

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

ADRIAN GULARTE DE VARGAS

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA IMPLANTAÇÃO DE UM
SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM UNIDADE CONSUMIDORA
RURAL DO GRUPO A**

Bagé

2024

ADRIAN GULARTE DE VARGAS

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA IMPLANTAÇÃO DE UM
SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM UNIDADE CONSUMIDORA
RURAL DO GRUPO A**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Pablo Fernando Soardi Costa

Bagé

2024

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais).

G298a Gularte de Vargas, Adrian

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA IMPLANTAÇÃO DE
UM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM UNIDADE
CONSUMIDORA RURAL DO GRUPO A / Adrian Gularte de Vargas.
77 p

Trabalho de Conclusão de Curso(Graduação)-- Universidade Federal
do Pampa, ENGENHARIA DE ENERGIA, 2024. "Orientação: Pablo
Costa".

1. Armazenamento de energia elétrica. 2. Viabilidade econômica. 3. Energia renovável. 4. Geração distribuída. 5. Consumidor rural. I. Título.



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
Universidade Federal do Pampa

ADRIAN GULARTE DE VARGAS

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA
DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM UNIDADE CONSUMIDORA RURAL DO
GRUPO A**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para o Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em 19 de dezembro de 2024.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Pablo Fernando Soardi Costa
Orientador
UNIPAMPA

Prof. Dra. Suelen Cristiane Freitag
UFSM

Prof. Dr. Enoque Dutra Garcia



Assinado eletronicamente por **Suelen Cristiane Freitag, Usuário Externo**, em 19/12/2024, às 10:15, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **ENOQUE DUTRA GARCIA, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 19/12/2024, às 10:15, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **PABLO FERNANDO SOARDI COSTA, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 19/12/2024, às 10:17, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.unipampa.edu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1619978** e o código CRC **CE070E52**.

Dedico este trabalho aos meus pais e à minha família, pelo amor, apoio e inspiração ao longo da jornada.

AGRADECIMENTO

A conclusão deste trabalho é fruto de uma árdua caminhada repleta de desafios, aprendizados e conquistas, que só foi possível graças ao apoio incondicional de muitas pessoas especiais. Primeiramente, agradeço aos meus pais, que com amor, paciência e dedicação me ensinaram a ter honra e resiliência. Vocês são minha base, minha inspiração e meu porto seguro. Ao meu irmão, que sempre esteve ao meu lado, compartilhando momentos de alegria, minha eterna gratidão.

À minha família como um todo, que sempre acreditou no meu potencial e me apoiou incondicionalmente, sou profundamente grato. Cada palavra de incentivo, abraço e gesto de carinho foram fundamentais para que eu nunca desistisse dos meus objetivos.

Aos meus colegas e amigos, que dividiram comigo não apenas os momentos de descontração, mas também os desafios da graduação, obrigado por partilharem desta jornada ao meu lado.

Aos professores da UNIPAMPA, meu mais sincero agradecimento por todo o conhecimento transmitido, pela paciência e por guiarem meus passos acadêmicos. Cada aula, conselho e orientação foram fundamentais para meu crescimento, não apenas como estudante, mas também como pessoa.

Por fim, agradeço à própria UNIPAMPA, que me acolheu e proporcionou as condições para a realização deste sonho. Sou eternamente grato pela oportunidade de estudar em uma instituição pública, gratuita e de qualidade, que foi palco de inenarráveis aprendizados e vivências que levarei comigo para sempre. A UNIPAMPA não apenas me ofereceu uma formação acadêmica sólida, mas também abriu portas para o meu crescimento pessoal e profissional, reafirmando o valor transformador da educação pública em nossas vidas.

A todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste trabalho, meu mais profundo e sincero muito obrigado.

“Se você pode sonhar, você pode realizar”.

Walt Disney.

RESUMO

Este estudo tem como objetivo principal analisar a viabilidade econômica da implementação de um sistema de armazenamento de energia em baterias em uma unidade consumidora do Grupo A e classe rural, visando a redução de custos com energia elétrica nesse segmento. A pesquisa calcula as economias geradas pelo uso do armazenamento, avaliando seu impacto nas faturas, os custos de instalação e operação, e desenvolve um modelo de retorno sobre o investimento como base para a adoção da solução. A metodologia inclui a modelagem de uma unidade já equipada com geração fotovoltaica e a análise do histórico de consumo para o dimensionamento do sistema, com avaliação financeira por meio de indicadores como valor presente líquido, taxa interna de retorno e *payback*, comparando a viabilidade com a de geradores a diesel. O estudo de caso, realizado em Dom Pedrito-RS, utilizou dados reais para simulações e cálculos. Os resultados apontam que o armazenamento de energia, aliado à geração distribuída, constitui uma alternativa viável, sustentável e eficiente a longo prazo, em contraste com os geradores a diesel, que têm menor custo inicial, porém maiores custos operacionais e impacto ambiental.

Palavras-chave: armazenamento de energia, geração distribuída, agronegócio, fatura de energia.

ABSTRACT

This study aims to analyze the economic feasibility of implementing a battery energy storage system in a Group A rural consumer unit, focusing on reducing electricity costs in this segment. The research calculates the savings generated by the use of storage, evaluating its impact on energy bills, installation and operating costs, and develops a return-on-investment model to support the adoption of the solution. The methodology includes modeling a unit already equipped with photovoltaic generation and analyzing its consumption history to properly size the storage system, with financial evaluation using indicators such as net present value, internal rate of return, and payback, comparing its feasibility to that of diesel generators. The case study, conducted in Dom Pedrito-RS, used real data for simulations and calculations. The results show that energy storage, combined with distributed generation, represents a viable, sustainable, and efficient long-term alternative, in contrast to diesel generators, which have lower initial costs but higher operational expenses and environmental impacts.

Keywords: energy storage, battery energy storage system, distributed generation, Brazilian electrical sector, economic feasibility, renewable energy, energy efficiency, photovoltaic systems, energy sustainability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Composição média da tarifa de energia elétrica.....	22
Figura 2 - Gráfico de consumo da classe rural por Estado.....	25
Figura 3 - Gráfico do perfil de carga do setor rural na região Sul.....	25
Figura 4: Tecnologias de Armazenamento de Energia.....	27
Figura 5: Aplicação do time-shift.....	28
Figura 6: Aplicação do peak-shaving.....	29
Figura 7: Aplicação do backup de energia.....	30
Figura 8: Circuito do BESS conectado à rede elétrica.....	31
Figura 9: Fluxograma da metodologia.....	35
Figura 10: Comparação entre demanda contratada e consumo de energia medidos.....	38
Figura 11: Localização da usina fotovoltaica.....	39
Figura 12: Base de Dados das Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica.....	48
Figura 13: Valores médios do levantamento da pesquisa do grupo gerador.....	52
Figura 14: Cálculo das Médias de Irradiância no Plano Inclinado.....	60
Figura 15: Irradiação no Plano Horizontal ao Longo do Ano.....	61
Figura 15: Componentes da UFV.....	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Registros de demanda e consumo medidos.....	37
Tabela 2: Registros de demanda ao longo do ano.....	41

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BESS - *Battery energy storage system*

CEEE - Companhia estadual de energia elétrica

SEB - Sistema elétrico brasileiro

EMS - *Energy management system*

BMS - *Battery management system*

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

D.o.D. - *Depth of Discharge*

HSV - Horo sazonal Verde

MMGD - Micro e Minigeração Distribuída

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

REH - Resolução Homologatória

REN - Resolução Normativa

SCEE - Sistema de Compensação de Energia Elétrica

SEB - Sistema Elétrico Brasileiro

UFV - Usina Fotovoltaica

TE - Tarifa de Energia

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TIR - Taxa Interna de Retorno

UC - Unidade Consumidora

VPL - Valor Presente Líquido

HP - Horário de Ponta

HFP - Horário Fora de Ponta

C.C - Corrente Contínua

C.A. - Corrente Alternada

FV - Fotovoltaico

GD - Geração Distribuída

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	16
1.1 Objetivos.....	17
1.2 Objetivo geral.....	17
1.3 Objetivos específicos.....	17
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	18
2.1 Cenário do sistema elétrico brasileiro.....	18
2.2 Geração distribuída e armazenamento de energia no setor rural.....	19
2.3 Gestão eficiente de energia no agronegócio.....	19
2.4 Modalidades tarifárias e estrutura de custos para consumidores.....	20
2.4.1 Composição Tarifária do grupo A.....	21
2.6.2 Classe de Consumo Rural.....	23
2.7 Análise do Perfil de Consumo de Energia em Unidades Rurais.....	24
2.7.1 Perfil de consumo.....	25
2.8 Sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS).....	26
2.8.1 Aplicações do BESS.....	27
2.8.1.1 "Time-Shift" ou Deslocamento de Energia.....	27
2.8.1.2 Peak-Shaving ou gerenciamento pelo lado da demanda.....	28
2.8.1.3 Backup de Energia.....	29
2.8.2 Baterias de Íon-Lítio.....	30
2.8.3 Indicadores de viabilidade econômica para sistemas de armazenamento.....	32
2.8.3.1 Valor Presente Líquido (VPL).....	32
2.8.3.3 Retorno Financeiro - Payback.....	34
3. METODOLOGIA.....	35
3.1 Aplicação dos Procedimentos Metodológicos em Estudo e Caso.....	36
3.1.1 Caracterização do Consumidor.....	36
3.2 Sistema de Geração Fotovoltaica.....	38
3.2.1 Descrição da Usina Fotovoltaica Instalada.....	38
3.3 Estratégia de Time-Shift.....	39
3.4. Estratégia de Peak-Shaving.....	40
3.4.2 Dimensionamento para Controle de Picos.....	42
3.4.2.1 Estratégias para Mitigação de Picos.....	42
3.4.3 Dimensionamento do BESS.....	42
3.4.3.2 Integração das Estratégias Time-Shift e Peak-Shaving.....	43
3.4.4 Dimensionamento do grupo gerador.....	44
3.4.4.1 Perfil de Consumo.....	44

3.4.4.2 Potência necessária do grupo gerador.....	44
3.4.4.2.1 Identificação das demandas energéticas.....	44
3.4.4.2.2 Aplicação do fator de segurança.....	45
3.4.4.2.3 Conversão para potência aparente.....	45
4 APRESENTAÇÃO DA ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	47
4.1 Estudo de caso.....	47
4.1.1 Definição dos Cenários.....	47
4.2 Cenário 1: UC com GD instalada.....	47
4.2.1 Objetivo.....	47
4.2.3 Sistema BESS.....	48
4.2.3.1 Custo do Sistema.....	49
4.2.3.2 Viabilidade Econômica.....	50
4.2.4 Grupo Gerador.....	51
4.2.4.1 Custo do Sistema com Gerador.....	52
4.2.4.2 Viabilidade Econômica.....	53
4.3 Considerações para o Cenário 1.....	55
4.4 Cenário 2: Energia Injetada Pela Rede Sem GD.....	56
4.4.1 Objetivo.....	56
4.4.2 Sistema BESS.....	56
4.4.2.1 Custo do Sistema BESS.....	56
4.4.2.2 Viabilidade Econômica.....	57
4.4.2.3 Considerações para o Cenário 2.....	59
4.5 Cenário 3: Construção de uma GD para Alimentar o BESS.....	59
4.5.1 Objetivo.....	59
4.5.2 Dimensionamento da UFV.....	60
4.5.3 Orçamento da Usina Fotovoltaica.....	63
4.5.4 Viabilidade Econômica.....	63
4.5.4.1 Indicadores Financeiros.....	64
4.5.4.2 Considerações para o Cenário 3.....	66
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	67
6. TRABALHOS FUTUROS.....	69
6.1 Integração de Diferentes Fontes de Geração Distribuída.....	69
6.2 Otimização do Gerenciamento de Energia e Eficiência do BESS.....	69
6.3 Impacto das Políticas Públicas e Regulações no Setor de Armazenamento de Energia.....	69
REFERÊNCIAS.....	70

1. INTRODUÇÃO

O Brasil, com sua ampla extensão territorial e complexidade geográfica, enfrenta desafios significativos na gestão e distribuição de energia elétrica. O Sistema Interligado Nacional (SIN), responsável por conectar quase todos os estados brasileiros, permite a interligação elétrica das diversas regiões, proporcionando segurança ao atendimento energético nacional (ONS, 2023). A matriz elétrica brasileira destaca-se pelo uso predominante de fontes renováveis, especialmente a hidrelétrica, mas enfrenta desafios relacionados à intermitência das fontes de energia, particularmente solar e eólica. A dependência da geração hídrica, por sua vez, traz dificuldades em períodos de escassez hídrica, quando os reservatórios sofrem redução e surgem necessidades de racionamento e aplicação de tarifas elevadas, refletidas na mudança de bandeiras tarifárias (EPE, 2023). Além disso, a geração solar, embora seja uma solução importante para diversificar a matriz energética, concentra-se em períodos de alta luminosidade, deixando um vácuo de geração nos horários noturnos e nos períodos de baixa irradiação, como em dias nublados. Este cenário cria um desafio de complementaridade entre as fontes renováveis e demanda soluções que garantam energia disponível mesmo quando essas fontes não estão operando em sua capacidade máxima. Essa intermitência afeta especialmente setores de alta demanda energética, como o agronegócio. O setor rural, responsável por 4,7% do consumo nacional (EPE, 2023), depende de energia contínua para atividades como bombeamento de água para irrigação e aeração de silos. No entanto, os horários de maior necessidade de consumo nem sempre coincidem com os de maior disponibilidade de geração renovável, especialmente no caso de sistemas solares. Essa característica é agravada pelo custo elevado da energia durante os horários de ponta, definidos geralmente entre 17h e 22h nos dias úteis.

Neste contexto, os sistemas de armazenamento de energia em baterias, conhecidos como *Battery Energy Storage System* (BESS), surgem como uma solução promissora. O BESS permite armazenar energia durante os horários de menor custo e utilizá-la durante os horários de pico, ajudando a mitigar os impactos da intermitência e os custos associados ao consumo energético. No setor rural, essa

tecnologia permite aplicações como o *peak-shaving* — redução dos picos de demanda — e o *time-shift*, que desloca o consumo para horários mais econômicos. Tendo essas informações em mente, podemos afirmar que a adoção de sistemas de armazenamento de energia em unidades consumidoras do Grupo A tende a ser uma medida eficiente e estratégica para lidar com os desafios impostos pela intermitência das fontes renováveis e pela defasagem entre geração e consumo.

1.1 Objetivos

Nas seções abaixo estão descritos o objetivo geral e os objetivos específicos deste projeto de final de curso.

1.2 Objetivo geral

Avaliar os benefícios econômicos e a viabilidade financeira de implementar um BESS em uma unidade consumidora rural do Grupo A, especificamente voltada ao armazenamento de grãos. Em função dos altos custos associados ao consumo de energia em unidades de grande porte, como as rurais, busca-se determinar em que medida a tecnologia de armazenamento pode reduzir os custos operacionais de forma significativa. Essa análise pretende fornecer uma base concreta para entender como o agronegócio, especialmente as operações de armazenamento de grãos, pode se beneficiar financeiramente da adoção de sistemas de baterias, consolidando o potencial do setor em adotar práticas energeticamente mais eficientes e economicamente vantajosas.

1.3 Objetivos específicos

O primeiro objetivo é calcular o impacto da economia na fatura de energia do consumidor após a utilização do BESS, demonstrando como a adoção desse sistema pode reduzir os custos mensais. Além disso, busca-se analisar os custos relacionados à instalação e à operação do BESS, de forma a compreender de maneira abrangente sua viabilidade econômica. Outro ponto fundamental é desenvolver um modelo de análise financeira para avaliar o retorno sobre o investimento, considerando o *payback* como indicador central. Por fim, pretende-se analisar o perfil de consumo da unidade consumidora rural.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A fundamentação teórica deste estudo visa fornecer os elementos necessários para uma análise técnica e econômica sobre a viabilidade da implantação do BESS em unidades consumidoras rurais do Grupo A. Inicialmente, serão apresentados dados sobre o cenário do setor elétrico brasileiro, destacando os desafios enfrentados pelo SIN e a estrutura tarifária vigente. Em seguida, será abordado o perfil de consumo de energia no setor rural, com ênfase nas unidades consumidoras do Grupo A, que enfrentam custos elevados devido à demanda energética específica desse segmento. A fundamentação também incluirá uma análise sobre a tecnologia do BESS, explicando seu funcionamento, vantagens e o impacto que esses sistemas podem ter na redução dos custos de energia. Por fim, será discutido a viabilidade e a aplicabilidade dessa tecnologia no setor rural.

2.1 Cenário do sistema elétrico brasileiro

O setor de energia brasileiro destaca-se pela forte presença de fontes renováveis, contando com a hidráulica como pilar da matriz elétrica nacional. Esta preponderância de energia renovável no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) confere ao país um perfil de geração menos emissor de gases de efeito estufa, essencial para os compromissos ambientais globais. Com sua pluralidade de fontes, o SEB integra não apenas a energia hidrelétrica, mas também fontes como a eólica, a solar e a biomassa, que vêm ganhando espaço nos últimos anos (KORZENIEWICZ, 2021). Esse crescimento, impulsionado por políticas de incentivo e avanços tecnológicos, reflete o esforço do Brasil em diversificar sua matriz e reduzir a dependência dos reservatórios hídricos, ainda que estas fontes renováveis não convencionais representem uma fatia menor da capacidade instalada total (EPE, 2024). A expansão das energias alternativas, especialmente a micro e minigeração, tem contribuído para maior capilaridade e descentralização da geração, aproximando o suprimento energético dos pontos de consumo e promovendo a segurança energética em diferentes regiões do país (ANEEL, 2023). Entretanto, a predominância da energia hidrelétrica traz desafios específicos para o SIN, especialmente em períodos de escassez hídrica.

A dependência das hidrelétricas torna o sistema suscetível a condições climáticas adversas, como as secas sazonais, que diminuem o nível dos reservatórios e reduzem a capacidade de geração elétrica (ONS, 2021). Em épocas de estiagem prolongada, o SIN enfrenta limitações de fornecimento que, além de comprometerem a segurança energética, também resultam no acionamento das usinas termelétricas, cuja geração é mais cara e mais poluente, elevando, assim, o custo da energia para os consumidores (ONS, 2021). Adicionalmente, a necessidade de atender à crescente demanda energética exige investimentos contínuos em infraestrutura de transmissão e distribuição, o que desafia o sistema a se expandir com custo-efetividade, especialmente diante do aumento das unidades de geração distribuída (ANEEL, 2023). Esse cenário destaca a importância do desenvolvimento de tecnologias de armazenamento de energia próximas aos centros de carga.

2.2 Geração distribuída e armazenamento de energia no setor rural

O setor rural, que pode ser enquadrado tanto como consumidor do grupo B, conectado em baixa tensão, quanto do grupo A (atendido em média ou alta tensão), especialmente em operações de grande porte, depende de um fornecimento estável e de custo acessível para viabilizar suas operações. Além disso, a implantação de sistemas de armazenamento de energia torna-se estratégica no setor rural, pois viabiliza a gestão do consumo em horários de pico e assegura maior autonomia energética, mitigando os impactos das tarifas e de suprimento elétrico (ANEEL, 2023).

2.3 Gestão eficiente de energia no agronegócio

O agronegócio brasileiro é um dos setores intensivos em consumo energético, devido à operação de maquinários agrícolas, motores elétricos e sistemas de irrigação, além do uso contínuo de equipamentos voltados à pecuária (SANTOS, A. T.; SOUZA, J. R.; ALMEIDA, F. S., 2023). A energia elétrica, portanto, surge como um dos principais aspectos nos custos operacionais, afetando a rentabilidade e a viabilidade econômica das atividades do produtor. Os custos com energia, colocam uma pressão adicional sobre os produtores, que se veem obrigados a adotar

estratégias para a gestão eficiente do consumo energético e a mitigação dos custos operacionais (GOMES, R. P.; ALVES, T. D.; COSTA, F. R., 2023).

Esse cenário aponta para a necessidade de medidas que tornem o consumo de energia no agronegócio mais previsível e menos suscetível às variações tarifárias. Em face dos desafios enfrentados pelo setor elétrico, como a escassez de recursos hídricos e a crescente demanda do setor rural, a adoção de tecnologias para o gerenciamento energético nas propriedades rurais se torna essencial. A busca por eficiência energética tem se intensificado, com o setor rural investindo em tecnologias que permitem a otimização do consumo de energia, como sistemas de armazenamento de energia (BESS) e fontes renováveis complementares (OLIVEIRA, R. S.; MENDES, L. A.; LIMA, P. F., 2024). Esses sistemas podem reduzir a dependência direta do SIN, proporcionando maior autonomia ao setor, que passa a contar com alternativas para estabilizar os custos de energia e garantir a continuidade da produção, mesmo em períodos de elevada demanda ou tarifas mais elevadas.

Tais ações podem reduzir a vulnerabilidade às flutuações tarifárias e à dependência das hidrelétricas, além de contribuir para a redução das emissões de gases de efeito estufa, alinhando o setor rural com práticas mais sustentáveis e economicamente vantajosas (VIRGÍLIO, 2018).

2.4 Modalidades tarifárias e estrutura de custos para consumidores

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) os consumidores de energia são classificados em 2 grupos, os consumidores pertencentes ao grupo A e B, onde são atendidos em média/alta e baixa tensão respectivamente (ANEEL, 2024) . Esses 2 grupos são divididos e outros subgrupos, no qual os pertencentes ao grupo A são classificados como:

a) subgrupo A1: tensão de conexão maior ou igual a 230 kV;

- b) subgrupo A2: tensão de conexão maior ou igual a 88 kV e menor ou igual a 138 kV;
- c) subgrupo A3: tensão de conexão igual a 69 kV;
- d) subgrupo A3a: tensão de conexão maior ou igual a 30 kV e menor ou igual a 44 kV;
- e) subgrupo A4: tensão de conexão maior ou igual a 2,3 kV e menor ou igual a 25 kV;
- f) subgrupo AS: tensão de conexão menor que 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

Já os consumidores do grupo B são classificados como;

- a) subgrupo B1: residencial;
- b) subgrupo B2: rural;
- c) subgrupo B3: demais classes;
- d) subgrupo B4: Iluminação Pública;

2.4.1 Composição Tarifária do grupo A

A tarifa de energia elétrica é composta majoritariamente por 2 componentes, a Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) que são os custos e encargos que a concessionária de energia possui para transportar a energia da fonte até o consumidor e Tarifa de Energia (TE) que é basicamente o custo cobrado ao consumidor pelo consumo da energia em si que é definido de acordo com o contrato de compra de energia regulada. Dessa forma, a ANEEL em sua resolução normativa de nº 1.000 define a TUSD como:

b) tarifa de uso do sistema de distribuição – TUSD: valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh (reais por megawatt-hora) ou em

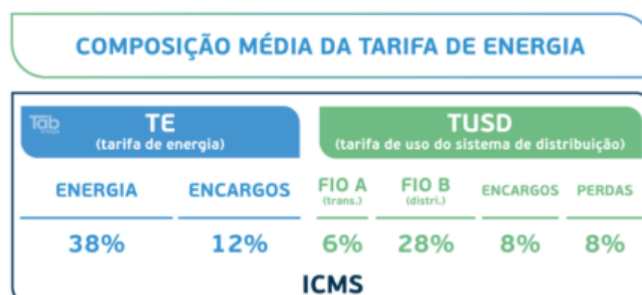
R\$/kW (reais por quilowatt), utilizado para o faturamento mensal do consumidor e demais usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema; (ANEEL, 2021)

Também define a TE como:

a) tarifa de energia – TE: valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh (reais por megawatt-hora), utilizado para o faturamento mensal do consumo de energia; (Fonte: ANEEL, 2021)

A composição da tarifa de energia elétrica pode variar de acordo com diversos fatores, incluindo a distribuidora, o grupo de consumo e a modalidade tarifária. Por exemplo, conforme a Figura 1, 38% da parcela da Tarifa de Energia (TE) podem representar o consumo de energia em si, enquanto 12% são encargos tarifários. Já na parcela da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), os encargos representam apenas 8% dos custos, seguidos de 6% correspondentes ao "fio A". A maior fatia dos custos, 28%, fica por conta do "fio B", e 8% são destinados às perdas. É importante destacar que essa composição pode mudar dependendo da distribuidora, do grupo de consumo (residencial, comercial, industrial, etc.) e da modalidade tarifária (como a tarifa branca ou a convencional). Além disso, o tipo de mercado em que o consumidor está inserido (livre ou cativo), se ele é um consumidor gerador (ou seja, se possui geração própria de energia) e a presença de isenções ou subsídios podem alterar a estrutura de custos, refletindo diretamente no valor final da tarifa.

Figura 1 - Composição média da tarifa de energia elétrica



Fonte: TAB ENERGIA (2024)

2.6.2 Classe de Consumo Rural

No geral, uma unidade consumidora pode ser enquadrada como rural quando:

Art. 184. Deve ser classificada na classe rural, com fundamento na Lei nº 10.438, de 2002, no Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968 e no Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, a unidade consumidora em que se desenvolvam as atividades dispostas nas seguintes subclasses:

[...] a carga instalada na unidade consumidora deve ser predominantemente destinada à atividade agropecuária[...] (ANEEL, 2024)

A classe rural pertencente ao grupo A possui algumas características específicas no qual devem ser levadas em consideração ao analisar os custos de energia do consumidor, dentre essas características, estão:

- **Modalidade Tarifária Horo-sazonal** - É a forma no qual se alinha o perfil de consumo da unidade consumidora de acordo com as opções de políticas de preços da distribuidora local mais coerentes com cada perfil de consumo. Assim permitindo com que o consumo de energia seja mais eficiente e a gestão dos custos mais organizada de acordo com o tipo de consumo de cada UC. Existem duas modalidades principais de enquadramento tarifário: a tarifa horo-sazonal azul e a tarifa horo-sazonal verde, que apresentam características específicas para diferentes perfis de consumo.
- **Demanda disponibilizada** - É a potência instantânea máxima em kW que o consumidor irá utilizar de acordo com as suas cargas, segundo o art. 2º da seção II da REN 1.000, sua característica se define por:

XII - demanda contratada: demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora no ponto de conexão, conforme valor e período de vigência fixados em contrato, em kW (quilowatts); (ANEEL. 2024)

- **Postos tarifários** - São períodos específicos do dia onde há significativa variação no custo da energia. Classificamos estes como período de ponta e fora-ponta. De acordo com o art. 2º da REN 1.000 de 07 de dezembro de 2021 os postos tarifários são definidos como:

a) **posto tarifário ponta:** período composto por 3 horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão ou permissão, não se aplicando aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi e aos feriados nacionais dos dias 1º de janeiro, 21 de abril, 1º de maio, 7 de setembro, 12 de outubro, 2 de novembro, 15 de novembro, 20 de novembro e 25 de dezembro;

b) **posto tarifário intermediário:** período de duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao horário de ponta, aplicado apenas para o grupo B;

c) **posto tarifário fora de ponta:** período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e, para o grupo B, intermediário;

- **Energia reativa** - É a energia que não gera trabalho e que circula nos circuitos dos condutores que alimentam as cargas, de suma importância para o correto funcionamento de cargas capacitivas e indutivas que se fazem muito presentes nas UCs do grupo A. De acordo com Item XVII do texto da REN nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, da ANEEL a energia reativa se caracteriza por:

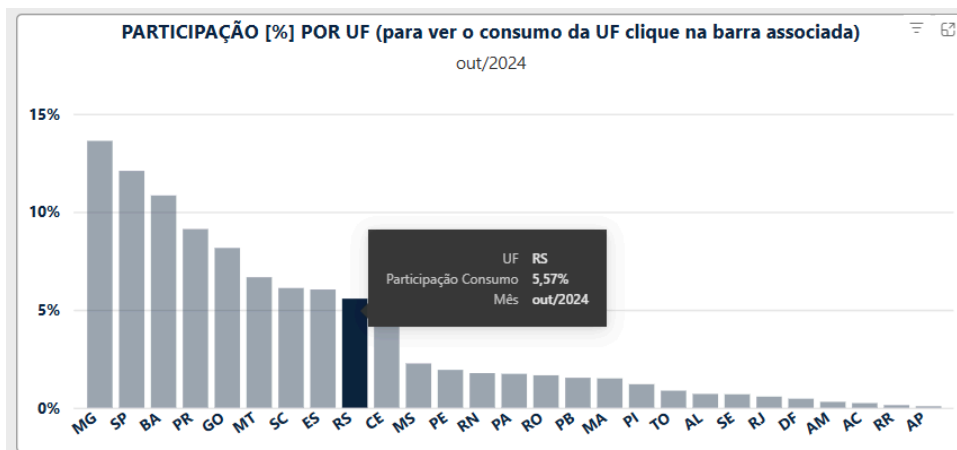
XVII - energia elétrica reativa: aquela que circula entre os diversos campos elétricos e magnéticos de um sistema de corrente alternada sem produzir trabalho, em kVArh (quilovolt-ampèrereativo-hora); (ANEEL, 2021)

2.7 Análise do Perfil de Consumo de Energia em Unidades Rurais

O setor rural possui um perfil de carga expressivo no consumo total de energia elétrica do SIN (ONS, 2020) onde o topo da lista de maiores consumidores de energia figura a região pioneira em agropecuária que é MG com 16,94% da fatia,

seguidos de SP e BA, com 11,65% e 10,31% respectivamente. O RS com uma área de cerca 10,48 milhões de hectares plantados fica em 9º lugar na lista de consumo energético com 5,57% do total como podemos observar na Figura 2.

Figura 2 - Gráfico de consumo da classe rural por Estado.

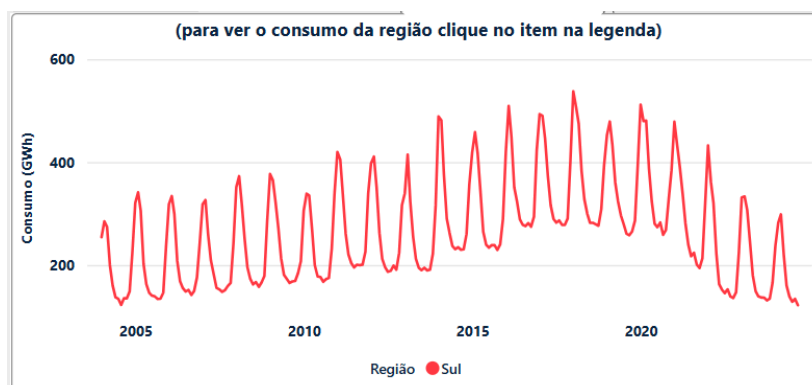


Fonte: EPE (2024).

2.7.1 Perfil de consumo

De acordo com a Figura 3 podemos observar também que o gráfico possui uma variação de consumo bem acentuada entre picos e vales ao longo do ano, isso se deve por conta das atividades de plantio e colheita dos principais grãos cultivados no Brasil que ocorrem entre os períodos de outubro a abril.

Figura 3 - Gráfico do perfil de carga do setor rural na região Sul



Fonte: EPE (2024)

É por conta desse motivo que existe a sazonalidade para os consumidores dessa classe no qual é possível flexibilizar e definir datas prévias para o contrato de demanda de potência, isso indica que o consumidor pode definir uma demanda mínima de 30 kW nos períodos que não estiver utilizando suas cargas e a demanda máxima quando estiver no período de maior consumo (ANEEL, 2021), dessa forma, pagando pela energia consumida mais parcela da TUSD energia e TUSD demanda. Atentando apenas para o consumo registrado ser maior ou igual a demanda contratada em pelo menos 3 meses do ciclo total de 12 meses, conforme o art. 300 da seção VI da REN 1.000 indica:

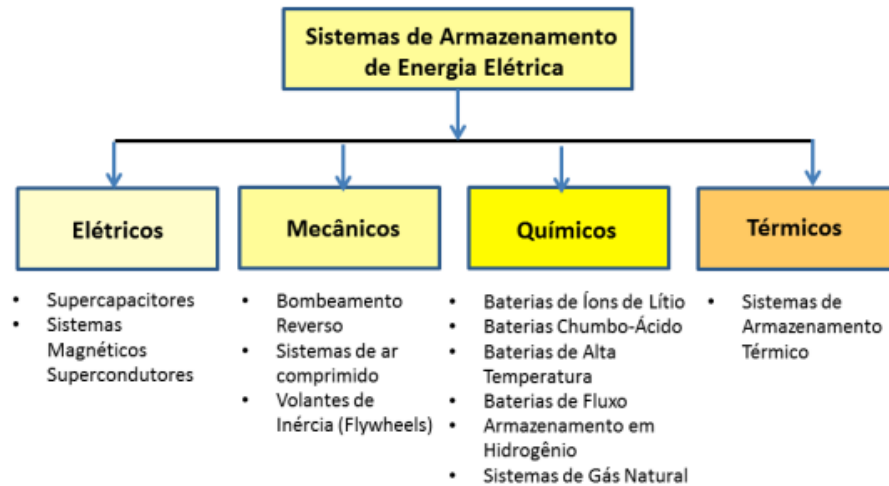
Art. 300. A unidade consumidora do grupo A da classe rural e a reconhecida como sazonal devem pagar demandas complementares se não registrarem por posto tarifário, a cada 12 ciclos de faturamento, no mínimo três demandas faturadas maiores ou iguais às contratadas. (ANEEL, 2021)

2.8 Sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS)

O Brasil está em uma posição muito privilegiada no setor energético global, isso se reflete na sua matriz elétrica que hoje é composta de aproximadamente 46% de energias renováveis como: hidrelétrica, eólica, solar e de bioenergia (SOARES, 2024). Essa crescente evolução nas fontes de energias renováveis trazem uma questão muito importante de ser avaliada no contexto geral, sua intermitência, no qual dependem de fatores climáticos não controláveis para que haja geração de energia. Dessa forma, se destacam as formas de armazenamento dessa energia gerada para mitigar os impactos negativos da intermitências das fontes geradoras para seu uso em momento posterior.

O conceito de armazenamento de energia é bem similar ao conceito do armazenamento de qualquer produto, onde esse produto é “estocado” para ser utilizado posteriormente em momento oportuno. Existem diversas formas de armazenar a energia como podemos observar na Figura 4, onde cada uma possui características específicas e melhor uso de acordo com sua finalidade:

Figura 4: Tecnologias de Armazenamento de Energia



Fonte: ABAQUE (2023)

Para o cenário atual de considerável evolução da geração distribuída no Brasil onde já possui cerca de 44 GW de potência instalada de energia solar fotovoltaica e cerca de 28,68 GW de energia eólica (GOV, 2024) o armazenamento eletroquímico se destaca como a solução mais adequada para essas fontes de energia para mitigar os malefícios da intermitência no circuito onde as baterias poderão ser carregadas em momento de menor demanda para posterior uso.

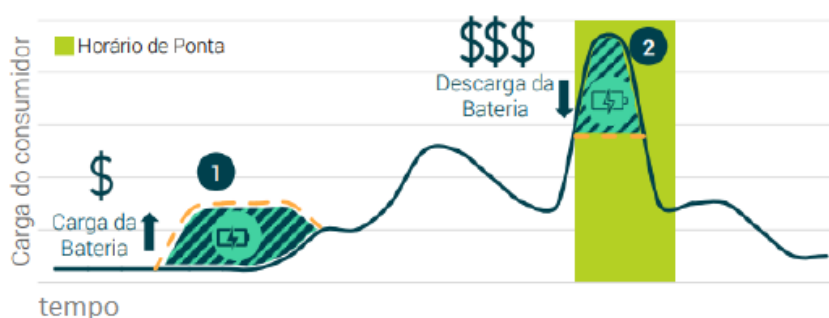
2.8.1 Aplicações do BESS

2.8.1.1 "Time-Shift" ou Deslocamento de Energia

Chamamos de deslocamento de energia ou modulação da curva de carga no âmbito da eficiência energética ou *time-shift* a aplicação do BESS onde a energia armazenada em momentos de baixa demanda ou menor custo, quando há excesso de geração de MMGD por exemplo, é utilizada em horários de alta demanda ou maior custo. Isso permite reduzir os custos de consumo nos horários de ponta onde o preço do kWh tende a ser maior e também maximizar o aproveitamento das GDs instaladas na unidade consumidora.

Esta função de *time-shift* está entre as aplicação do BESS mais atrativas economicamente do sistema (GREENER & NEWCHARGE, 2021), isso se deve ao fato de que o preço da parcela TUSD da energia elétrica nas três horas do horário de ponta chega a custar até cinco vezes mais que nos horários de fora-ponta. Como podemos observar na Figura 5, o ponto 1 está associado ao horário de fora-ponta onde o custo de energia é tem menor custo, dessa forma carregando o BESS para posteriormente, no ponto 2, suprir a demanda das cargas onde o custo é mais elevado.

Figura 5: Aplicação do time-shift

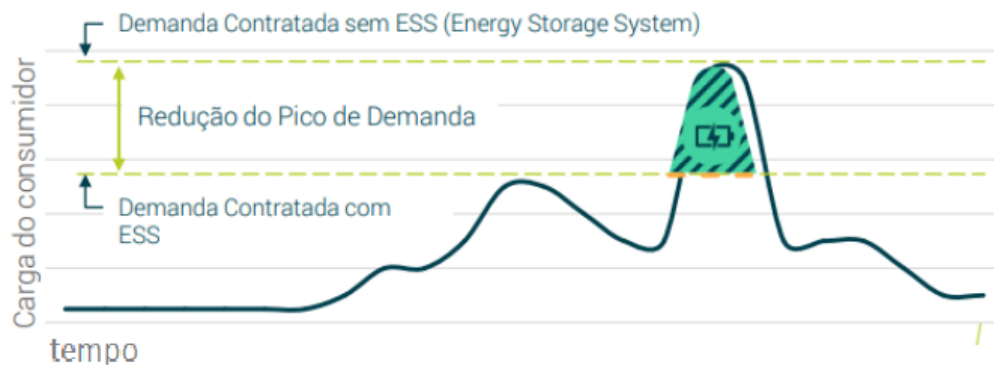


Fonte: GREENER & NEWCHARGE (2021)

2.8.1.2 *Peak-Shaving* ou gerenciamento pelo lado da demanda

Unidades consumidoras pertencentes ao grupo A devem obrigatoriamente contratar uma demanda de potência de acordo com suas cargas (ANEEL, 2021). O *peak-shaving* é uma aplicação do BESS que consiste em reduzir os picos de demanda consumida da UC, utilizando a energia armazenada nas baterias para atender às potências de demandas instantâneas. Isso permite que a unidade consumidora permaneça dentro do limite de demanda contratada previamente, evitando cobrança por ultrapassagem de demanda e gerando economia.

Figura 6: Aplicação do *peak-shaving*



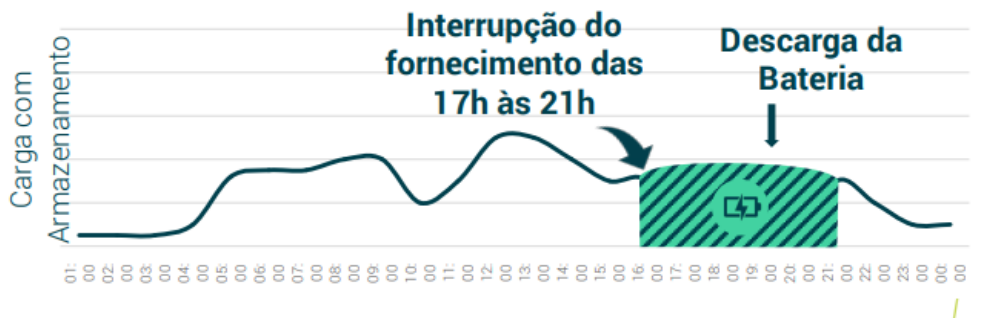
Fonte: GREENER & NEWCHARGE (2021)

De acordo com a Figura 6, podemos observar que ao atingir o pico da demanda de consumo quem irá fornecer a energia será o BESS e não a rede da distribuidora, isso pode ser muito vantajoso pois irá mitigar eventuais multas por ultrapassagem de demanda.

2.8.1.3 Backup de Energia

De acordo com dados da ANEEL a duração média das interrupções (DEC) para consumidores rurais tem sido de aproximadamente 15hs/ano em média, enquanto a frequência média (FEC) das interrupções é de aproximadamente 7 vezes ao ano (ANEEL, 2022). Dessa forma, como podemos observar na Figura 7 o sistema de *backup* de energia é uma alternativa coerente aos geradores a *diesel*, especialmente em regiões com altos índices de interrupções e oscilações de energia como o setor rural.

Figura 7: Aplicação do *backup* de energia



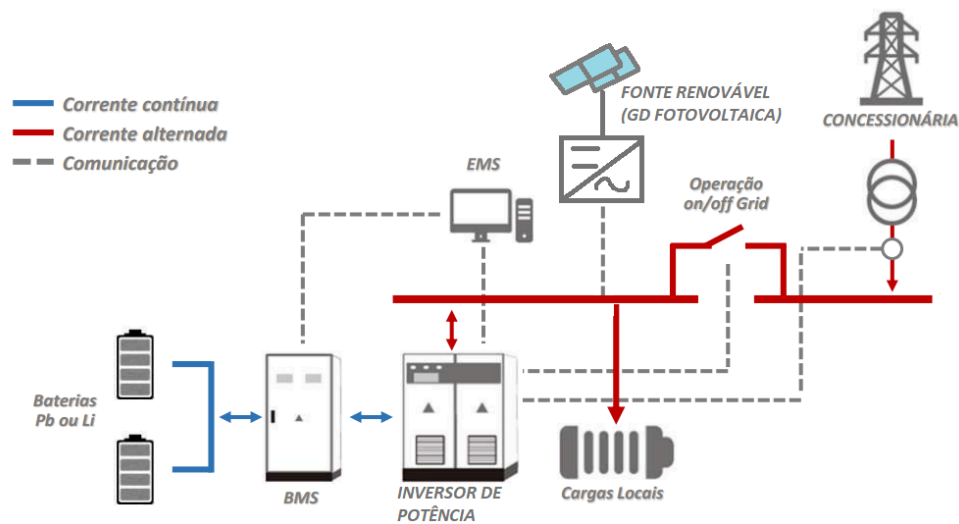
Fonte: GREENER & NEWCHARGE (2021)

2.8.2 Baterias de Íon-Lítio

Atualmente, a maioria dos sistemas de armazenamento de energia em operação no mundo utiliza baterias de íon-lítio, em razão de suas características técnicas vantajosas para aplicações combinadas com usinas solares fotovoltaicas, foco deste estudo. Tais baterias apresentam alta densidade de energia, modularidade e eficiência superior a 90% nos processos de carga e descarga, tornando-se uma das soluções mais adequadas para sistemas de armazenamento acoplados a fontes intermitentes de geração renovável (GUEDES, 2024).

O BESS funciona conectando baterias de íons-lítio à rede elétrica e às cargas locais. O processo começa com o carregamento das baterias, onde ocorrerá através da GD FV ou também pode vir da própria rede da distribuidora e será convertida de corrente alternada (CA) para corrente contínua (CC) pelo inversor de potência. Essa energia em CC é armazenada nas baterias, que ficam prontas para fornecer energia quando necessário, conforme a Figura 8.

Figura 8: Circuito do BESS conectado à rede elétrica



Fonte: ABINEE (2019)

O controle e monitoramento do sistema são realizados pelo Sistema de Gerenciamento de Energia (EMS). Ele trabalha junto com o Sistema de Gerenciamento de Bateria (BMS), que monitora o estado das baterias, como carga e temperatura. O EMS também decide quando carregar as baterias, liberar energia para as cargas ou até injetar energia na rede elétrica, garantindo o uso eficiente da energia para quando houver demanda de energia nas cargas. As baterias liberam a energia armazenada em CC, que é convertida novamente para CA pelo inversor de potência. Essa energia em CA é então enviada para suprir as necessidades das cargas.

O BESS pode operar tanto conectado à rede elétrica (*on-grid*) quanto de forma isolada (*off-grid*). No modo *on-grid*, o BESS utiliza a energia da rede para carregar as baterias ou para atender diretamente às cargas. Já no modo *off-grid*, em casos de falhas na rede ou em locais sem acesso à rede elétrica, o sistema utiliza a energia armazenada para garantir o fornecimento às cargas locais, assegurando a continuidade do serviço. A ANEEL tem se dedicado à regulamentação do uso de sistemas de armazenamento de energia, reconhecendo os benefícios do BESS para a estabilidade da rede elétrica e a integração de fontes renováveis, como a solar e a

eólica. A ANEEL tem avançado com estudos e consultas públicas para criar diretrizes que permitam o uso seguro e eficiente desses sistemas, visando à modernização do setor elétrico e à melhoria da eficiência no consumo e distribuição de energia.

2.8.3 Indicadores de viabilidade econômica para sistemas de armazenamento

Os indicadores de viabilidade são métricas financeiras utilizadas para avaliar a atratividade e o retorno potencial de um projeto ou investimento, auxiliando na tomada de decisão estratégica. Nesta análise, serão considerados três indicadores fundamentais: a Taxa Interna de Retorno (TIR), que mede a rentabilidade percentual esperada de um investimento, o *Payback*, que calcula o tempo necessário para recuperar o investimento inicial considerando o valor do dinheiro no tempo e o Valor Presente Líquido (VPL), que indica o ganho ou perda líquida projetada de um investimento em termos de valor atual (GITMAN, 2010) . Esses indicadores fornecem uma visão abrangente para avaliar a viabilidade financeira e os riscos envolvidos.

2.8.3.1 Valor Presente Líquido (VPL)

O *VPL* é um método que avalia o retorno de um investimento ao calcular a diferença entre o valor presente dos fluxos de caixa projetados e o investimento inicial, utilizando uma taxa de desconto. A equação (1) indica como obter a variável:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FCt}{(1+r)^t} - I0 = 0 \quad (1)$$

Na equação (1), o FCt é o fluxo de caixa no período t , $I0$ é o Investimento inicial, e r é Taxa de desconto (geralmente, o custo de capital); onde o resultado de

um VPL positivo indica que o projeto gera retornos acima do custo de capital, enquanto um VPL negativo mostra que o projeto não é viável, o VPL é preferido por especialistas financeiros devido à sua capacidade de incorporar o valor temporal do dinheiro e oferecer uma análise precisa da lucratividade de projetos.

2.8.3.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A TIR indica a viabilidade econômica de um projeto, sendo a taxa de desconto que torna o VPL igual a zero. Um investimento é considerado atrativo quando a TIR supera o custo de capital, mostrando que gera valor adicional. Seu uso é comum por oferecer uma visão percentual do retorno e facilitar comparações entre projetos. Contudo, apresenta limitações: pode gerar múltiplos valores em fluxos de caixa não convencionais e desconsidera o valor absoluto do retorno. Por isso iremos analisá-la junto com VPL, Payback e TMA para maior segurança nas decisões.

$$TIR = \sum_{t=1}^n \frac{FCt}{(1+TIR)^t} - IO = 0 \quad (2)$$

Na equação (2), o FCt é o fluxo de caixa no período t , IO é o Investimento inicial, t é o período do fluxo de caixa, TIR é a taxa interna de retorno e n é número total de períodos.

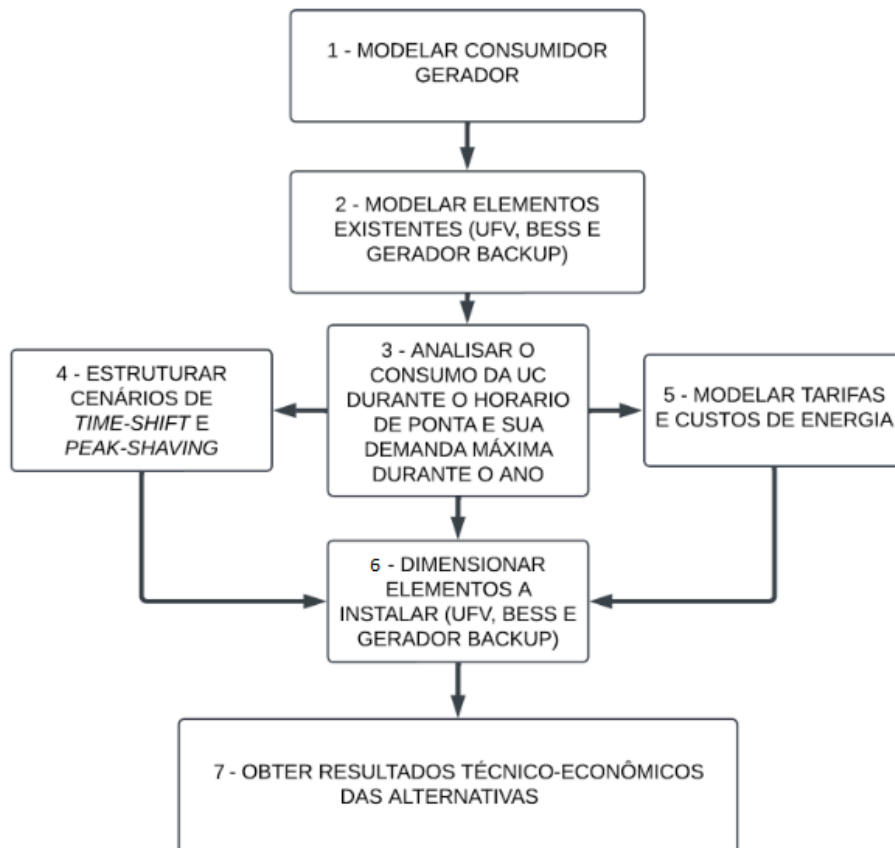
2.8.3.3 Retorno Financeiro - *Payback*

O *Payback* mede o tempo necessário para que o investimento inicial seja recuperado, ou seja, o período em que os fluxos de caixa acumulados igualam o valor do investimento. Já o *Payback* Descontado ajusta esse cálculo considerando o valor do dinheiro no tempo, aplicando uma taxa de desconto. Apesar de sua simplicidade e fácil interpretação, o método não considera fluxos de caixa após o período de recuperação. O *Payback* é uma ferramenta útil para avaliar rapidamente a viabilidade de investimentos, mas não substitui métodos mais detalhados como *VPL* e *TIR*.

3. METODOLOGIA

Neste capítulo apresenta-se os métodos adotados para atingir os objetivos propostos neste estudo. Dessa forma, o trabalho será estruturado em modelar a unidade consumidora juntamente da sua GD fotovoltaica para um horizonte de 15 anos. Essa escolha de período visa cobrir a vida útil estimada do sistema fotovoltaico e do BESS, que geralmente possuem durabilidades e garantias de aproximadamente 15 anos. Além disso, a análise ao longo desse intervalo possibilita uma avaliação detalhada do retorno sobre o investimento inicial, permitindo a verificação da viabilidade econômica do projeto ao longo de sua vida útil. Também será apresentado o orçamento para o investimento da instalação do BESS para suprir a energia consumida no horário de ponta (deslocamento de energia ou *time-shift*) e controle de demanda (*peak-shaving*) e logo será feita a comparação entre a viabilidade entre utilizar o BESS ou utilizar um gerador a *diesel*. Um fluxograma contendo as etapas do estudo é mostrado conforme a Figura 9.

Figura 9: Fluxograma da metodologia



Fonte: O Autor (2024)

3.1 Aplicação dos Procedimentos Metodológicos em Estudo e Caso

A metodologia será detalhadamente aplicada no estudo de caso, garantindo a compreensão clara de cada etapa e justificando as decisões tomadas. Esse detalhamento permite validar as hipóteses formuladas.

3.1.1 Caracterização do Consumidor

A análise do histórico de consumo e demanda da UC é fundamental para o dimensionamento do BESS. Neste estudo de caso, foi selecionado um consumidor do Subgrupo de Tensão A4 com tarifa THS Verde, cuja tensão e demanda contratada são 13,8 kV e 225 kW, respectivamente. A UC pertence ao setor rural, dedicada ao armazenamento de grãos em silos e localizada na cidade de Dom Pedrito/RS. A unidade já possui um sistema de minigeração previamente dimensionado para atender à demanda de carga.

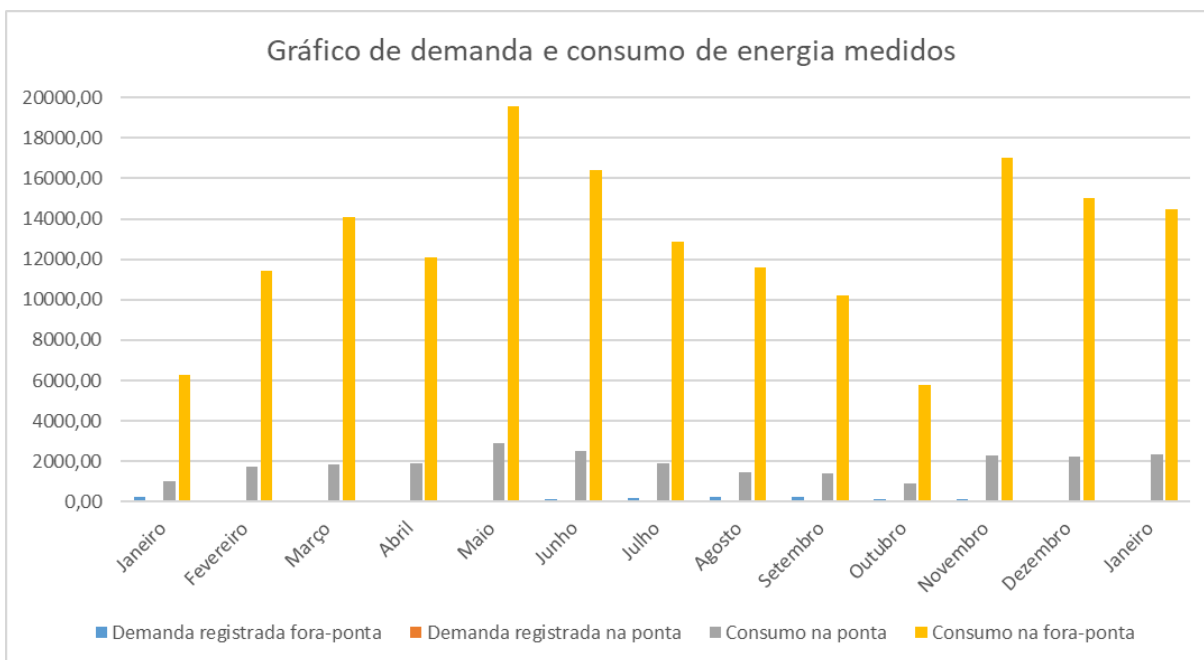
A Tabela 1 apresenta os registros de consumo e demanda de 13 meses, incluindo demandas totais, consumo em horários de ponta e fora-ponta. Esses dados refletem o perfil energético da unidade, caracterizado principalmente pelo uso de motores para o sistema de aeração dos silos, resultando no consumo mensal de 2.000 kWh e uma demanda média/mês de aproximadamente 25 kW no horário de ponta. Além disso, os dados da tabela destacam a sazonalidade no consumo energético, refletindo variações no uso dos equipamentos em função das diferentes fases do ciclo produtivo agrícola. Esse aspecto é relevante para o planejamento de estratégias de mitigação de custos, como o deslocamento do consumo para horários fora de ponta e a utilização de tecnologias que otimizem o uso da energia. A análise dos registros de consumo também permite avaliar o impacto potencial de soluções como a GD e o armazenamento de energia na redução das despesas com eletricidade.

Tabela 1: Registros de demanda e consumo medidos.

Data	Demanda registrada fora-ponta	Demanda registrada na ponta	Consumo na ponta	Consumo na fora-ponta
Janeiro	223,86 kW	11,07 kW	996 kWh	6.300kWh
Fevereiro	61,50 kW	19,13 kW	1.722 kWh	11.422kWh
Março	107,09 kW	20,74 kW	1.867 kWh	14.065 kWh
Abril	84,62 kW	20,89 kW	1.880 kWh	12.093 kWh
Maiο	79,70 kW	32,18 kW	2.896 kWh	19.561 kWh
Junho	138,42 kW	28,07 kW	2.526 kWh	16.432 kWh
Julho	196,14 kW	20,98 kW	1.888 kWh	12.844 kWh
Agosto	234,68 kW	16,09 kW	1.448 kWh	11.591 kWh
Setembro	218,78 kW	15,62 kW	1.406 kWh	10.234 kWh
Outubro	119,06 kW	9,91 kW	892 kWh	5.778 kWh
Novembro	119,88 kW	25,49 kW	2.294 kWh	17.013 kWh
Dezembro	106,93 kW	24,76 kW	2.228 kWh	15.013 kWh
Janeiro	100,04 kW	26,28 kW	2.365 kWh	14.471 kWh

Fonte: O autor (2024)

Figura 10: Comparação entre demanda contratada e consumo de energia medidos.



Fonte: O autor (2024)

Os dados coletados são essenciais para o dimensionamento adequado do BESS, que será utilizado para suprir a demanda no horário de ponta.

3.2 Sistema de Geração Fotovoltaica

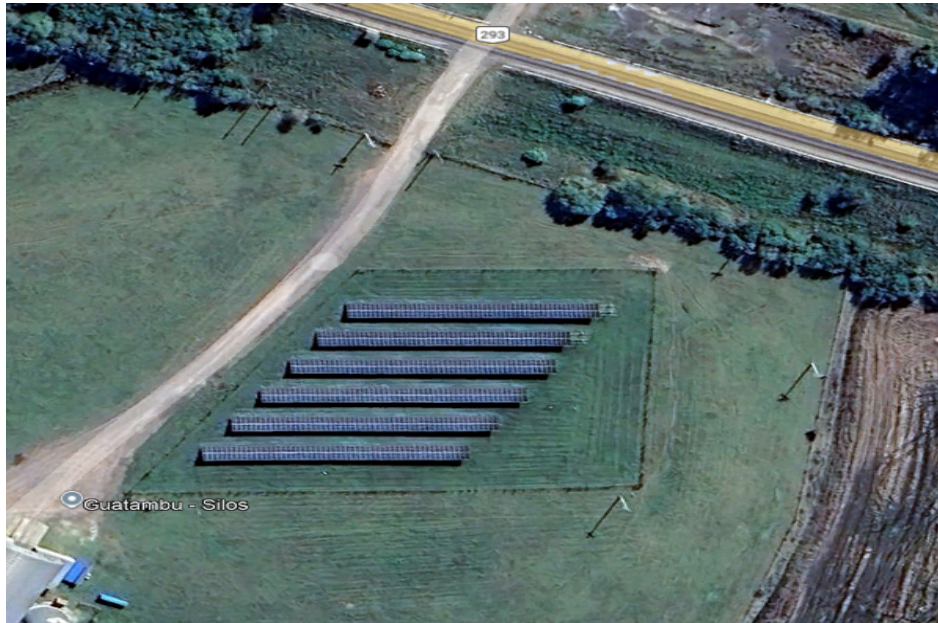
3.2.1 Descrição da Usina Fotovoltaica Instalada

A unidade conta com uma usina fotovoltaica composta por 648 módulos RISEN modelo RSM144-7-445M, cada um com 445 Wp, e três inversores WEG SIW400 ST075, de 75 kW cada. Apesar da capacidade instalada total de 288,36 kWp, a potência é limitada a 225 kWp devido às características técnicas dos inversores.

A geração estimada da usina é de aproximadamente 26.000 kWh por mês, com base em uma irradiação média de 4,61 kWh/m².dia para Dom Pedrito/RS (CRESESB, 2021). Essa geração desempenha um papel estratégico no projeto pois será utilizada para carregar o BESS, reduzindo a dependência da rede elétrica e

possibilitando o deslocamento do consumo para horários de maior custo-benefício. Sua localização existente pode ser observada na Figura 10.

Figura 11: Localização da usina fotovoltaica



Fonte: Google Earth (2024)

3.3 Estratégia de *Time-Shift*

Para o cálculo do consumo diário e a aplicação do *time-shift*, após obter a média mensal de consumo através das faturas de energia da unidade consumidora, conforme consta na tabela 1. Já é possível calcular a quantidade diária de consumo em cada mês, dividindo os valores mensais pela quantidade de dias do mês como descrito na fórmula (3).

$$Energia\ diária = \frac{Energia\ média\ mensal}{N^{\circ}\ de\ dias\ do\ mês} \quad (3)$$

$$Energia\ diária = \frac{2.896\ kWh}{30\ dias} = 96,53\ kWh / dia \quad (4)$$

Esse cálculo permitirá determinar a energia necessária que o BESS deve fornecer diariamente para suprir as cargas nesse intervalo de 3 horas. Portanto, o BESS precisa ter condições de fornecer 96,53 kWh/dia para suprir as cargas no horário de ponta. Com os dados diários, também será possível identificar as variações sazonais de demanda e estabelecer uma base sólida para o dimensionamento do sistema, considerando os picos de consumo. Após determinar o consumo diário, será avaliada a capacidade energética mínima do BESS, incorporando margens de segurança de 20% para compensar perdas no sistema, variações de demanda e a degradação natural das baterias. A capacidade nominal do BESS será ajustada de acordo com a profundidade de descarga (DoD) das baterias, que, para tecnologias modernas como íon-Lítio, geralmente varia entre 80% e 90% (AMARAL; SINOHARA, 2022). Na modalidade de *time-shift*, o sistema será projetado para armazenar energia excedente gerada pela usina fotovoltaica da unidade durante o HFP e utilizá-la para suprir as cargas no HP, deslocando o consumo da rede elétrica para períodos de menor custo energético.

3.4. Estratégia de *Peak-Shaving*

A Tabela 2 apresenta os registros mensais de demanda medida ao longo do ano, permitindo a identificação de eventuais picos em relação à demanda contratada de 225 kW. Essa comparação entre o valor contratado e os valores efetivamente medidos possibilita uma análise detalhada do comportamento da carga e da conformidade com os limites estabelecidos em contrato. Identificar tais excedentes é essencial para evitar cobranças adicionais por ultrapassagem de demanda, que podem impactar diretamente os custos operacionais da unidade consumidora.

Ao analisar os dados, observa-se que a ocorrência de picos pode estar associada a períodos de maior atividade produtiva, mudanças no perfil de consumo ou falhas em estratégias de gestão energética. Dessa forma, o acompanhamento contínuo da demanda permite decisões proativas, como a readequação do contrato de demanda junto à concessionária ou a adoção de soluções técnicas, como sistemas de controle de carga e geração distribuída. Esse tipo de monitoramento auxilia no entendimento do energético.

Tabela 2: Registros de demanda ao longo do ano

Data	Demanda registrada	Demanda contratada	Consumo na ponta
Janeiro	223,86 kW	225 kW	não é pico
Fevereiro	61,50 kW	225 kW	não é pico
Março	107,09 kW	225 kW	não é pico
Abril	84,62 kW	225 kW	não é pico
Maiο	79,70 kW	225 kW	não é pico
Junho	138,42 kW	225 kW	não é pico
Julho	196,14 kW	225 kW	não é pico
Agosto	234,68 kW	225 kW	pico de 9,68kW
Setembro	218,78 kW	225 kW	não é pico
Outubro	119,06 kW	225 kW	não é pico
Novembro	119,88 kW	225 kW	não é pico
Dezembro	106,93 kW	225 kW	não é pico
Janeiro	100,04 kW	225 kW	não é pico

Fonte: O autor (2024)

Portanto, só é registrado 1 mês onde o pico de demanda ocorreu em Agosto, com um valor de 9,68 kW. Agora que identificamos o pico de 9,68 kW, precisamos dimensionar a capacidade do BESS para fornecer essa energia adicional quando necessário. Para o *peak-shaving*, o BESS só será utilizado quando a demanda ultrapassar os 225 kW, de modo que o sistema de baterias fornecerá a energia excedente durante o pico.

3.4.2 Dimensionamento para Controle de Picos

A potência necessária do BESS foi calculada como a diferença entre a demanda registrada e a contratada, resultando em 9,68 kW no mês de agosto. A energia necessária para atender ao pico foi determinada considerando uma duração de 1 hora, conforme mostra a equação 5.

$$Energia = Potência\ de\ pico \times Tempo\ de\ consumo \quad (5)$$

$$Energia = 9,68 * 1 = 9,68\ kWh \quad (6)$$

Portanto, o BESS precisa ser dimensionado para fornecer 9,68 kW de potência por 1 hora, ou seja, uma energia de 9,68 kWh para esse pico específico. No caso de mais de um pico, será necessário considerar o valor total da energia excedente durante os períodos críticos.

3.4.2.1 Estratégias para Mitigação de Picos

O BESS será utilizado para fornecer a energia excedente nos meses em que a demanda ultrapassar os 225 kW, com base nos cálculos realizados. A estratégia de *peak-shaving* envolve descarregar o BESS para compensar o excesso de consumo no horário de pico e evitar que a demanda ultrapasse o limite contratual (PEREIRA; SANTOS; RIBEIRO, 2020). Para os outros meses em que a demanda não ultrapassar 225 kW, o BESS terá apenas a função de *time-shift*.

3.4.3 Dimensionamento do BESS

Conforme analisado na equação (4), o BESS precisa ser dimensionado para suprir os 96,53 kWh de consumo por dia, durante as 3hs do consumo no HP, porém, se faz necessário levar em consideração que existem perdas no circuito interno, devido a fatores como conversão da energia, eficiência dos inversores, condução da energia. Dessa forma, utiliza-se a equação 7 para calcular essa margem.

$$Energia\ ajustada = Energia\ diária * (20\% \ das\ perdas) \quad (7)$$

$$Energia\ ajustada = 96,53 * 1,20 = 115,84\ kWh/dia \quad (8)$$

Assim como as perdas do circuito, também devemos levar em consideração a profundidade de descarga (DoD) das baterias, este é um dado relevante pois indica a porcentagem da capacidade da bateria que pode ser utilizada sem causar danos ao sistema. Para baterias de íon-lítio, o DoD geralmente varia entre 80% e 90% (PARK et al., 2023). De posse da Energia Ajustada calculada na equação (7) vamos considerar uma profundidade de descarga de 80% para melhor otimização da vida útil das baterias, então calcula-se o potência total que o BESS deve ter para suprir os 96,53 kWh diários através da equação 9.

$$\text{Capacidade total do BESS} = \frac{\text{Energia ajustada}}{\text{DoD}} \quad (9)$$

$$\text{Capacidade total do BESS} = \frac{115,84}{0,80} = 136,88 \text{ kWh} \quad (10)$$

Dessa forma, levando em consideração o consumo de 9,68 kWh, obtido na equação (5), somada à capacidade total de armazenamento de energia do BESS, que é de 136,88 kW conforme calculado na equação (9), a capacidade de armazenamento do sistema deve ser ajustada para 144,8 kWh. Esse ajuste é necessário para garantir que o BESS tenha energia suficiente disponível para suprir a demanda da unidade consumidora durante os períodos de maior consumo, incluindo perdas do sistema e D.o.D. das baterias. A soma da potência de pico com a capacidade de armazenamento do BESS assegura que o sistema tenha energia suficiente não apenas para atender os picos de demanda, mas também para compensar as perdas operacionais e garantir o fornecimento contínuo de energia nos períodos críticos.

3.4.3.2 Integração das Estratégias *Time-Shift* e *Peak-Shaving*

O dimensionamento final do BESS foi feito para otimizar o consumo máximo da UC no horário de ponta e controle de ultrapassagem de demanda. Nesse processo, foram consideradas duas estratégias principais: o *peak-shaving*, que visa mitigar os picos de demanda para evitar multas por ultrapassagem, e o *time-shift*, que armazena energia nos HFP para utilização em HP. A energia necessária para atender ao pico de 9,68 kW de demanda registrado no mês de agosto foi calculada

considerando a diferença entre a demanda contratada (225 kW) e a demanda máxima registrada (234,68 kW).

A energia diária necessária para compensar o consumo médio de 96,53 kWh foi determinada dividindo a energia consumida mensalmente pela quantidade de dias do mês. Considerando uma margem de segurança de 20% para perdas no sistema e variações de demanda, a capacidade mínima do BESS necessária para a estratégia de *time-shift* é de 115,84 kWh/dia. Levando em consideração um DoD de 80%, o BESS precisa ter capacidade de armazenamento para fornecer os 136,88 kWh/dia durante 3hs somado dos 9,68kW de potência da demanda de pico. Isso implica que iremos escolher um BESS 150 kW de potência.

3.4.4 Dimensionamento do grupo gerador

3.4.4.1 Perfil de Consumo

Para o grupo gerador atender às demandas de *time-shift* e *peak-shaving*, o dimensionamento irá considerar o consumo máximo das cargas conectadas, o fator de potência, e inclui uma margem de segurança para eventuais picos de demanda e perdas. Este cálculo permite determinar a potência necessária para a instalação do gerador, levando em consideração o perfil de consumo previamente calculado nos tópicos 3 e 4:

- *Time-shift*: 96,53 kWh durante 3 horas por dia → Potência média: 32,18 kW.
- *Peak-shaving*: Consumo de 9,68 kWh → Potência média: 9,68 kW.
- Potência Total Requerida: 32,18 kW + 9,68 kW = 41,86 kW

3.4.4.2 Potência necessária do grupo gerador

Após referenciar o perfil de consumo, já é possível avançar para o cálculo da potência necessária para o grupo gerador. Este cálculo levará em conta o consumo médio das cargas conectadas, o tempo de operação, perdas e eficiência. A partir disso, dimensiona-se o gerador para suprir adequadamente as demandas de *time-shift* e *peak-shaving*, garantindo o fornecimento da energia.

3.4.4.2.1 Identificação das demandas energéticas

Antes de dimensionar o grupo gerador, é necessário determinar as demandas de potência associadas às estratégias de *time-shift* e *peak-shaving*. Essas demandas foram calculadas com base no perfil de consumo analisado previamente nos subtópicos 3.3.1 e 3.4.1, conforme a Equação 11:

$$P_{total} = P_{timeshift} + P_{peakshaving} \quad (11)$$

$$P_{total} = 32,18 + 9,68 = 41,86 \text{ kW} \quad (12)$$

Onde *P_{timeshift}* representa a potência de 32,18 kW requerida para suprir o deslocamento de consumo energético para HFP e *P_{peakshaving}* representa a potência necessária de 9,68 kW para mitigar picos de demanda.

3.4.4.2.2 Aplicação do fator de segurança

Após determinar a potência total, aplica-se um fator de segurança para considerar possíveis variações no consumo, além de garantir a robustez do sistema (GSM GERADORES, 2025). Para este dimensionamento, foi adotado um fator de segurança de 20%, resultando em uma potência final de 50,23 kW.

$$P_{final} = P_{total} + (20\% \text{ de perdas}) \quad (13)$$

$$P_{final} = 41,86 * 1,20 = 50,23 \text{ kW} \quad (14)$$

3.4.4.2.3 Conversão para potência aparente

Para este estudo, foi considerado um fator de potência típico de 0,8, referente ao grupo gerador, resultando em uma potência aparente de 62,78 kVA, conforme a equação 15. É importante destacar que esse fator de potência de 0,8 é característico dos grupos geradores, enquanto o fator de potência das cargas conectadas à rede, segundo as diretrizes da ANEEL, deve ser de 0,92 para evitar multas por baixa eficiência (ANEEL, 2021). Este cálculo é fundamental, pois o gerador deve ser capaz de atender os 50,23 kW de potência ativa das cargas. A relação é expressa pela equação 14.

$$S_{\text{gerador}} = \frac{P_{\text{final}}}{FP} \quad (15)$$

$$S_{\text{gerador}} = \frac{50,23}{0,8} = 62,78 \text{ kVA} \quad (16)$$

Com base nos cálculos realizados, foi selecionado um grupo gerador com potência nominal mínima de 70 kVA. Essa escolha assegura o atendimento pleno às demandas de *time-shift* e *peak-shaving*, com confiabilidade.

4 APRESENTAÇÃO DA ANÁLISE DOS RESULTADOS

No capítulo 4, apresentaremos a análise dos resultados obtidos ao longo do estudo. Serão discutidos os cenários analisados para o uso do BESS, incluindo diferentes estratégias de carga e a viabilidade econômica de cada solução, com foco em impactos econômicos.

4.1 Estudo de caso

4.1.1 Definição dos Cenários

Conforme a metodologia apresentada na seção 3, além do estudo de caso principal, serão traçados três cenários distintos para análise, com o objetivo de avaliar diferentes condições operacionais e de viabilidade. Os cenários definidos são os seguintes:

- **Cenário 1:** Caso atual, UC com GD já instalada, comparar a viabilidade entre o BESS e o grupo gerador
- **Cenário 2:** Estudo da viabilidade da injetar a energia pela rede sem GD e comparar a viabilidade entre o BESS e o grupo gerador
- **Cenário 3:** Estudo de viabilidade para construir uma GD para injetar no BESS e comparar com o grupo gerador

4.2 Cenário 1: UC com GD instalada

4.2.1 Objetivo

O cenário 1 visa reduzir o consumo no horário de ponta e mitigar o pico de demanda, levando em consideração a UFV já instalada. Para esta análise iremos considerar os preços atuais das tarifas conforme a resolução homologatória de nº 3.413, de 19 de novembro de 2024, exibidas de acordo com a Figura 11.

Figura 12: Base de Dados das Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica

Sigla	Resolução ANEEL	Subgrupo	Modalidade	Posto	Unidade	TUSD	TE
Equatorial CEEE	REH Nº 3.413, DE 19 DE NOVEMBRO DE 2024	A4	Verde	Fora ponta	R\$/MWh	119,04	300,78
Equatorial CEEE	REH Nº 3.413, DE 19 DE NOVEMBRO DE 2024	A4	Verde	Demanda	R\$/kW	30,42	0
Equatorial CEEE	REH Nº 3.413, DE 19 DE NOVEMBRO DE 2024	A4	Verde	Ponta	R\$/MWh	1603,26	480,17

Fonte: ANEEL (2024)

Os custos aplicados pela distribuidora CEEE-Equatorial para o consumo de energia são compostos pela soma das tarifas TE (Tarifa de Energia) e TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição). Durante as 3 horas de horário de ponta, o preço de cada 1 kWh consumido (TE+TUSD) é de R\$2,08343. Além disso, a demanda contratada, que representa o valor fixo estabelecido para assegurar uma potência específica ao consumidor, é de R\$30,42.

É importante destacar que esses valores apresentados não incluem tributos e impostos, como ICMS, PIS e COFINS, que são relevantes para a composição final da tarifa de energia. Esta exclusão é uma delimitação do estudo, pois no estado do Rio Grande do Sul, parte da classe rural tem isenções do ICMS, o que pode impactar os valores finais a serem pagos pelos consumidores dessa classe. Os custos apresentados na Figura 11 são necessários para a análise financeira, mas a consideração dos tributos será um fator relevante para futuras análises que busquem uma abordagem mais detalhada sobre os custos totais.

4.2.3 Sistema BESS

Conforme analisado no tópico 3, o sistema de armazenamento apropriado deve ter potência de 150kW. Segundo o estudo de análises de custos previamente feitas, após análise de 7 lojas virtuais, temos que a média dos preços do BESS foi calculada em R\$2.021,31 para cada 1kW de potência de armazenamento, com um D.O.D. médio de 84% (FARIAS, 2024).

$$\text{Custo Total do BESS} = 150kW \times R\$2.021,31/kW = R\$303.196,50 \quad (17)$$

Isso implica que o valor total para a implantação do BESS será de R\$303.196,50.

4.2.3.1 Custo do Sistema

O fluxo de caixa será gerado a partir da economia com a tarifa de energia devido ao uso do BESS para *peak-shaving* e *time-shift*. Considerando que não há horário de pico nos finais de semana e que no Brasil existem 11 feriados nacionais (ANEEL, 2021). Portanto, a economia será limitada aos dias úteis, ou seja, 252 dias (365 dias - 104 finais de semana - 11 feriados nacionais). Como o preço do kWh nas 3 horas de ponta que é R\$/kWh 2,08343, onde o BESS irá mitigar esses custos, tem-se:

- **Economia com *Peak-Shaving*:** Considerando o valor de R\$30,42 por kW de demanda e que a demanda de pico no cenário considerado foi de 9,68 kW por 1 hora ocorre apenas 1 vez ao ano, temos um total de:

$$Economia/ano(peak - shaving) = 9,68kW \times 30,42R\$/kW = R\$294,46 \quad (18)$$

- **Economia com *Time-Shift*:** Considerando os 96,53 kWh diários consumidos no HP:

$$Custo O\&M BESS(time - shift) = R\$303.196,50 \times 3\% = R\$9.095,89/ano \quad (19)$$

$$Economia diária(time - shift) = 96,53kWh \times 2,08343R\$/kW = R\$201,11 \quad (20)$$

$$Economia Anual(time - shift) = R\$201,11 \times 252 dias - R\$9.095,89/ano \quad (21)$$

$$Economia Anual(time - shift) = R\$41.583,83 \quad (22)$$

4.2.3.2 Viabilidade Econômica

A viabilidade econômica do BESS será analisada no contexto do cenário 1, caracterizado pela existência da GD carregando o sistema de armazenamento. A avaliação considerará indicadores financeiros como VPL, TIR e *Payback*, os quais serão utilizados para mensurar o retorno financeiro do investimento ao longo do tempo. Para isso, serão incluídas na análise as economias anuais resultantes da aplicação de estratégias como deslocamento de consumo *time-shift* e mitigação de picos de demanda *peak-shaving*. Esses fatores são cruciais para avaliar a viabilidade e os benefícios econômicos do projeto.

- **Valor Presente Líquido (VPL)** - O período considerado para o cálculo do VPL é de 15 anos, o qual abrange o horizonte temporal analisado para a viabilidade do projeto.

$$VPL = \sum_{t=1}^{15} = \left(\frac{41.583,83}{(1+0,08)^1} + \frac{41.583,83}{(1+0,08)^2} + \dots + \frac{41.583,83}{(1+0,08)^{15}} \right) - 303.196,50 \quad (23)$$

$$VPL = \sum_{t=1}^{15} = R\$ 52.739,41 \quad (24)$$

O VPL de R\$ 52.739,41 indica que o investimento no sistema BESS é viável, proporcionando um retorno positivo ao longo de 15 anos. Esse valor sugere que o BESS gera um retorno superior ao custo do capital investido.

- **Taxa Interna de Retorno (TIR)** - A TIR é utilizada para avaliar a rentabilidade do projeto, considerando um período de 15 anos, que é o período analisado para o retorno do investimento.

$$TIR = \sum_{t=1}^{15} = \frac{41.583,83}{(1+TIR)^1} + \frac{41.583,83}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{41.583,83}{(1+TIR)^{15}} - 303.196,50 \quad (25)$$

$$TIR = \sum_{t=1}^{15} = 11\% \quad (26)$$

Utilizamos a TIR para determinar a taxa de retorno do investimento onde cálculo dessa equação nos forneceu um valor de 11%. Valor este que é bem acima da taxa mínima de atratividade ou do custo de capital. Este valor sugere que o investimento no BESS é financeiramente rentável.

- **PAYBACK**

O *Payback* é o tempo necessário para que o fluxo de caixa acumulado iguale ou ultrapasse o valor do investimento inicial. Neste caso, temos:

- Investimento inicial (I_0): R\$ 303.196,50
- Economia anual (fluxo de caixa anual): R\$ 41.583,83

Cálculo do *Payback*:

$$Payback = \frac{Investimento\ inicial}{Economia\ anual} = \frac{R\$ 303.196,50}{R\$41.583,83} = 7,29\ anos \quad (27)$$

O *payback* de 7,29 anos é relativamente bom, considerando o tipo de investimento em tecnologias energéticas.

4.2.4 Grupo Gerador

O grupo gerador de 70 kVA foi selecionado como uma alternativa ao sistema BESS para atender às demandas nos horários de ponta. Para esta análise, além do custo inicial de aquisição e instalação, é fundamental considerar também o consumo de combustível como parte dos custos operacionais, dado que o gerador trabalhará 3 horas por dia durante os horários de ponta.

Para o grupo gerador foi realizado um levantamento em 2 lojas virtuais para que fosse avaliada a relação de R\$/kVA e o consumo de combustível médio para um gerador a *diesel* de 70kVA é de 18L/h (LOXAM DEGRAUS, 2022).

Para realização do estudo de viabilidade. As informações quanto a pesquisa segue conforme a Figura 12.

Figura 13: Valores médios do levantamento da pesquisa do grupo gerador

Potência do gerador	Energia/hora - FP=0,8	Consumo L/h	Custo médio por P. Aparente	Custo total do gerador
70 kVA	56 kWh	18	664,70 R\$/kVA	R\$ 46.529,41

Fonte: O autor (2024)

Dessa forma, de acordo com os levantamentos prévios, o custo total do gerador será de R\$46.529,41.

4.2.4.1 Custo do Sistema com Gerador

O fluxo de caixa será gerado a partir da economia com a tarifa de energia devido ao uso do grupo gerador para as aplicações de *peak-shaving* e *time-shift*. De acordo com os preço do kWh nas 3 horas de ponta que é R\$ 2,08343 e o preço do litro do *diesel* custando R\$6,05 (PETROBRÁS, 2024) temos que:

- **Economia com *Peak-Shaving*:** Considerando o valor de R\$30,42 por kW de demanda e que a demanda de pico de 9,68 kW por 1 hora ocorre apenas 1 vez ao ano, temos um total de:

$$\text{Custo de combustível}(\text{peak} - \text{shaving}) = 1h \times 18L \times R\$6,05 = R\$108,90 \quad (28)$$

$$\text{Economia Anual}(\text{peak} - \text{shaving}) = 9,68kW \times 30,42R\$/kW - R\$108,90 \quad (29)$$

$$\text{Economia Anual}(\text{peak} - \text{shaving}) = R\$185,56 \quad (30)$$

- **Economia com *Time-Shift*:** Considerando os 96,53 kWh diários consumidos no HP, juntamente com os cálculos da economia anual, também serão considerados os custos de O&M de operação do grupo gerador. Na equação 31, o valor de 756 horas refere-se às 3hs de cada dia dos 252 dias úteis do ano, levando em consideração os feriados e finais de semana, conforme o contexto previamente descrito..

$$\text{Custo de combustível}(\text{time} - \text{shift}) = 756\text{hs} \times R\$6,05 \times 18L = R\$82.328,40 \quad (31)$$

$$\text{Custo O\&M gerador}(\text{time} - \text{shift}) = R\$46.529,41 \times 5\% = R\$2.326,47/\text{ano} \quad (32)$$

$$\text{Economia diária}(\text{time} - \text{shift}) = 96,53\text{kWh} \times 2,08343R\$/\text{kWh} = R\$201,11 \quad (33)$$

$$\text{Economia}(\text{time} - \text{shift}) = 201,11 \times 252 + 185,56 - 82.328,40 - 2.326,47 \quad (34)$$

$$\text{Economia}(\text{time} - \text{shift}) = R\$ - 11.064,16$$

4.2.4.2 Viabilidade Econômica

Nos cálculos dos índices de viabilidade, também foi levado em consideração os custos de manutenção corretiva de 5% do investimento inicial, que ocorre uma vez por ano ao longo do horizonte de 15 anos (MSGERADORES, 2023). Esse custo adicional foi incorporado ao fluxo de caixa (FCt) para refletir de forma precisa a viabilidade financeira do projeto. A viabilidade do grupo gerador será analisada considerando as variáveis financeiras: VPL, TIR e Payback onde iremos considerar a soma da economia anual da aplicação do *time-shift* e *peak-shaving*:

- **VPL - Valor Presente Líquido**

O período considerado para o cálculo do VPL é de 15 anos, o qual abrange o horizonte temporal analisado para a viabilidade do projeto.

$$VPL = \sum_{t=1}^{15} = \left(\frac{-11.064,16}{(1+0,08)^1} + \frac{-11.064,16}{(1+0,08)^2} + \dots + \frac{-11.064,16}{(1+0,08)^{15}} \right) - 46529,41 \quad (35)$$

$$VPL = \sum_{t=1}^{15} = R\$ - 141.232,45 \quad (36)$$

O cálculo do VPL para o projeto do grupo gerador, considerando um horizonte de 15 anos, resulta em um valor negativo de R\$ -141.232,45. Isso indica que o investimento não gera retorno positivo ao longo do tempo, já que os fluxos de caixa futuros, descontados a uma taxa de 8% ao ano, não são suficientes para recuperar o valor inicial investido. O VPL negativo confirma a inviabilidade econômica do projeto, evidenciando que o uso do grupo gerador resultaria em perdas financeiras durante o período considerado.

- **TIR - Taxa Interna de Retorno**

Não é possível calcular a TIR para o grupo gerador, pois a TIR requer fluxos de caixa positivos ao longo do tempo. Quando há prejuízo constante de R\$ -11.064,16 por ano, não existe um ponto em que os fluxos de caixa se tornam positivos, impossibilitando o equilíbrio entre o investimento inicial e os retornos futuros. A TIR é uma taxa que só pode ser determinada quando o projeto gera lucros ou pelo menos receitas que cubram o investimento inicial, o que não ocorre neste caso.

- **PAYBACK - Retorno financeiro**

Cálculo do *Payback*:

$$Payback = \frac{Investimento\ inicial}{Economia\ anual} = \frac{R\$ 46.529,41}{R\$ -11.064,16} \quad (39)$$

Os dados de *payback* indicam que o investimento no grupo gerador resulta em prejuízos contínuos ao longo do tempo. O fluxo de caixa inicial é negativo, com um valor de R\$ 46.529,41 no ano 0, seguido por prejuízos anuais de R\$ 11.064,16. Ao final de 15 anos, o valor acumulado chega a R\$ -212.491,81. Esses resultados mostram que o projeto não gera retorno positivo durante o período analisado, tornando o investimento no grupo gerador economicamente inviável, pois não há possibilidade de recuperação do valor investido.

4.3 Considerações para o Cenário 1

O cenário 1 representa a situação atual da UC com a UFV já instalada. O objetivo é analisar a viabilidade técnica e econômica entre as soluções, utilizando no horário de ponta, o uso do BESS ou o grupo gerador. A intenção é reduzir o consumo e mitigar os picos de demanda nesse período crítico.

A análise do cenário 1, com o uso do BESS carregado pela UFV, indica que o projeto é financeiramente viável. O VPL de R\$ 52.739,41 sugere um retorno positivo ao longo de 15 anos, indicando que o investimento gera mais valor do que o capital investido. A TIR de 11% é superior à taxa mínima de atratividade de 8%, evidenciando a rentabilidade do investimento. O *Payback* de 7,29 anos é relativamente bom, refletindo um tempo razoável para recuperar o investimento inicial.

Por outro lado, a análise do grupo gerador demonstra a inviabilidade econômica do projeto. O VPL negativo de R\$ -141.232,45 indica que o investimento não gera retorno suficiente para cobrir o custo inicial, resultando em perdas financeiras. Não foi possível calcular a TIR devido aos fluxos de caixa negativos

contínuos, e o Payback é irrecuperável, com prejuízos acumulados ao longo dos 15 anos. O grupo gerador, portanto, não se mostra uma alternativa viável.

4.4 Cenário 2: Energia Injetada Pela Rede Sem GD

4.4.1 Objetivo

O Caso 2 possui o mesmo intuito de reduzir o consumo no horário de ponta e mitigar o pico de demanda, porém, dessa vez levando em consideração que a energia injetada no BESS será suprida pela própria rede e não mais pela UFV. Para esta análise iremos considerar os mesmos preços atuais das tarifas conforme a resolução homologatória de nº 3.413, de 19 de novembro de 2024, exibidas de acordo a Figura 11, no qual dessa vez devemos considerar que o BESS será carregado nos HFP, onde o preço do kWh é de R\$0,41982 (TUSD+TE).

4.4.2 Sistema BESS

Os valores serão os mesmo abordados no tópico 4.2.3 no qual a média dos preços do BESS foi calculada em R\$2.021,31 para cada 1kW de potência de armazenamento, implicando no valor total de R\$303.196,50.

4.4.2.1 Custo do Sistema BESS

O fluxo de caixa será gerado a partir da economia com a tarifa de energia devido ao uso do BESS para *peak-shaving* e *time-shift* e também considerando os custos anuais com prevenção e manutenção do sistema que será de 3% do valor inicial do investimento ao ano. Porém agora com o adendo da ausência da GD como fonte de energia para o carregamento do BESS que será carregada pela energia da concessionária, dessa forma teremos:

- **Economia com Peak-Shaving:** Considerando o valor de R\$30,42 por kW de demanda e que a demanda de pico de 9,68 kW por 1 hora ocorre apenas 1 vez ao ano, temos um total de:

$$Economia/ano(peak - shaving) = 9,68kW \times 30,42R\$/kW = R\$294,46 \quad (40)$$

- **Economia com *Time-Shift*:** Diariamente são consumidos 96,53 kWh no HP, portanto, devemos agora considerar que o BESS de 150kW precisa ser carregado pela rede da distribuidora no HFP para posterior utilização no HP, dessa forma a economia anual se dará pela seguinte equação:

$$\text{Custo BESS}(time - shift) = 150kWh \times 0,41982R\$/kWh = R\$62,97 \quad (41)$$

$$\text{Custo BESS}(time - shift) = R\$62,97 \times 252 \text{ dias} = R\$15.868,44 \quad (42)$$

$$\text{Custo O\&M BESS}(time - shift) = R\$303.196,50 \times 3\% = R\$9.095,89/ano \quad (43)$$

$$\text{Economia/dia}(time - shift) = 96,53kWh \times 2,08343R\$/kW = R\$201,11 \quad (44)$$

$$\text{Economia/ano}(time - shift) = R\$201,11 \times 252 \text{ dias} - R\$9.095,89 - R\$15.868,44 \quad (45)$$

$$\text{Economia/ano}(time - shift) = R\$25.715,39 \quad (46)$$

4.4.2.2 Viabilidade Econômica

Dessa vez, a viabilidade econômica do BESS é analisada no contexto do cenário 2, onde a energia injetada no sistema será proveniente da rede da concessionária, em vez da GD. Essa mudança impactará diretamente os custos, considerando os custos de TUSD e TE. A análise incluirá indicadores financeiros como VPL, TIR e *Payback*, além das economias anuais geradas por estratégias de *time-shift* e *peak-shaving*.

- **VPL - Valor Presente Líquido**

$$VPL = \sum_{t=1}^{15} = \left(\frac{25.715,39}{(1+0,08)^1} + \frac{25.715,39}{(1+0,08)^2} + \dots + \frac{25.715,39}{(1+0,08)^{15}} \right) - 303.196,50 \quad (46)$$

$$VPL = \sum_{t=1}^{15} = R\$ - 80.565,74 \quad (47)$$

O valor do VPL (Valor Presente Líquido) calculado para a equação fornecida é de aproximadamente -R\$83.086,17. Esse valor negativo indica que, com as condições apresentadas (fluxo de caixa, taxa de desconto e investimento inicial), o projeto não é financeiramente viável, já que o retorno esperado não cobre o investimento inicial, resultando em uma perda financeira.

- **TIR - Taxa Interna de Retorno**

$$TIR = \sum_{t=1}^{15} = \left(\frac{25.715,39}{(1+TIR)^1} + \frac{25.715,39}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{25.715,39}{(1+TIR)^{15}} \right) - 303.196,50 \quad (48)$$

$$TIR = \sum_{t=1}^{15} = 3,17\% \quad (49)$$

A TIR de **3,17%** é abaixo da taxa mínima de atratividade de 8%, indicando que o investimento não oferece um retorno financeiro suficiente para justificar o risco.

- **PAYBACK - Retorno financeiro**

O *payback* é calculado como o tempo necessário para que o fluxo de caixa acumulado iguale o valor do investimento inicial de R\$ 303.196,50. A economia

anual com as estratégias de *peak-shaving* e *time-shift* é de R\$ 25.715,39 o que resulta em:

- Investimento inicial (I_0): R\$ 303.196,50
- Economia anual (fluxo de caixa anual): R\$25.715,39

Cálculo do *Payback*:

$$Payback = \frac{\text{Investimento inicial}}{\text{Economia anual}} = \frac{R\$ 303.196,50}{R\$25.715,39} = 11,79 \text{ anos} \quad (49)$$

O *Payback* de 11,79 anos indica que o BESS levaria quase 12 anos para recuperar o investimento inicial. Este período é consideravelmente longo, o que compromete a atratividade do projeto. A análise indica que, embora o projeto tenha benefícios, sua viabilidade financeira é questionável, dessa forma, embora o projeto seja viável, levará mais tempo para recuperar o investimento inicial.

4.4.2.3 Considerações para o Cenário 2

No Cenário 2, onde o BESS é carregado pela rede elétrica, a viabilidade financeira do projeto é comprometida. O VPL negativo de -R\$80.565,74 indica que o retorno não cobre o investimento inicial, gerando uma perda financeira. A TIR de 3,17% é bem abaixo da taxa mínima de atratividade de 8%, o que demonstra que o investimento não oferece retorno adequado. Além disso, o *Payback* de 11,79 anos, embora mostre a recuperação do investimento, é relativamente longo, o que torna o projeto pouco atrativo financeiramente, especialmente com custos elevados para carregar o BESS pela rede.

4.5 Cenário 3: Construção de uma GD para Alimentar o BESS

4.5.1 Objetivo

No Cenário 3, o consumo de energia e a demanda apresentados na Tabela 2 serão mantidos, mas com a inclusão de uma usina fotovoltaica projetada exclusivamente para injetar energia no BESS. O que significa que nesse caso, a geração de energia será utilizada para abastecer o sistema de armazenamento, sem

consumo direto pela UC. A análise de viabilidade financeira levará em consideração, além do consumo e demanda já estabelecidos, o custo total de implantação da usina fotovoltaica, incluindo os investimentos necessários para a instalação, operação e manutenção do sistema fotovoltaico. O objetivo agora é avaliar a viabilidade de construir uma GD apenas para o objetivo de *peak-shaving* e *time-shift*.

4.5.2 Dimensionamento da UFV

Para o correto dimensionamento de uma usina fotovoltaica, iremos começar analisando a irradiância solar disponível na região onde o sistema será instalado no qual irá afetar diretamente a geração de energia. Dessa forma temos que a coordenada do local da unidade consumidora tem Latitude: 30,9818° S e Longitude: 54,6775° O no qual sua área de alocação pode ser observada na Figura 10.

Para essa coordenada geográfica temos que a maior média de irradiação solar é de 4,90 kWh/m².dia e a inclinação dos módulos deve ficar a 24° em direção ao norte (CRESESB, 2018) conforme observamos na Figura 13.

Figura 14: Cálculo das Médias de Irradiância no Plano Inclinado

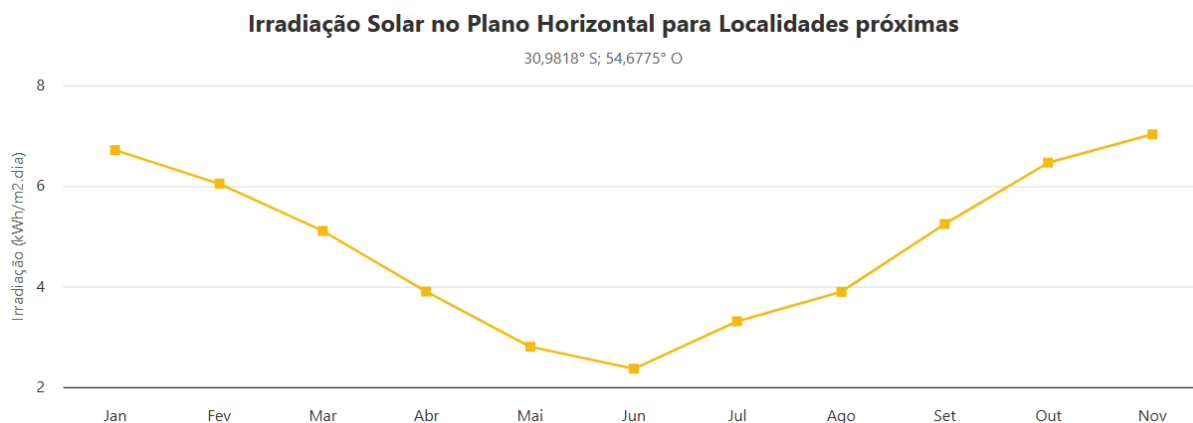
Estação: Dom Pedrito
Município: Dom Pedrito , RS - BRASIL
Latitude: 31° S
Longitude: 54,649° O

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
✓	Plano Horizontal	0° N	6,70	6,00	5,11	3,88	2,79	2,35	2,58	3,29	3,87	5,25	6,46	7,01	4,61	4,66
✓	Ângulo igual a latitude	31° N	5,92	5,75	5,47	4,76	3,83	3,43	3,68	4,22	4,29	5,20	5,82	6,06	4,87	2,62
✓	Maior média anual	24° N	6,20	5,91	5,49	4,65	3,67	3,25	3,50	4,08	4,27	5,30	6,07	6,37	4,90	3,13
✓	Maior mínimo mensal	51° N	4,85	4,97	5,08	4,78	4,06	3,73	3,96	4,32	4,09	4,60	4,84	4,88	4,51	1,35

Fonte: CRESESB (2018)

A variação da irradiância ao longo do ano observada na Figura 13 representa a quantidade de energia solar que incide sobre uma superfície horizontal por unidade de área e tempo. A geração da UFV, tende a seguir um padrão similar ao gráfico da Figura 14, com picos nos meses mais ensolarados e vales nos meses mais nublados. Portanto, esse gráfico serve como uma referência para estimar a produção de energia da usina ao longo do ano, auxiliando no planejamento e na otimização do sistema fotovoltaico.

Figura 15: Irradiação no Plano Horizontal ao Longo do Ano



Fonte: CRESESB (2018)

Saber os dados de irradiância é fundamental para estimar a quantidade de energia em kWh que a UFV irá produzir. Nesta análise iremos considerar uma taxa de desempenho de 80% devido a perdas no sistema de geração, logo, para saber a potência necessária da UFV devemos lembrar que o BESS escolhido é de 150kW então devemos considerar que necessitamos de 150kWh de energia diariamente ou 4.500kWh/mês para seu devido carregamento. Através da equação 50 calcula-se a potência em kWp onde temos que:

- E é a energia desejada (em kWh),
- G_{stc} é a capacidade de geração dos módulos fotovoltaicos sob condições padrão (em kW/m²),
- H_{tot} é a irradiação total local (em kWh/m²),
- TD são as perdas no sistema de geração,
- P_{fv} é a potência fotovoltaica necessária (em kWp).

$$P_{fv} = \frac{E \cdot G_{stc}}{H_{tot} \cdot TD} \quad (50)$$

$$Pfv = \frac{4500*1}{4,90*30*0,8} = 38,265 \text{ kWp de potência} \quad (51)$$

Na fórmula abaixo, os valores apresentados têm os seguintes significados:

- 4,90 corresponde à radiação local, expressa em kWh/m²;
- 4500 refere-se à energia mensal necessária para o carregamento, expressa em kWh;
- 30 representa o número de dias no mês;
- 0,8 refere-se à eficiência considerada, correspondente a 80%, levando em conta as perdas de 20% no sistema de geração.

Primeiramente, iremos escolher módulos de 550Wp devido à sua ampla disponibilidade no mercado, em seguida, de posse dos dados de potência necessário obtido através da equação (50) já podemos calcular o número de módulos que irá atender a esta demanda de acordo com a equação (16):

$$N_{mod} = \frac{Pfv}{\frac{P_{mod}}{1000}} = \frac{38,265}{\frac{550}{1000}} = 69,57 \text{ ou } 70 \text{ módulos FV de } 550Wp \quad (52)$$

Os 70 módulos obtidos através da equação (52) serão suficientes para atender à demanda de energia necessária para o carregamento diário do BESS. De posse das informações de potência do sistema e quantidade de módulos obtidas nas equações (51) e (52) determina-se que o inversor solar será de 36kW de potência nominal. Dessa forma, os principais componentes da UFV será composto conforme a Figura 15, da seguinte forma:

Figura 15: Componentes da UFV

MÓDULOS FV	WEG WPV 550 HMM3
INVERSOR	WEG SIW500H ST036
MÉDIA DE ENERGIA GERADA/MÊS	~4.500kWh
ESTRUTURA	SOLO

Fonte: O Autor (2024)

4.5.3 Orçamento da Usina Fotovoltaica

O orçamento da UFV foi elaborado com base em uma pesquisa de mercado atualizada, utilizando os preços dos componentes fornecidos pela empresa WEG, reconhecida por sua excelência em soluções fotovoltaicas. A pesquisa foi realizada por meio da plataforma do site da WEG, garantindo acesso às informações mais recentes e precisas. A pesquisa incluiu os principais componentes da usina, conforme apresentados na Figura 15, como módulos fotovoltaicos, inversores e estruturas de suporte. Além desses itens essenciais, também foram considerados os materiais de proteção, como disjuntores, DPS (Dispositivos de Proteção contra Surtos) e os condutores de energia. Com isso, foi possível estabelecer um valor total estimado de R\$152.600,22 para a implementação da UFV, e este valor será somado ao custo do BESS, que já foi previamente calculado no tópico 4.2.3.

4.5.4 Viabilidade Econômica

Agora que já possuímos os dados de potência da UFV necessário e seu custo de implantação, iremos refazer os cálculos de viabilidade para essa nova estrutura. O fluxo de caixa será gerado a partir da economia com a tarifa de energia devido ao uso do BESS para *peak-shaving* e *time-shift*. Como o preço do kWh nas 3 horas de ponta que é R\$ 2,08343, onde o BESS irá mitigar esses custos, teremos:

- **Economia com Peak-Shaving:** Considerando o valor de R\$30,42 por kW de demanda e que a demanda de pico de 9,68 kW por 1 hora ocorre apenas 1 vez ao ano, temos um total de:

$$Economia/ano(peak - shaving) = 9,68kW \times 30,42R\$/kW = R\$294,46 \quad (53)$$

- **Economia com *Time-Shift*:** Considerando os 96,53 kWh diários consumidos no HP, também junto dos cálculos da economia anual iremos considerar os custos de O&M :

$$Custos O\&M(time - shift) = R\$303.196,50 \times 3\% = R\$9.095,89/ano \quad (54)$$

$$Economia/dia(time - shift) = 96,53kWh \times 2,08343R\$/kW = R\$201,11 \quad (55)$$

$$Economia/ano(time - shift) = R\$201,11 \times 252 dias - R\$9.095,89 \quad (56)$$

$$Economia/ano(time - shift) = R\$41.583,83 \quad (57)$$

4.5.4.1 Indicadores Financeiros

A viabilidade do BESS será analisada considerando as variáveis financeiras: VPL, TIR e Payback onde iremos considerar a soma da economia anual da aplicação do *time-shift* e *peak-shaving*:

- **VPL**

$$VPL = \sum_{t=1}^{15} = \left(\frac{41.583,83}{(1+0,08)^1} + \frac{41.583,83}{(1+0,08)^2} + \dots + \frac{41.583,83}{(1+0,08)^{15}} \right) - 455.796,72 \quad (58)$$

$$VPL = \sum_{t=1}^{15} = R\$ - 99.860,81 \quad (59)$$

O VPL obtido foi de R\$ -99.860,81, indicando que o projeto não é financeiramente viável no cenário analisado, já que o valor presente dos fluxos de caixa futuros não cobre o investimento inicial. Isso sugere que, apesar da economia anual proveniente das estratégias de time-shift e peak-shaving, o retorno financeiro do investimento não justifica o valor gasto.

- **TIR**

$$TIR = \sum_{t=1}^{15} = \frac{41.583,83}{(1+TIR)^1} + \frac{41.583,83}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{41.583,83}{(1+TIR)^{15}} - 455.796,72 \quad (60)$$

$$TIR = \sum_{t=1}^{15} = 4\% \quad (61)$$

A TIR calculada foi de 4%. Esse valor está abaixo da taxa de desconto de 8%, o que significa que o projeto não geraria um retorno suficiente para cobrir o custo do capital investido. A TIR abaixo da taxa mínima de atratividade (8%) reforça a falta de viabilidade financeira do projeto.

- **PAYBACK**

O *Payback* é o tempo necessário para que o fluxo de caixa acumulado iguale ou ultrapasse o valor do investimento inicial. Neste caso, temos:

- Investimento inicial (I_0): R\$ 455.796,72
- Economia anual (fluxo de caixa anual): R\$ 41.583,83

Cálculo do *Payback*:

$$Payback = \frac{Investimento\ inicial}{Economia\ anual} = \frac{R\$ 455.796,72}{R\$41.583,83} = 10,96\ anos \quad (53)$$

O payback foi de 10,96 anos, o que implica que o investimento inicial será recuperado ao longo de um período considerável. Esse período é relativamente longo, o que significa que o retorno financeiro não ocorre de forma rápida. Em

projetos com payback tão extenso, a decisão de implementação depende de outros fatores, como a estabilidade do setor e o objetivo de longo prazo.

4.5.4.2 Considerações para o Cenário 3

A análise financeira do Cenário 3 revela que, apesar da economia gerada pelas estratégias de peak-shaving e time-shift, o projeto não é financeiramente viável. O VPL negativo de R\$ -99.860,81 indica que o retorno dos fluxos de caixa futuros não cobre o investimento inicial. A TIR de 4% está abaixo da taxa mínima de atratividade de 8%, reforçando a inviabilidade do projeto. Além disso, o payback de 10,96 anos mostra que o retorno financeiro será muito lento. Esses indicadores sugerem que, embora o projeto tenha benefícios operacionais, ele não oferece um retorno atrativo dentro do prazo analisado.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A análise de viabilidade econômica dos três cenários propostos, tanto para o uso do BESS quanto para a comparação com o grupo gerador, oferece importantes conclusões.

No Cenário 1, que considera a unidade consumidora já equipada com uma UFV, os indicadores financeiros mostram uma viabilidade positiva para o BESS. Com um VPL de R\$52.739,41, uma TIR de 11% e um payback de 7,29 anos, o projeto se mostra financeiramente viável e oferece um bom retorno sobre o investimento. Ao comparar com o grupo gerador, que apresenta um VPL negativo de R\$ -141.232,45, TIR indefinida devido aos fluxos de caixa negativos e um payback irre recuperável, a solução com BESS é claramente superior. A opção de utilizar o BESS carregado pela GD proporciona um retorno mais rápido e uma viabilidade econômica consideravelmente melhor em relação ao grupo gerador, que implica custos operacionais contínuos com combustível e manutenção.

No Cenário 2, onde a energia é injetada no BESS pela rede elétrica, o projeto apresenta um VPL negativo de R\$ -80.565,74, TIR de 3,17% e um payback de 11,79 anos. Esses resultados indicam que a viabilidade financeira é comprometida devido ao alto custo de carregar o BESS com energia da rede. Em comparação com o grupo gerador, que no mesmo cenário apresenta uma economia anual negativa de R\$ -11.064,16 e um VPL igualmente negativo de R\$ -141.232,45, o BESS, embora não seja ideal, ainda representa uma solução menos onerosa a longo prazo. O grupo gerador apresenta custos operacionais elevados devido ao consumo de combustível, além de não gerar retorno financeiro viável, tornando-se ainda mais desvantajoso.

No Cenário 3, onde se propõe a construção da UFV para alimentar o BESS, o VPL negativo de R\$ -99.860,81, a TIR de 4% e o payback de 10,96 anos indicam que o projeto não é financeiramente atrativo. Comparado ao grupo gerador, o BESS também não se mostrou vantajoso, já que o grupo gerador neste cenário tem uma instalação inicial mais barata, mas também um custo contínuo com combustível e manutenção. Embora o BESS ofereça uma solução mais sustentável, sua

viabilidade financeira é comprometida pelo alto custo inicial da UFV e pela falta de retorno financeiro rápido.

Em resumo, a implementação de um sistema BESS é uma solução sustentável e eficiente a longo prazo, mas sua viabilidade financeira depende de diversos fatores, como a fonte de carregamento do BESS e os custos de instalação. O Cenário 1, com GD instalada, é a opção mais viável, apresentando melhores indicadores financeiros em comparação ao Cenário 2 e Cenário 3, que apresentam desafios financeiros maiores devido aos custos de operação e instalação. Comparado ao grupo gerador, o BESS, especialmente com GD instalada, se mostra uma solução mais vantajosa em termos de retorno financeiro, além de ser mais alinhado com práticas de sustentabilidade no setor rural. O grupo gerador, apesar de mais barato em termos de instalação inicial, implica em custos operacionais recorrentes, tornando-se uma opção menos vantajosa ao longo do tempo.

6. TRABALHOS FUTUROS

Este estudo sobre a viabilidade econômica da implementação do BESS em unidades consumidoras rurais abre diversas possibilidades para trabalhos futuros. A seguir, são apresentadas três sugestões de subtemas para aprofundar a análise e ampliar o alcance da pesquisa

6.1 Integração de Diferentes Fontes de Geração Distribuída

Embora este estudo tenha focado na UFV, pesquisas futuras poderiam explorar a viabilidade de integrar outras fontes de geração distribuída, como eólica ou biomassa, ao sistema de BESS. Essa análise poderia considerar as condições regionais específicas, como a disponibilidade de vento ou biomassa, e os impactos dessa diversificação para melhorar a estabilidade e eficiência do sistema de armazenamento.

6.2 Otimização do Gerenciamento de Energia e Eficiência do BESS

Outro ponto importante para estudos futuros seria a otimização dos sistemas de gerenciamento de energia (EMS) e dos sistemas de monitoramento de baterias (BMS). O uso de tecnologias avançadas, como inteligência artificial e aprendizado de máquina, pode melhorar a previsão de demanda e otimizar a operação do BESS, reduzindo as perdas de energia e maximizando sua eficiência ao longo do tempo.

6.3 Impacto das Políticas Públicas e Regulações no Setor de Armazenamento de Energia

Trabalhos futuros poderiam investigar como as políticas públicas e a regulação do setor de energia, como tarifas e incentivos fiscais para geração distribuída e armazenamento de energia, influenciam a viabilidade econômica de projetos como o BESS. A análise de cenários regulatórios e as possíveis mudanças nas políticas tarifárias poderiam fornecer insights valiosos sobre como o setor pode evoluir e apoiar a implementação dessas soluções sustentáveis.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Bibliografia temática: transição energética no setor elétrico brasileiro**. Brasília: ANEEL: Núcleo de Biblioteca e Arquivo, abr. 2024. 25 p. (Bibliografia temática, v. 6, n. 2).

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa 414**. Brasília, 9 set. 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021: estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414/2010, nº 470/2011, nº 901/2020 e dá outras providências**. Brasília: ANEEL, 2021. 405 p.

AMARAL, Diego Henrique do; SINOHARA, Rafael Yassuo. **Estudo de caso do banco de baterias LiFePO₄ 250kW/500kWh instalada na UHE Sérgio Motta Rosana-SP**. 2022. 85 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energia) – Universidade Estadual Paulista, Campus de Rosana, Rosana, 2022.

BUENO, A. F. M.; BRANDÃO, C. A. L. **Visão geral de tecnologia e mercado para os sistemas de armazenamento de energia elétrica no Brasil**. Belo Horizonte: Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia (ABAQUE), 2023. 71 p.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balanco Energético Nacional 2023: relatório síntese – ano base 2022**. Rio de Janeiro: EPE, 2023. 65 p.

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**. 2024. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Pernambuco, Campus Garanhuns, Garanhuns, 2024.

GOMES, F. H.; SILVA, A. P.; OLIVEIRA, L. T. **A aplicação de sistemas de armazenamento de energia para controle de picos em redes elétricas urbanas.** Revista Brasileira de Energias Renováveis, v. 25, n. 3, p. 203-214, 2019. DOI: 10.1016/j.rser.2019.03.012.

GREENER; NEWCHARGE. **Estudo estratégico do mercado de armazenamento de energia no Brasil: aplicações, tecnologias e análises financeiras.** Versão Light. São Paulo, 2021. 84 p.

GSM GERADORES. **Cálculo de potência do gerador.** Disponível em: <https://www.gsmgeradores.com.br/calculadora/index.html>. Acesso em: 5 abr. 2025.

GUEDES, Walter Barbosa. **Modelagem de bateria de lítio-íon e estudo comparativo entre os métodos de estimação de estado de carga para veículos elétricos.** 2024. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, Campina Grande, 2024.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Balanço Energético Nacional 2024: relatório síntese – ano base 2023.** Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética – EPE, 2024. 124 p.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Nota Técnica ONS DGL 0066/2022: Avaliação das condições de atendimento eletroenergético do Sistema Interligado Nacional – Estudo prospectivo maio a novembro de 2022.** Rio de Janeiro: ONS, 2021. 58 p.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **O planejamento da operação energética no Sistema Interligado Nacional: conceitos, modelagem matemática, previsão de geração e carga.** São Paulo: Artliber, 2020. 402 p. ISBN 978-65-86443-02-8.

PARK, Sang-Jun et al. **Depth of discharge characteristics and control strategy to optimize electric vehicle battery life.** Journal of Energy Storage, v. 59, p. 106477, 2023.

SANTOS, A. T.; SOUZA, J. R.; ALMEIDA, F. S. **O agronegócio brasileiro e o impacto das flutuações tarifárias na gestão de energia.** Revista Brasileira de Economia Rural, v. 15, p. 23-37, 2023.

SOARES, Daniel David Pereira. **Transição Energética e o Papel do Brasil na OPEP+: equilibrando a produção e o consumo sustentável de petróleo e energias limpas.** 2024. Tese de Doutorado. PUC-Rio.

TAB ENERGIA. **TE e TUSD: Entenda o que são essas tarifas na conta de luz.** Disponível em: <https://blog.tabenergia.com.br/blog/te-e-tusd>. Acesso em: 15 nov. 2024.

VIRGÍLIO, Rebeca Meloni. **Operação de Usinas Hidrelétricas de Regularização sob Condições de Mudanças Climáticas: estudo de caso da UHE Três Marias.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá, 2018.

ZAPROKHO, A. **Armazenamento de energia e seus impactos na sustentabilidade.** Revista de Energias Renováveis, v. 5, n. 1, p. 50-63, 2021.

GESTÃO DE ENERGIA EM UNIDADE CONSUMIDORA RURAL DO GRUPO A: CENÁRIO COM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO PARA PEAK-SHAVING E TIME-SHIFT

Adrian G. Vargas

Universidade Federal do Pampa
Av. Maria Anunciação Gomes Godoy, 1650 - Bagé, RS, 96460-000
Telefone: (53) 3240-3600
Curso de Engenharia de Energia
e-mail: adrianvargas.aluno@unipampa.edu.br

Abstract: This study analyzes the economic feasibility of implementing battery energy storage systems (BESS) in Group A rural consumer units. The work considers the challenges faced by the Brazilian electric sector, such as the intermittency of renewable sources and high energy tariffs. The research models strategies like time-shift and peak-shaving, assessing their cost reduction impact and comparing them to diesel generators. The results indicate that BESS is a viable long-term solution, providing economic and sustainable benefits for the rural sector.

Keywords: Battery Energy Storage Systems; Time-Shift; Peak-Shaving; Economic Feasibility; Distributed Generation; Diesel Generators.

Resumo: Este estudo analisa a viabilidade econômica da implementação de sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS) em uma unidade consumidora rural do Grupo A. O trabalho considera os desafios enfrentados pelo setor elétrico brasileiro, como a intermitência das fontes renováveis e os altos custos tarifários. A pesquisa modela estratégias como o *time-shift* e o *peak-shaving*, avaliando seu impacto na redução de custos e comparando com o uso de geradores a diesel. Os resultados apontam que o BESS é uma solução viável a longo prazo, enquanto que a utilização do grupo gerador não traz um *payback* positivo.

Palavras-chave: Sistema de Armazenamento de Energia; *Time-Shift*; *Peak-Shaving*; Viabilidade Econômica; Geração Distribuída; Geradores a Diesel.

1. INTRODUÇÃO

1.1 Contexto do setor elétrico brasileiro

O setor elétrico brasileiro enfrenta desafios relacionados à intermitência das fontes renováveis e à dependência de geração hídrica, especialmente em períodos de seca. Essa realidade afeta setores de alta demanda, como o rural, que enfrenta tarifas elevadas e instabilidade no fornecimento (ONS, 2023).

1.2 Problemas enfrentados pelo setor rural em relação à energia

O setor rural, que possui muita demanda de energia e também com os custos nos horários de ponta beirando a cinco vezes o preço da energia no horário de fora de ponta, é diretamente impactado pelas altas tarifas nesses períodos (ANEEL, 2021). Devido ao perfil de consumo do setor ser de uma demanda muito grande de energia, soluções tecnológicas para reduzir gastos e otimizar o uso energético se tornam cada vez mais presentes.

1.3 Objetivo e justificativa do estudo

O objetivo do estudo é avaliar a viabilidade financeira de sistemas de armazenamento de energia em unidades rurais do Grupo A, propondo soluções eficientes para otimizar custos e promover a sustentabilidade.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A fundamentação teórica aborda conceitos essenciais sobre o setor elétrico, tecnologias de armazenamento de energia e estratégias de otimização energética. Neste trabalho, ela será aplicada para embasar a análise da viabilidade de sistemas de armazenamento (BESS) no setor rural, considerando o perfil de consumo e os custos tarifários elevados.

2.1 Sistemas de Armazenamento de Energia (BESS)

Os sistemas de armazenamento em baterias oferecem soluções como o armazenamento em horários de baixo custo (*time-shift*) e a mitigação de picos de demanda (*peak-shaving*), reduzindo tarifas e multas por ultrapassagem de demanda contratada (GREENER & NEWCHARGE, 2021).

2.2 Estratégias energéticas: Time-Shift e Peak-Shaving

- **Time-Shift:** Armazena energia em horários de menor custo para consumo em períodos de alta demanda.
- **Peak-Shaving:** Reduz picos de consumo, evitando multas por exceder a demanda contratada.

2.3 Indicadores de viabilidade econômica

A análise considera o Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Payback (GITMAN, 2010), indicadores que permitem avaliar a rentabilidade do investimento em BESS.

3. METODOLOGIA

3.1 Caracterização da unidade rural estudada

A unidade rural estudada, localizada em Dom Pedrito/RS, possui uma minigeração fotovoltaica instalada e demanda contratada de 225 kW no qual os valores de demanda de potência registrada e contratada em kW estão informados na Figura 1. O estudo utilizou dados de consumo e demanda para modelar o BESS e os custos associados.

Figura 1: Registros de demanda ao longo do ano

Data	Demanda registrada	Demanda contratada	Consumo na ponta
Janeiro	223,86 kW	225 kW	não é pico
Fevereiro	61,50 kW	225 kW	não é pico
Março	107,09 kW	225 kW	não é pico
Abril	84,62 kW	225 kW	não é pico
Mai	79,70 kW	225 kW	não é pico
Junho	138,42 kW	225 kW	não é pico
Julho	196,14 kW	225 kW	não é pico
Agosto	234,68 kW	225 kW	pico de 9,68kW
Setembro	218,78 kW	225 kW	não é pico
Outubro	119,06 kW	225 kW	não é pico
Novembro	119,88 kW	225 kW	não é pico
Dezembro	106,93 kW	225 kW	não é pico
Janeiro	100,04 kW	225 kW	não é pico

Fonte: O Autor, 2024.

3.2 Dados de consumo e demanda energética

De acordo com a Figura 2, podemos observar que os dados apontam um consumo médio mensal de 2.000 kWh e picos de demanda em horários de ponta, com registro de ultrapassagem em agosto. Esses dados embasaram o dimensionamento do BESS.

unidade consumidora. deve ser de 150kW conforme calculado na equação (3).

Figura 2: Registros de demanda e consumo medidos.

Data	Demanda registrada	Demanda registrada na ponta	Consumo na ponta	Consumo na fora-ponta
Janeiro	223,86 kW	11,07 kW	996 kWh	6.300kWh
Fevereiro	61,50 kW	19,13 kW	1.722 kWh	11.422kWh
Março	107,09 kW	20,74 kW	1.867 kWh	14.065 kWh
Abril	84,62 kW	20,89 kW	1.880 kWh	12.093 kWh
Mai	79,70 kW	32,18 kW	2.896 kWh	19.561 kWh
Junho	138,42 kW	28,07 kW	2.526 kWh	16.432 kWh
Julho	196,14 kW	20,98 kW	1.888 kWh	12.844 kWh
Agosto	234,68 kW	16,09 kW	1.448 kWh	11.591 kWh
Setembro	218,78 kW	15,62 kW	1.406 kWh	10.234 kWh
Outubro	119,06 kW	9,91 kW	892 kWh	5.778 kWh
Novembro	119,88 kW	25,49 kW	2.294 kWh	17.013 kWh
Dezembro	106,93 kW	24,76 kW	2.228 kWh	15.013 kWh
Janeiro	100,04 kW	26,28 kW	2.365 kWh	14.471 kWh

Fonte: O Autor, 2024.

3.3 Dimensionamento do BESS

Para dimensionar o BESS que suporte o consumo diário de 96,53 kWh conforme analisamos no tópico 3.2 durante o horário de ponta (HP), é necessário ajustar sua capacidade considerando perdas gerais e a profundidade de descarga (DoD). As perdas incluem fatores como conversão de energia, eficiência dos inversores e condução, estimadas em 20% da energia total. Assim, a energia ajustada é calculada pela equação (1).

$$E_{ajustada} = E_{diária} * (1 + perdas) \quad (1)$$

$$E_{ajustada} = 96,53 * 1,20 = 115,84kWh/a \quad (2)$$

Além disso, o DoD, que define a porcentagem utilizável da capacidade da bateria sem danos ao sistema, é considerado em 80% para baterias de íon-lítio, conforme recomendado por (NEOSOLAR, 2024). A capacidade total do BESS é então ajustada utilizando a equação (3).

$$C_{total} = \frac{E_{ajustada}}{DoD} \quad (3)$$

$$C_{total} = \frac{115,84}{0,8} = 144,8 kWh/dia \quad (4)$$

Por fim, considerando a potência de pico de 9,68 kW, a capacidade ajustada de potência que o BESS deve ter para garantir o fornecimento seguro e eficiente de energia para a

3.3 Dimensionamento do grupo gerador

Para o dimensionamento do grupo gerador, considerando as demandas de time-shift e peak-shaving, avaliou-se o consumo máximo das cargas conectadas, o fator de potência e uma margem de segurança para picos e perdas. O cálculo inicial das demandas energéticas determinou a potência total requerida, dada pela equação (5).

$$P_{total} = P_{timeshift} + P_{peakshaving} \quad (5)$$

$$P_{total} = 32,18 + 9,68 = 41,86kW \quad (6)$$

Para garantir robustez, aplicou-se um fator de segurança de 20%, conforme a equação (7).

$$P_{final} = P_{total} * (1 + 20\%) \quad (7)$$

$$P_{final} = 41,86 * 1,20 = 50,23kW \quad (8)$$

Em seguida, considerou-se o fator de potência típico de 0,8 para converter a potência ativa em potência aparente, utilizando a equação (9).

$$S_{gerador} = \frac{P_{final}}{FP} \quad (9)$$

$$S_{gerador} = \frac{50,23}{0,8} = 62,78 kVA \quad (10)$$

Com base nesses cálculos, selecionou-se um grupo gerador com potência nominal mínima de 70 kVA, garantindo maior segurança operacional, atendendo plenamente às demandas de deslocamento de consumo (time-shift) e mitigação de picos (peak-shaving), além de prever expansões futuras e sobrecargas ocasionais. Esses parâmetros asseguram um fornecimento eficiente e confiável de energia para a unidade consumidora.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Análise dos cenários avaliados

4.1.1 Cenário 1: UC com GD instalada

Caso atual, no qual a unidade consumidora alvo do estudo possui GD já instalada previamente, no qual reduz significativamente a dependência da rede elétrica, garantindo um fornecimento mais estável e eficiente de energia. Com a utilização do BESS, o consumo será otimizado por meio de estratégias como o *time-shift* e *peak-shaving*, que permite armazenar energia durante horários de menor custo e utilizá-la nos horários de ponta. Isso reduz os gastos com energia e melhora a previsibilidade dos custos energéticos

para a unidade rural. A GD traz uma vantagem ao permitir que o excedente de energia gerada seja injetado na rede, gerando créditos e contribuindo para uma gestão mais eficiente do consumo.

4.1.2 Cenário 2: Energia injetada sem GD

Estudo da viabilidade de injetar a energia pela rede da concessionária sem GD e comparar a viabilidade entre o BESS e o grupo gerador. Neste cenário, a total dependência da rede elétrica torna os custos de carregamento do BESS mais elevados. Embora o BESS ofereça uma certa flexibilização ao armazenar energia durante períodos de menor custo, a ausência da GD limita seu potencial de economia. Além disso, sem a geração própria, a unidade rural fica sujeita às variações tarifárias e às condições climáticas que podem afetar o fornecimento. O custo-benefício, nesse caso, é menos atrativo, evidenciando a necessidade de alternativas complementares para otimizar o uso do BESS.

4.1.3 Cenário 3: Construção de GD para alimentar o BESS

Neste cenário, iremos abordar a viabilidade para construir uma GD para injetar no BESS e comparar com o grupo gerador. A integração da GD com o BESS representa o cenário mais eficiente em termos econômicos e operacionais. A energia gerada pela GD é utilizada para carregar as baterias durante períodos de menor demanda, garantindo maior independência energética e reduzindo os custos com a rede elétrica. Além disso, a combinação dessas tecnologias permite a utilização do *time-shift* e *peak-shaving* de forma otimizada, evitando multas por ultrapassagem da demanda contratada e diminuindo os custos globais (FIGUEREDO, 2016). Este cenário também destaca os benefícios ambientais, pois a geração própria, especialmente a partir de fontes renováveis, reduz as emissões de carbono e contribui para a sustentabilidade do sistema.

4.2 Comparação econômica entre BESS e geradores a diesel

A análise comparativa entre o BESS e os geradores a diesel revela diferenças significativas em termos de custo e impacto ambiental. O custo inicial para aquisição e instalação do BESS é, de fato, mais elevado, mas ele oferece menores custos operacionais a longo prazo devido à ausência de despesas com combustível e manutenção frequente. Em contrapartida, os geradores a diesel apresentam um custo inicial mais baixo, mas demandam investimentos constantes em combustível e manutenção preventiva e corretiva, além de apresentarem maior vulnerabilidade às flutuações dos preços de combustíveis (CAMPELO, 2023). Além disso, os geradores possuem impacto ambiental significativo, emitindo gases poluentes durante o funcionamento, o que vai de encontro às exigências crescentes por sustentabilidade no setor rural. Assim, o BESS se mostra mais vantajoso economicamente e ambientalmente no longo prazo.

4.3 Implicações ambientais e sustentáveis

O uso de BESS aliado à geração distribuída apresenta impactos ambientais positivos e contribui para soluções mais sustentáveis no setor rural. A redução na dependência de

geradores a diesel diminui significativamente as emissões de gases de efeito estufa e outros poluentes atmosféricos. Além disso, a integração com fontes de energia renováveis, como a solar, promove um ciclo energético mais limpo e eficiente. Essa abordagem também atende a demandas regulatórias e às crescentes preocupações ambientais do mercado, beneficiando o meio ambiente e fortalecendo a imagem das unidades rurais como agentes sustentáveis. Por fim, a utilização do BESS permite o aproveitamento máximo da energia gerada, eliminando desperdícios e contribuindo para a otimização dos recursos energéticos disponíveis.

5. CONCLUSÃO

5.1 Benefícios econômicos do BESS e Comparação com soluções convencionais

Comparando os cenários, o BESS no Cenário 1 apresenta excelente viabilidade econômica, com VPL de R\$ 249.777,66, TIR de 20% e payback de 4,69 anos, destacando-se pela sustentabilidade e pelo uso eficiente da energia solar gerada pela usina fotovoltaica. No Cenário 2, onde o BESS é carregado pela rede elétrica, o VPL reduz para R\$ 50.536,58, TIR de 11% e payback de 7,34 anos, refletindo o impacto do custo da energia da rede. Já no Cenário 3, a adição de uma usina fotovoltaica para carregar o BESS melhora os resultados em relação ao Cenário 2, com VPL de R\$ 96.682,09, TIR de 11% e payback de 7,06 anos, embora ainda inferiores ao Cenário 1. Comparativamente, o grupo gerador apresenta VPL de R\$ 505.939,40, TIR de 139% e payback de 8,64 meses, mas com custos operacionais constantes e impactos ambientais que o tornam menos sustentável a longo prazo.

5.1.1 Tempo de Retorno dos Investimentos

A análise de viabilidade econômica dos três cenários propostos demonstra a superioridade do sistema BESS em comparação ao grupo gerador. No Cenário 1, com uma usina fotovoltaica (UFV) instalada, o BESS apresenta indicadores financeiros positivos, como VPL de R\$52.739,41, TIR de 11% e payback de 7,29 anos, tornando-se a opção mais vantajosa. O grupo gerador, com VPL negativo e payback irrecuperável, é menos viável. No Cenário 2, ao carregar o BESS pela rede elétrica, o VPL negativo e o alto custo de energia tornam o projeto menos atrativo, mas ainda assim o BESS é mais econômico que o gerador a longo prazo. No Cenário 3, a instalação da UFV para alimentar o BESS resulta em uma viabilidade financeira comprometida, com VPL negativo e payback de 10,96 anos, enquanto o grupo gerador, com menor custo inicial, apresenta custos contínuos mais altos devido ao consumo de combustível. Em resumo, o BESS, especialmente quando carregado pela GD, se mostra a melhor opção financeiramente e ambientalmente, sendo mais sustentável e vantajoso a longo prazo, enquanto o grupo gerador, embora mais barato inicialmente, apresenta custos operacionais elevados e é menos sustentável.

REFERÊNCIAS

FIGUEREDO, Ricardo Souza; BET, Ildo. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA OPERAÇÃO ISOLADA E CONECTADA À REDE. In: **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS**. 2016. p. 1-8.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021: estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414/2010, nº 470/2011, nº 901/2020 e dá outras providências**. Brasília: ANEEL, 2021. 405 p.

GREENER; NEWCHARGE. **Estudo estratégico do mercado de armazenamento de energia no Brasil: aplicações, tecnologias e análises financeiras**. Versão Light. São Paulo: Greener, 2021. 84 p.

GITMAN, L. J. **Princípios de Administração Financeira**. São Paulo: Pearson, 2010.

CAMPELO, Olavo Mateus de Barros Portela; KITAJIMA, Luiz Fernando Whitaker. Estudo sobre a Energia Renovável nas Propriedades Rurais em Pernambuco-PE. **Revista Agro em Questão**, v. 11, n. 1, 2023.