixado, o prazo para o retorno do investimento quase dobra em relação ao primeiro cenário.

Com isso, infere-se que os indicadores de viabilidade foram devidamente calculados comparando os diferentes cenários de investimento de mercado, utilizando-os como TMAs, para aplicação no estudo.

5. CONCLUSÕES

A pesquisa realizada avaliou a viabilidade econômica de diferentes soluções de Minigeração Distribuída Solar Fotovoltaica aplicadas a uma unidade consumidora industrial, considerando, de forma comparativa, o suprimento de energia no Horário Fora de Ponta (HFP), o suprimento integral do consumo apenas com o SFV, e o suprimento integral com uso de sistemas de armazenamento de energia por baterias. Os cenários foram analisados por meio de métricas financeiras amplamente utilizadas, como VPL, TIR, MTIR e Payback descontado, com um horizonte temporal de 30 anos.

Os resultados obtidos demonstraram que todas as alternativas avaliadas são financeiramente viáveis, apresentando VPL positivo em todos os cenários. No entanto, houve distinções significativas nos indicadores de retorno e prazo de recuperação de capital. O SFV para suprimento de HFP destacou-se por apresentar os melhores resultados nos indicadores de TIR e MTIR, reforçando seu perfil atrativo para investidores que buscam retornos rápidos, pois, este cenário também apresentou o menor prazo de *payback* descontado.

Por outro lado, o cenário de SFV com suprimento integral, embora tenha apresentado valores ligeiramente inferiores de TIR e MTIR quando comparado ao SFV para HFP, demonstrou o maior VPL dentre todos os cenários analisados. Isso sugere que, a longo prazo, este cenário pode oferecer maior geração de riqueza acumulada, consolidando-se como uma alternativa viável.

A integração do BESS, por sua vez, apresentou resultados contrastantes. Apesar de proporcionar benefícios relacionados à arbitragem de consumo, essa solução resultou em prazos de *payback* descontado mais longos e valores mais modestos de TIR e MTIR. Contudo, é importante destacar que o uso de BESS permitiu uma significativa economia de custos no horário de ponta, ao deslocar o consumo, o que pode ser vantajoso em cenários onde a tarifa de Horário de Ponta seja mais elevada. A baixa atratividade quanto aos indicadores econômicos, para o cenário que envolve o BESS é sentida, uma vez que, para o consumidor modelado, a curva típica utilizada apresenta um baixo percentual de consumo no HP. Em distribuidoras que apresentam tarifas mais elevadas, como a Equatorial Pará, a qual a TUSD no horário de ponta, sem aplicação de impostos é de 2.882,38 R\$/MWh (ANEEL, 2023), a viabilidade econômica do BESS pode ser ainda mais acentuada, ou em cenários em que o consumo no HP fosse superior.

Portanto, os resultados do estudo indicam que a viabilidade econômica de projetos de geração distribuída fotovoltaica varia conforme a estratégia adotada. O SFV voltado ao suprimento de HFP mostrou-se a melhor opção para retornos rápidos e TIR elevada, enquanto o SFV para consumo integral destacou-se pelo maior VPL, o que pode favorecer sua aplicação para investidores, pois, apesar do *Payback* descontado ligeiramente inferior, o prazo para retorno do investimento também se encontra no quarto ano. A solução com BESS, cujo a aplicação envolveu o *energy time-Shift*, embora viável, mostrou-se em desvantagem às outras soluções.

O aperfeiçoamento deste estudo pode ser alcançado, considerando a possibilidade de obras de adequação à rede de distribuição, ao explorar o uso das baterias para mitigar a necessidade das referidas obras. A injeção dinâmica de potência poderia reduzir a sobrecarga nas infraestruturas de distribuição, diminuindo custos de adequação. Além disso, a viabilidade de implementar o *peak-shaving*, utilizando sistemas de armazenamento para reduzir os picos de demanda tanto de consumo, quanto de geração, pode proporcionar maior eficiência energética e redução de custos.

Para trabalhos futuros, é possível ampliar a análise da aplicação do BESS de forma dinâmica, em diferentes perfis de consumidores e regiões com tarifas de horário de ponta mais elevadas, maximizando os benefícios econômicos. Além disso, é pertinente verificar a viabilidade de baterias em operações voltadas às propostas de aperfeiçoamento citadas anteriormente, como a redução de custos associados às obras de adequação da rede e ao *peak-shaving*, otimizando a relação entre consumo e custos. Em complemento, outro possível estudo é considerar, para este mesmo consumidor, as curvas de demanda reais, de acordo com dados de memória de massa, levando em consideração a possibilidade deste consumidor já estar inserido no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Por fim, este estudo pode servir como base para avaliações econômicas adicionais, como a migração para o ACL, implementação de sistemas grid-zero e participação em usinas de geração compartilhada. Essas alternativas, aliadas à integração com outras fontes de geração, podem ampliar as oportunidades de investimento, para além dos títulos presentes no mercado financeiro, corroborando com o mercado da energia.

REFERÊNCIAS

ABREU, J. P. (2023). Estudo da viabilidade técnica e econômica da integração fotovoltaica e de sistemas de armazenamento de energia em baterias em campi universitários. Florianópolis. Disponível em:

[https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/253453/TCC_do_Joao_Pedro_Frederico_de_Abreu_-_Concluido_assinado_assinado%20\(1\).pdf?sequence=1](https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/253453/TCC_do_Joao_Pedro_Frederico_de_Abreu_-_Concluido_assinado_assinado%20(1).pdf?sequence=1).

Acesso em: 10 de set. de 2024

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Anexo I da Resolução Normativa Aneel Nº 956, de 7 de dezembro de 2021. Disponível em:

https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2.pdf. Acesso em: 16 jul. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Anexo X da Resolução Normativa Aneel Nº 956, de 7 de dezembro de 2021. Disponível em:

https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_9.pdf. Acesso em: 08 jul. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Audiências públicas.

Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas?p_auth=dE17z7n5&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_p. Acesso em: 10 set. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Base de Dados Geográfica da Distribuidora - BDGD. Disponível em:

<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/base-de-dados-geografica-da-distribuidora-bdgd>. Acesso em: 02 fev. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Dados Abertos.

Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/>. Acesso em: 28 jul. 2024

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Power BI - Relatórios. Disponível em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 04 jul. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Relatório de Acompanhamento dos Indicadores de Qualidade (RALIE). Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/Ralie>. Acesso em: 04 jul. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Homologatória nº 1.858, de 14 de julho de 2015. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20151858.pdf>. Acesso em: 09 set. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Homologatória nº 1.885, de 18 de agosto de 2015. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20151885ti.pdf>. Acesso em: 09 set. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Homologatória nº 2.067, de 18 de outubro de 2016. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20162067ti.pdf>. Acesso em: 09 set. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Homologatória nº 2.226, de 24 de outubro de 2017. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20172226ti.pdf>. Acesso em: 09 set. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Homologatória nº 2.388, de 23 de outubro de 2018. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20182388ti.pdf>. Acesso em: 09 set. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Homologatória nº 2.535, de 22 de outubro de 2019. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20192535ti.pdf>. Acesso em: 09 set. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Homologatória nº 2.683, de 20 de outubro de 2020. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20202683ti.pdf>. Acesso em: 09 set. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Homologatória nº 2.861, de 19 de outubro de 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20212861ti.pdf>. Acesso em: 09 set. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Homologatória nº 3.032, de 18 de outubro de 2022. Disponível em:
<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20223032ti.pdf>. Acesso em: 09 set. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Homologatória nº 3.055, de 19 de outubro de 2022. Disponível em:
<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20223055ti.pdf>. Acesso em: 09 set. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Homologatória nº 3.195, de 17 de outubro de 2023. Disponível em:
<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20233195ti.pdf>. Acesso em: 09 set. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Homologatória nº 3.325, de 16 de outubro de 2024. Disponível em:
<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20243325ti.pdf>. Acesso em: 09 set. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Homologatória nº 3.169, de 19 de outubro de 2022. Disponível em:
<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20223169ti.pdf>. Acesso em: 04 jul. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Homologatória nº 2.243, de 2023. Disponível em:
<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20233243ti.pdf>. Acesso em: 15 set. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Disponível em:
<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acesso em: 04 jul. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 1.059, de 23 de maio de 2023. Disponível em:
<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.pdf>. Acesso em: 04 jul. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em:
<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 03 jul. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Submódulo 7.1 - Procedimentos Gerais: Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de

Distribuição. Brasília. Disponível em:

https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221008_Proret_Submod_7_1_V2_6.pdf.

Acesso em: 30 ago. 2024.

APPSINAPSIS ENERGIA. Geradores distribuídos. Disponível em:

<https://hoca.appsinapsisenergia.com/>. Acesso em: 12 set. 2024.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Taxa Selic. Disponível em:

<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>. Acesso em: 08 set. 2024.

BASENGREEN. 51.2V 100Ah 5kWh Wall Mounted LiFePO4 Solar Battery.

Disponível em: <https://www.basengreen.com/pt/product/51-2v-100ah-5kwh-wall-mounted-lifepo4-solar-battery/?srsltid=AfmBOoqmlH2NJMtV-6tl3Jt-e5h0Af0403Zk4ZmNQbOJOD7m8zKG3pmJp6A>. Acesso em: 07 set. 2024.

BASENGREEN. 51.2V 200Ah 10kWh Wall Mounted LiFePO4 Solar Battery.

Disponível em: <https://www.basengreen.com/pt/product/51-2v-200ah-10kwh-wall-mounted-lifepo4-solar-battery/>. Acesso em: 07 set. 2024.

BASENGREEN. EU Stock 51.2V 230Ah 11.7kWh Wall Mounted LiFePO4 Battery Pack LiFePO4 for Solar Energy Storage. Disponível em:

<https://www.basengreen.com/pt/product/eu-stock-51-2v-230ah-11-7kwh-wall-mounted-lifepo4-battery-pack-lifepo4-for-solar-energy-storage/>. Acesso em: 07 set. 2024.

BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. Disponível em:

https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm. Acesso em: 23 ago. 2024.

BRASIL. Convênio ICMS nº 16, de 2015. Brasília, 2015.

BRASIL. Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015. Brasília, 2015.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, ano 160, nº 4, p. 1, 7 jan. 2022. Disponível em:

https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm. Acesso em: 4 jul. 2024.

CAIXE, Daniel Ferreira. TIR e TIR Modificada. Disponível em: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/8041680/mod_resource/content/1/Aula_TIR_Prof.pdf. Acesso em: 08 set. 2024.

CARVALHO, F. S. DE; LAGE, E. G. S. **Método de análise e dimensionamento do sistema fotovoltaico ongrid**. Technology Sciences, v. 1, n. 2, p. 24–36, 2019.

CENTRO DE REFERÊNCIA EM SUSTENTABILIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA (CRESCEB). Disponível em: <https://cresesb.cepel.br>. Acesso em: 07/09/2024

Cine Shop Solar. Bateria Solar Lítio Gospower 48V 10KWh 4.000 Ciclos Para Sistemas Off-Grid ou Híbridos. Disponível em: CINESHOP SOLAR. Bateria Solar Lítio Gospower 48V 10KWh 4.000 Ciclos Para Sistemas Off-Grid ou Híbridos. Disponível em: <https://cineshopsolar.com.br/item/Bateria-Solar-Litio-Gospower-48V-10KWh-4.000-Ciclos-Para-Sistemas-Off%252dGrid-ou-Hibridos.html?srsId=AfmBOopEoIR4XYgL3p2PRho0ZyA82QaBTU0i8OirFpGXMVvRxMc3XxiABas>. Acesso em: 07 set. 2024.

CISCO, L. A. **Comparação de diferentes tecnologias de baterias para sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede**. 2023. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Universidade do Vale do Rio dos Sinos (Unisinos), São Leopoldo, 2023. Disponível em: https://repositorio.jesuita.org.br/bitstream/handle/UNISINOS/12940/Lenon%20Audibert%20Cisco_PROTEGIDO.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 07 jul. 2024.

ELETROBRÁS. Anuário da Eletrobras. Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/anuario-livro/>. Acesso em: 03 jul. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2024. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2024. Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/anuario-livro/>. Acesso em: 10 jul. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Audiência Pública ANEEL nº 001/2019 - Contribuições da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&p_p. Acesso em: 10 set. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Atrás do Medidor. Rio de Janeiro, 2024. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno_MMGD_Baterias_PDE2034_\(20240702\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno_MMGD_Baterias_PDE2034_(20240702).pdf). Acesso em: 12 set. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2032. Rio de Janeiro, 2022. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-639/NT_Metodologia_4MD_PDE_2032_VF.pdf. Acesso em: 11 set. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Previsão de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-305/topico-690/Nota%20Técnica%20-%20Previsão%20de%20carga%20para%20o%20Planejamento%20Anual%20da%200Operação%20Energética%20do%20SIN%20-%202024-2028.pdf#se>. Acesso em: 09 set. 2024.

FIGUEREDO, R. S.; BET, I. **Sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia**. Belo Horizonte, 2016. Acesso em: 07 jul. 2024.

GREENER. Estudo estratégico: geração distribuída | Dados de 2023. 2024. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-2024/>. Acesso em: 12 set. 2024.

GREENER; NEWCARGE. Estudo estratégico - mercado de armazenamento, aplicações, tecnologias e análises financeiras. 2021. Disponível em: https://d335luupugsy2.cloudfront.net/cms%2Ffiles%2F12882%2F1632936438Verso_Light_-_Estudo_Estratgico_do_Mercado_de_Armazenamento_de_Energia_no_Brasil.pdf?utm_campaign=estudo_de_armazenamento_-_download&utm_medium=email&utm_source=RD+Station. Acesso em: 07 set. 2024.

GROUP, W. B.; SOLARGIS. Global Solar Atlas. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info>. Acesso em: 14 set. 2024.

GROWATT. Datasheet Growatt SPH 4000~10000TL3 BH. Shenzhen, 2022. Disponível em: <https://www.pvo-int.com/wp-content/uploads/2022/03/Datasheet-Growatt-4-10kw-SPH4000-10000TL3BH.pdf>. Acesso em: 12 set. 2024.

HISSA, Hélio Barbosa **Valor Presente Líquido Reaplicado (VPLR): Um método decisor para os conflitos entre VPL e TIR na análise de investimentos mutuamente exclusivos**. Fortaleza - CE, 2001.

HOEVEN, M. v. Technology Roadmap. Hydrogen and Fuel Cells. Paris: International Energy Agency, 2015. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/e669e0b6-148c-4d5c-816b-a7661301fa96/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf>. Acesso em: 07 jul. 2024.

INSTITUTO ESCOLHAS. Quais os reais custos e benefícios das fontes de geração elétrica no Brasil? São Paulo, 2018. Disponível em: https://www.escolhas.org/wp-content/uploads/2018/11/Quais_os_reais_custos_e_beneficios_das_fontes_de_geracao_elétrica_no_brasil-SUMÁRIO-EXECUTIVO.pdf. Acesso em: 18 jul. 2024.

JABOATÃO DOS GUARARAPES. Lei nº 1.465, de 15 de março de 2021. Jaboatão dos Guararapes, PE, 2021.

LEROY MERLIN. Bateria de Lítio 100Ah 4,8kWh 48V Unipower. Disponível em: https://www.leroymerlin.com.br/bateria-de-litio-100ah-4,8kwh-48v-unipower---uplfp48_1572125390?region=outros&srsltid=AfmBOoo6ZNFbceqWoZSpXTwNozHE4RAcxuL43w8ip_IDz0SmNXIBc99gwk. Acesso em: 07 set. 2024.

MATHIAS, W. F.; GOMES, J. M. **Matemática financeira**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2013.

MERCADO LIVRE. Bateria Solar MUST 5.12kWh 51.2V 100A 6000 Ciclos. Disponível em: https://produto.mercadolivre.com.br/MLB-3805232389-bateria-solar-must-512kwh-512v-100a-6000-ciclos-JM?matt_tool=18956390&utm_source=google_shopping&utm_medium=organic. Acesso em: 07 set. 2024.

MINHA CASA SOLAR. Bateria Solar de Lítio 100Ah 4.8kW 48V Unipower – UP-LFP48. Disponível em: <https://www.minhacasasolar.com.br/bateria-solar-de-litio-100ah-4-8kw-48v-unipower---uplfp48->

[82240?filtro=26_CINZA&filtro=5937_44cm%20x%2048cm%20x%2014cm&filtro=5958_COM%20IPI&filtro=5960_IMPORTAÇÃO%20DIRETA&filtro=5961_BATERIAS%20DE%20LÍTIO&filtro=5962_PROPRIO&filtro=5963_ATIVOS&filtro=6064_SIM&filtro=6066_LÍTIO&filtro=6067_100&filtro=6068_NÃO&filtro=6069_4800&filtro=6070_24&filtro=6071_48&filtro=6092_OLHAL&filtro=6114_8&gad_source=4&gclid=CjwKCAjw6JS3BhBAEiwAO9waF8YdWn4I4jkSYFXYmZOuKvKQ9H2nicS3fTcfze_3EsmpaSuDj_-olxoCVfoQAvD_BwE](https://www.loja.com.br/produto/82240?filtro=26_CINZA&filtro=5937_44cm%20x%2048cm%20x%2014cm&filtro=5958_COM%20IPI&filtro=5960_IMPORTAÇÃO%20DIRETA&filtro=5961_BATERIAS%20DE%20LÍTIO&filtro=5962_PROPRIO&filtro=5963_ATIVOS&filtro=6064_SIM&filtro=6066_LÍTIO&filtro=6067_100&filtro=6068_NÃO&filtro=6069_4800&filtro=6070_24&filtro=6071_48&filtro=6092_OLHAL&filtro=6114_8&gad_source=4&gclid=CjwKCAjw6JS3BhBAEiwAO9waF8YdWn4I4jkSYFXYmZOuKvKQ9H2nicS3fTcfze_3EsmpaSuDj_-olxoCVfoQAvD_BwE). Acesso em: 07 set. 2024.

MONTANHINI, L. R. TT.405 - Economia de Engenharia. Disponível em: <https://cliqueapostilas.com/Content/apostilas/bc55436504212cb39db0a4d0f1baf08f.pdf>. Acesso em: 08 set. 2024.

NEOSOLAR. Bateria Lítio LFP 48V 100Ah 4.8 kWh Ztroon ZTS48100S. Disponível em: https://www.neosolar.com.br/loja/bateria-litio-lfp-48v-100ah-4-8-kwh-ztroon-zts48100s.html?gad_source=1&gclid=CjwKCAjw6JS3BhBAEiwAO9waF_Y5oxhXyE_UzAu46OpTrUmHXtObPXIDGgPiVzXwVSVvj5HrbsphihhoCI1YQAvD_BwE. Acesso em: 07 set. 2024.

ONE SHOP SOLAR. Bateria LiFePO4 48V 48kWh Energia Solar 6000 Ciclos. Disponível em: <https://www.oneshopsolar.com.br/MLB-2915583315-bateria-lifepo-4-48v-litio-48kwh-energia-solar-6000-ciclos-JM?srsId=AfmBOopC2jI2uJibTX64IxEOUyeNp26Y8oVeWUJQEo1DwJkJuDxSVdYmqI>. Acesso em: 07 set. 2024.

PSR. Proposta de aprimoramentos na regulação do setor elétrico para permitir integração eficiente de recursos de armazenamento no sistema elétrico brasileiro. Detalhamento das tecnologias de armazenamento. Produto 1. PSR, 2020. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/pt/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&partici. Acesso em: 07 jul. 2024.

RENOGY. 12V 200Ah Deep Cycle Lithium Iron Phosphate Battery - Core Series. Disponível em: <https://www.renogy.com/12v-200ah-deep-cycle-lithium-iron-phosphate-battery-core-series/>. Acesso em: 07 set. 2024.

Rezende, R. ENG 1920 – Análise Econômica de Investimentos - Métodos de Payback. Goiás. Disponível em:

<https://professor.pucgoias.edu.br/SiteDocente/admin/arquivosUpload/6852/material/03%20-%20Payback.pdf>. Acesso em: 08 set. 2024.

SOUZA, Alceu. **Decisões Financeiras e Análise de Investimentos: fundamentos, técnicas e aplicações**. São Paulo, 1999.

TESOURO DIRETO. Disponível em: <https://www.tesourodireto.com.br/>. Acesso em: 06 ago. 2024.

TESOURO DIRETO. Preços e Taxas dos Títulos. Disponível em: <https://www.tesourodireto.com.br/titulos/precos-e-taxas.htm#0>. Acesso em: 08 set. 2024.

TREVISAN, L. G.; JUNIOR, J. U. **Estudo comparativo de ligação de usina fotovoltaica de 480 kW em baixa ou média tensão**. In: 8º CONGRESSO BRASILEIRO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (CBGD 2023). Anais... Sepocb, 2023.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Battery Storage in the United States: An Update on Market Trends. Disponível em: https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/batterystorage/pdf/battery_storage.pdf. Acesso em: 07 jul. 2024.

VELOSO, G.; CAMARGO, M. P. DE. **Viabilidade econômica da implantação de um banco de capacitores em unidade armazenadora de grãos**. Revista iPecege, v. 3, n. 3, p. 28, 2017.

VIAN, Ângelo et al. **Energia solar: fundamentos, tecnologia e aplicações**. 1. ed. São Paulo, SP: Blucher, 2021.