

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO  
CENTRO TECNOLÓGICO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROJETO DE GRADUAÇÃO**



**MATHEUS BARRETO CÔGO**

**ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA  
DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO  
*CAMPUS* DE GOIABEIRAS DA UFES**

VITÓRIA

2023

Matheus Barreto Côgo

**ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA  
DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO  
*CAMPUS DE GOIABEIRAS DA UFES***

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno Matheus Barreto Côgo, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Vitória

2023

Matheus Barreto Côgo

# ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CAMPUS DE GOIABEIRAS DA UFES

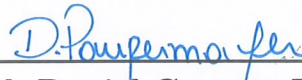
Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno Matheus Barreto Côgo, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovado em 12 de Dezembro de 2023.

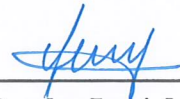
## COMISSÃO EXAMINADORA:



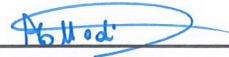
**Prof. Dra. Jussara Farias Fardin**  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Orientadora



**Bel. Daniel Campos Pompermayer**  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Coorientador



**Prof. Dr. Paulo José Mello Menegáz**  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Examinador



**Prof. Dr. Alessandro Mattedi**  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Examinador

Vitória

2023

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar minha gratidão, primeiramente a Deus, por toda a força e perseverança ao longo desta jornada.

Aos meus pais, Natanael e Jacqueline, manifesto meu agradecimento pelo apoio e tolerância durante toda essa trajetória.

À minha irmã Mylene, expresso minha sincera gratidão pelo constante apoio e suporte em todas as responsabilidades de casa.

À Viviane, meu sincero agradecimento pela compreensão e apoio ao longo de toda a graduação.

Ao Programa de Educação Tutorial (PET), que proporcionou uma ampla gama de oportunidades de desenvolvimento pessoal, contribuindo significativamente para a pessoa que me tornei.

À minha orientadora Jussara Fardin e ao coorientador Daniel Pompermayer, expresso minha gratidão por despertarem meu interesse por este tema fascinante, bem como por toda a ajuda, orientação e dedicação durante o desenvolvimento deste trabalho.

À banca examinadora, agradeço pela aceitação do convite e pelo tempo dedicado à leitura e avaliação deste trabalho.

Por fim, expresso minha gratidão à Universidade Federal do Espírito Santo, exemplo de instituição. Em particular, sou grato aos professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica e de outros departamentos com os quais tive contato.

## RESUMO

O armazenamento de energia elétrica vem se tornando mais presente no mercado devido à geração distribuída e a busca por uma sociedade sustentável de uma forma eficiente, barata e limpa. Com essa expectativa, surgem novos desafios, como por exemplo: novas tecnologias para armazenamento, melhorias de capacidade de armazenamento dos equipamentos existentes, interação entre a rede da distribuidora e a geração distribuída com armazenamento. Num possível cenário promissor com tendência para forte expansão em sistemas de armazenamento de energia, são fundamentais estudos acerca dos efeitos - positivos e negativos - que podem ser proporcionados pela integração da geração distribuída com armazenamento de energia elétrica nas redes de distribuição de energia. Deste modo, este trabalho busca analisar os impactos da instalação de um sistema de armazenamento de energia elétrica no *campus* de Goiabeiras, da Universidade Federal do Espírito Santo (Ufes), além de identificar e propor uma modelagem de otimização visando determinar a capacidade de armazenamento e demanda contratada ótima capaz de minimizar os gastos com energia elétrica. Os resultados destacaram a eficácia do sistema de armazenamento de forma computacional, apresentando gráficos e simulações do cenário de utilização da energia armazenada, proporcionando uma análise mais aprofundada e detalhada.

**Palavras-chave:** Geração distribuída. Armazenamento de energia. Modelagem computacional.

## ABSTRACT

Electrical energy storage has become more present in the market due to distributed generation and the search for a sustainable society in an efficient, cheap and clean way. With this expectation, new challenges arise, such as: new storage technologies, improvements in the storage capacity of existing equipment, interaction between the distributor's network and distributed generation with storage. In a possible promising scenario with a tendency for strong expansion in energy storage systems, studies on the effects - positive and negative - that can be provided by the integration of distributed generation with electrical energy storage in energy distribution networks are essential. Therefore, this work seeks to analyze the impacts of installing an electrical energy storage system on the Goiabeiras campus, of the Federal University of Espírito Santo (Ufes), in addition to identifying and proposing an optimization model aiming to determine the storage capacity and demand optimal contract capable of minimizing electricity costs. The results highlighted the effectiveness of the storage system in a computational way, presenting graphs and simulations of the scenario of use of stored energy, providing a more in-depth and detailed analysis.

**Keywords:** Distributed generation. Load modeling. Dynamics of electrical grids. Quality of electric energy.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Planilha de Energia Consumida . . . . .	23
Figura 2 – Planilha de dados meteorológicos . . . . .	24
Figura 3 – Comparação entre Energia Gerada e Energia Consumida . . . . .	26
Figura 4 – Imagem ilustrativa da bateria GOODWE Lynx C-LX C120-11 . . . . .	27
Figura 5 – Imagem ilustrativa do inversor GOODWE Modelo GW50K-ETC . . . . .	28
Figura 6 – Colunas A e B do modelo matemático . . . . .	32
Figura 7 – Colunas C a F do modelo matemático . . . . .	32
Figura 8 – Colunas G a J do modelo matemático . . . . .	33
Figura 9 – Fluxograma do Cálculo de Consumo de carga das Baterias . . . . .	33
Figura 10 – Fluxograma da Fórmula de Descarga das Baterias . . . . .	34
Figura 11 – Fluxograma da Fórmula do Excedente Acumulado . . . . .	35
Figura 12 – Fluxograma da Fórmula de Energia a pagar(kWh) . . . . .	36
Figura 13 – Fluxograma da Fórmula de Valor a pagar(R\$) . . . . .	37
Figura 14 – Fluxograma de Ultrapassagem de Demanda Contratada - Consumo . . . . .	38
Figura 15 – Fluxograma de Ultrapassagem de Demanda Contratada - Injeção . . . . .	38
Figura 16 – Imagem ilustrativa da aba Solver . . . . .	41
Figura 17 – Comparação entre Médias Energéticas . . . . .	43
Figura 18 – Comparação do Custo para N <sup>o</sup> de módulos diferentes . . . . .	44
Figura 19 – Comparação do Lucro para N <sup>o</sup> de módulos diferentes . . . . .	44

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tipos de tecnologia de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica	16
Tabela 2 – Sistemas Químicos de Armazenamento de Energia . . . . .	16
Tabela 3 – Aplicação dos Sistemas de Armazenamento de Energia . . . . .	19
Tabela 4 – Dados do módulos solares . . . . .	24
Tabela 5 – Dados do sistema de armazenamento . . . . .	28
Tabela 6 – Manutenção item 00 . . . . .	29
Tabela 7 – Manutenção Anual Prevista . . . . .	30
Tabela 8 – Tarifa de energia modalidade Verde vigente . . . . .	31



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABAQUE	<i>Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia</i>
ABSOLAR	<i>Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica</i>
ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
EDP-ES	<i>EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A</i>
GD	<i>Geração distribuída</i>
GDFV	<i>Geração Distribuída Solar Fotovoltaica</i>
SAE	<i>Sistemas de Armazenamento de Energia</i>
SEP	<i>Sistemas Elétricos de Potência</i>
UFES	<i>Universidade Federal do Espírito Santo</i>

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO . . . . .	10
1.1	Objetivos . . . . .	11
2	REFERENCIAL TEÓRICO . . . . .	12
2.1	Geração Distribuída . . . . .	12
2.2	Relação comercial entre o <i>campus</i> de Goiabeiras da Ufes e o Ope- rador do Sistema Público de Distribuição de Energia Elétrica . . . .	13
2.3	Armazenamento de energia . . . . .	15
3	METODOLOGIA E ETAPAS DE DESENVOLVIMENTO . . . . .	22
3.1	Concepção e Planejamento Inicial . . . . .	22
3.2	Processamento de Dados . . . . .	23
3.3	Estimativa da Geração Distribuída . . . . .	24
3.4	Definição da Estratégia de Armazenamento de Energia Elétrica . .	26
3.5	Escolha do Sistema de Armazenamento . . . . .	26
3.6	Estimativa dos custos de manutenção . . . . .	28
3.7	Estimativa dos custos de alocação . . . . .	30
3.8	Estimativa dos custos de energia elétrica . . . . .	31
3.9	Modelo matemático . . . . .	31
4	RESULTADOS . . . . .	42
4.1	Modelo matemático . . . . .	42
5	CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS . . . . .	45
5.1	Conclusão . . . . .	45
	REFERÊNCIAS . . . . .	47

# 1 INTRODUÇÃO

A Universidade Federal do Espírito Santo (Ufes) possui quatro *campi* espalhados pelo estado do Espírito Santo. O maior desses *campi* é o *campus* de Goiabeiras, localizado em Vitória, capital do estado.

A energia elétrica consumida no *campus* de Goiabeiras da Ufes é fornecida pela EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. (EDP-ES). A provisão de energia elétrica é regulamentada por meio de um contrato comercial e segue as diretrizes estabelecidas pela Resolução Normativa N<sup>o</sup> 1000/2021 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que define os procedimentos de faturamento da energia consumida. A concessionária, no caso a EDP-ES, é encarregada da operação da rede pública de distribuição de energia elétrica em grande parte do estado.

Até o ano de 2022, o *campus* de Goiabeiras da Ufes detinha a posição de possuir a maior usina de Geração Distribuída no estado do Espírito Santo (ANEEL, 2022). Esse sistema é uma implementação recente: a ordem de serviço para a instalação nos *campi* de Goiabeiras e de Maruípe da Ufes foi dada em 11 de fevereiro de 2019 (UFES, 2020a).

A planta geradora, abrangendo os *campi* de Goiabeiras e Maruípe, entrou em fase de testes a partir de outubro de 2019 e foi oficialmente inaugurada em 16 de março de 2020. Com uma capacidade de geração de 5.441 kWp, ela é composta por 17.380 módulos fotovoltaicos instalados nos telhados de 55 edifícios.

No *campus* de Goiabeiras, o sistema completo opera com 15.977 módulos de Geração Distribuída Solar Fotovoltaica (GDFV) instalados nos telhados de 50 edifícios, totalizando uma potência de 4.999,16 kWp e uma potência total instalada de 4.200 kW. Conforme estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica, na alínea c do inciso XXIX-B do Art. 2 da RN 1000/2021 (ANEEL, 2021), o sistema em questão se enquadra na categoria de Minigeração Distribuída, uma vez que apresenta potência total instalada superior a 75 kW, porém inferior a 5.000 kW.

Adicionalmente, o armazenamento de energia elétrica oferece diversas vantagens. Uma delas é a capacidade de acumular eletricidade durante períodos de tarifas mais baixas, possibilitando seu uso quando as tarifas são mais elevadas, o que se traduz em economia financeira. Além disso, o armazenamento de energia pode garantir um fornecimento contínuo, mesmo em situações de interrupções não programadas no fornecimento de eletricidade. No entanto, é importante ressaltar que essa possibilidade ainda não é normativa no momento presente.

Durante os períodos em que a radiação solar está mais abundante, o sistema de Geração Distribuída Solar Fotovoltaica (GDFV) do *campus* de Goiabeiras da Ufes gera uma quantidade de energia elétrica superior à demanda do *campus*. O excedente de energia é então injetado na rede pública de distribuição em troca de créditos energéticos. No entanto, o contrato de fornecimento de energia elétrica da Ufes implica a aplicação de tarifas distintas em dois períodos: os horários de ponta, que vão das 19h às 22h, e os horários fora de ponta, que englobam os demais momentos do dia. Nota-se que os momentos de maior disponibilidade de radiação solar coincidem com os horários fora de ponta, resultando na creditação da energia excedente durante o período de tarifas menores e, durante o horário ponta, quando as tarifas são significativamente mais elevadas, a Universidade precisa consumir eletricidade da rede. O emprego de um sistema de armazenamento de energia (SAE) ofereceria a oportunidade de otimizar a compra e a venda de energia elétrica para o *campus* Goiabeiras, visando a minimização dos custos para a Ufes. No entanto, é crucial reconhecer que a implementação de tal sistema implica em custos substanciais relacionados à aquisição, instalação e manutenção. Esses custos precisam ser minuciosamente avaliados em um estudo de viabilidade técnica e financeira que embasem a tomada de qualquer decisão.

## 1.1 Objetivos

Este trabalho objetiva responder às seguintes questões: O armazenamento de energia no *campus* de Goiabeiras da Ufes é viável economicamente? Qual capacidade de armazenamento é capaz de minimizar o gasto com energia elétrica da universidade?

As hipóteses que se procura testar são:

- O emprego de um dispositivo de armazenamento de energia elétrica no *campus* de Goiabeiras da Ufes acarreta retorno financeiro positivo;
- O armazenamento da energia elétrica gerada pela usina fotovoltaica no horário fora de ponta para vender no horário ponta gera economia de gastos;
- Existe uma capacidade de armazenamento capaz de otimizar os ganhos financeiros da geração distribuída do *campus* de Goiabeiras da Ufes.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo, serão abordados conceitos fundamentais relacionados à Geração Distribuída, à dinâmica comercial entre o *campus* de Goiabeiras e o Operador do Sistema Público de Distribuição de Energia Elétrica, bem como ao tema sobre Armazenamento de Energia.

### 2.1 Geração Distribuída

Conforme o Decreto nº 5.163/2004, a Geração Distribuída (GD) engloba a produção de energia elétrica por agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente à rede elétrica do comprador. No entanto, é importante observar que certos empreendimentos estão excluídos dessa categoria, como hidrelétricas com capacidade superior a 30 MW e termelétricas, incluindo as de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%. Essa definição foi estabelecida em conformidade com a regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que foi prevista para ser implementada até dezembro de 2004 (BRASIL, 2012).

A Resolução Normativa Aneel nº 482/2012, publicada no ano de 2012, trouxe avanços significativos no contexto da geração de energia elétrica no Brasil. Esta regulamentação permite que os consumidores brasileiros gerem sua própria eletricidade a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e até mesmo contribuam com o excedente para a rede de distribuição local.

Conforme estabelecido pela mencionada resolução, a energia elétrica injetada na rede de distribuição pela unidade consumidora é concedida à distribuidora a título de empréstimo gratuito. Durante esse processo, a unidade consumidora acumula créditos de energia elétrica, os quais podem ser utilizados ao longo de um período de 60 meses. A acumulação e a compensação desses créditos são ajustadas conforme as tarifas de energia dos períodos de horário de ponta e fora de ponta. Importante destacar que esta regra não se aplica aos consumidores classificados como livres ou especiais (ANEEL, 2012).

No ano de 2023, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 1059/2023, ajustando o texto da Resolução Normativa nº 1000/2021. Desde então, além de abordar as condições gerais de fornecimento de energia elétrica no Brasil, a RN 1000/2021 passa a regular a micro e a minigeração distribuída, assim como o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). O texto normativo determina que a microgeração distribuída conectada à rede de distribuição elétrica possua capacidade instalada menor ou igual a 75kW. Também determina-se um limite de capacidade instalada para as unidades com minigeração

distribuída conectada à rede de distribuição que varia de 3MW a 5MW de acordo com critérios previstos. A norma ainda fixa o prazo de 60 dias para que a distribuidora de energia elétrica emita parecer quanto à possibilidade de um consumidor integrar-se ao SCEE (ANEEL, 2023b). O Sistema de Compensação de Energia Elétrica é o sistema que rege a injeção de energia elétrica na rede de distribuição. A energia elétrica injetada, emprestada gratuitamente à distribuidora, gera créditos de energia. O SCEE rege também os créditos utilizados no ciclo de faturamento corrente por posto tarifário e o saldo atualizado de créditos de energia.

No Brasil, nota-se um expressivo crescimento do interesse na adoção da geração distribuída. Conforme evidenciado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no Balanço Energético Nacional, a produção de eletricidade atingiu 10.748 GWh em 2020, alcançando 30.126 GWh em 2022. Importante salientar, que esse aumento foi alcançado mesmo diante dos desafios advindos da pandemia global (EPE, 2023).

## 2.2 Relação comercial entre o *campus* de Goiabeiras da Ufes e o Operador do Sistema Público de Distribuição de Energia Elétrica

A relação comercial entre as unidades consumidoras de energia elétrica e as operadoras dos sistemas públicos de distribuição de energia no Brasil é regulamentada pela Resolução Normativa Aneel nº 1000/2021(ANEEL, 2021). Esta resolução aborda as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, estabelecendo tarifas diferenciadas de acordo com os horários de ponta e fora ponta. Além disso, ela define os critérios para classificar as unidades consumidoras em grupos A ou B, com base na tensão de fornecimento.

O grupo A é composto de unidades consumidoras atendidas em tensão maior ou superior a 2,3 kV e subdividido nos seguintes subgrupos:

- **Subgrupo A1:** tensão de conexão maior ou igual a 230kV;
  - **Subgrupo A2:** tensão de conexão maior ou igual a 88kV e menor ou igual a 138kV;
  - **Subgrupo A3:** tensão de conexão igual a 69 kV;
  - **Subgrupo A3a:** tensão de conexão maior ou igual a 30kV e menor ou igual a 44kV;
  - **Subgrupo A4:** tensão de conexão maior ou igual a 2,3kV e menor ou igual a 25kV;
- e

- **Subgrupo AS:** tensão de conexão menor que 2,3kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

O grupo B é composto por unidades consumidoras atendidas em tensão menor que 2,3kV e subdividido nos seguintes subgrupos:

- **Subgrupo B1:** residencial;
- **Subgrupo B2:** rural;
- **Subgrupo B3:** demais classes; e
- **Subgrupo B4:** Iluminação Pública.

O *campus* de Goiabeiras da Ufes está enquadrado no grupo A3a, conforme especificado no Contrato de Compra de Energia Regulada disponível na peça de número sequencial 10 do Processo Digital nº 23068.110612/2022-44<sup>1</sup> (UFES, 2020b), em vigor desde 2020. Em conformidade com o Artigo 220 da Resolução Normativa Aneel nº 1000/2021 (ANEEL, 2021), a instituição deve ser categorizada em uma das modalidades tarifárias a seguir:

- No caso de tensão de conexão maior ou igual a 69kV: horária azul; e;
- No caso de tensão de conexão menor que 69kV: horária azul ou verde, de acordo com a opção do consumidor.

Na modalidade tarifária verde, a unidade consumidora deve informar contratualmente um único valor de demanda, denominado demanda contratada, o qual não pode ser ultrapassado. Se a qualquer momento a unidade consumidora demandar mais potência do que o contratado, uma tarifa de ultrapassagem correspondente a 2 vezes o valor da tarifa usual será aplicada, independentemente do posto tarifário.

A modalidade tarifária azul consiste em uma demanda contratada para o horário de ponta e uma demanda contratada para o horário fora ponta. Caso a demanda contratada no posto tarifário de ponta ou no posto tarifário de fora ponta seja ultrapassada, a tarifa de ultrapassagem, correspondente a 2 vezes o valor da tarifa usual, passa a valer. A tolerância para todos os consumidores é de 5% para a ultrapassagem.

<sup>1</sup> <<https://protocolo.ufes.br/#/documentos/4466385/pecas/>>

Dentro das modalidades tarifárias, os postos tarifários são estabelecidos por cada distribuidora de energia elétrica durante seu processo de revisão tarifária periódica, que ocorre a cada 4 ou 5 anos (ANEEL, 2021) .

- **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 área de concessão ou permissão, não se aplicando aos sábados, domingos e feriados nacionais;
- **Horário (posto) intermediário:** Período de duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao horário de ponta, aplicado apenas para o grupo B; e
- **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.

Atualmente a administração da Ufes optou por enquadrar o *campus* de Goiabeiras na modalidade tarifaria verde (UFES, 2020b).

### 2.3 Armazenamento de energia

Os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) são métodos e tecnologias que possuem o objetivo de converter a energia elétrica para uma forma de energia que possa ser armazenada (química, térmica ou mecânica) e quando necessária convertida novamente em energia elétrica. É uma tecnologia que está sujeita a inovações constante, além de ter a capacidade de agregar à energia elétrica maior disponibilidade, qualidade e confiabilidade (BUENO; BRANDÃO, 2016).

No mercado global, existem várias tecnologias de armazenamento disponíveis, em inúmeros estágios de maturidade, a contar da pesquisa até aplicações comerciais. A Tabela 1, adaptada de (FUCHS et al., 2012), mostra uma visão geral das principais tecnologias, considerando o princípio de armazenamento.

Dentre as tecnologias encontradas para o armazenamento de energia, o destaque maior é para os sistemas que utilizam baterias, que recebem muitas pesquisas e investimentos em desenvolvimento. O maior investimento deve-se a capacidade de oferecer soluções de armazenamento confiáveis, seguras e operacionalmente simples (BUENO; BRANDÃO, 2016).



Tabela 1 – Tipos de tecnologia de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica

<b>Elétricos</b>	Supercapacitores Sistemas Magnéticos
<b>Mecânicos</b>	Bombeamento Reverso Sistema de ar comprimido Volante de Inércia (Flywheels)
<b>Químicos</b>	Baterias de Íons de Lítio Baterias Chumbo-Ácido Baterias de Alta Temperatura Baterias de Fluxo Armazenamento em Hidrogênio Sistemas de Gás Natural
<b>Térmicos</b>	Sistemas de Armazenamento Térmico

Fonte: Tabela adaptada de ISEA-RWTH Aachen University (FUCHS et al., 2012).

As baterias são dispositivos que funcionam com base em uma reação eletroquímica reversível, onde há a movimentação de cargas elétricas através de um eletrólito. A Tabela 2, adaptada de (FUCHS et al., 2012), apresenta a classificação dos sistemas químicos de armazenamento de energia Interno e Externo.

Tabela 2 – Sistemas Químicos de Armazenamento de Energia

<b>Armazenamento Externo</b>	Armazenamento em Gás	Hidrogênio Metano Vanádio Brometo de Zinco
	Bateria de Fluxo	
<b>Armazenamento Interno</b>	Baterias de Alta Temperatura	Níquel - Cloreto de Sódio Sódio-Enxofre
	Baterias de Baixa Temperatura	Íons de Lítio Chumbo-Ácido Níquel-Cádmio

Fonte: Tabela adaptada de ABAQUE (BUENO; BRANDÃO, 2016).

A seleção da tecnologia de bateria é influenciada por diversos fatores, como o tamanho do sistema de armazenamento, a aplicação específica, os custos associados e as condições ambientais. Adicionalmente, a pesquisa na área de armazenamento de energia está em constante evolução, resultando no desenvolvimento contínuo de novas tecnologias de bateria.

É fundamental compreender que a escolha das tecnologias de bateria mais promissoras pode evoluir ao longo do tempo à medida que surgem inovações. Portanto, a seguir é apresentada uma descrição adaptada das informações fornecidas por (BUENO; BRANDÃO, 2016), destacando os tipos de tecnologias atualmente disponíveis. Esta abordagem proporciona uma visão geral do contexto em constante mutação do armazenamento de energia e a importância de manter-se atualizado sobre as últimas tendências e descobertas na área.

- **Baterias de Íons de Lítio:** As baterias de íons de lítio são uma tecnologia relativamente recente que utiliza lítio, um metal alcalino com alto potencial eletroquímico, em sua fabricação. Essas baterias são amplamente adotadas devido à sua segurança, custo acessível, alta densidade de energia e capacidade de fornecer picos de potência elevados. Elas são comumente empregadas em dispositivos eletrônicos e são consideradas ideais para veículos elétricos devido à sua capacidade de armazenamento de energia, variando de 20 kWh a 50 kWh.

Comparadas a outros tipos de baterias recarregáveis, as baterias de íons de lítio oferecem o dobro da capacidade de armazenamento de uma bateria de níquel-hidreto metálico (NiMH) e três vezes mais que uma bateria de níquel-cádmio (NiCd), além de serem mais leves e não sofrerem com o "efeito memória". No entanto, elas são sensíveis a altas temperaturas e podem apresentar riscos de incêndio devido à natureza inflamável de seu eletrólito.

Além disso, é importante distinguir as baterias de íons de lítio, que são recarregáveis, das baterias de lítio, que são descartáveis e não recarregáveis, compostas por lítio ou seus compostos no ânodo. As baterias de íons de lítio têm uma vida útil de cerca de 400 a 500 ciclos de carga e descarga, mantendo uma taxa de auto-descarga baixa, perdendo apenas cerca de 5% de sua carga por mês.

- **Baterias de Chumbo-Ácido:** As baterias de Chumbo-Ácido são uma das tecnologias mais antigas e bem estabelecidas em acumuladores, amplamente utilizadas em aplicações com necessidade de armazenamento de energia em curtos ou médios períodos. Elas dominam os mercados automotivos e de sistemas de *backup* para telecomunicações, apesar de conterem materiais tóxicos como chumbo e ácido sulfúrico. Seu baixo custo de instalação e manutenção as torna competitivas em situações onde o peso e o volume não são críticos.

Novas tecnologias, como o Chumbo-Ácido-Carbono, permitem taxas de carga e descarga mais rápidas, possibilitando altas taxas de descarga e maior número de ciclos de descarga profunda, tornando-as comparáveis às tecnologias de Hidreto Metálico e íons de Lítio.

- **Baterias de Sódio(Sodium-nickel-chloride):** As baterias de Sódio (NaS ou Na-NiCl<sub>2</sub>) operam em altas temperaturas, onde uma reação entre o sal (NaCl) e o Níquel ocorre durante o ciclo de carga, gerando cloreto de níquel (NiCl<sub>2</sub>) e sódio fundido (Na). Isso permite a carga da bateria. No ciclo de descarga, essa reação é revertida, proporcionando energia. Essas baterias são hermeticamente seladas em módulos de 20kWh e funcionam em uma faixa de temperatura de 270°C a 350°C. No entanto, elas requerem manutenção da temperatura interna para operar corretamente, o que resulta em um consumo de energia adicional.

Essas baterias, também conhecidas como "Zebra", são comercialmente disponíveis, mas a aplicação é limitada devido à oferta restrita. Elas são adequadas para aplicações de ciclos diários, como veículos elétricos e gerenciamento de energia de pico, devido à necessidade de manter altas temperaturas. No entanto, não são ideais para longos períodos de *standby*, como sistemas de *no-breaks*, sendo mais apropriadas para armazenamento de médio prazo.

- **Baterias de Fluxo:** As baterias de fluxo são uma tecnologia de armazenamento de energia que utiliza um eletrólito líquido contendo um sal. Este eletrólito é armazenado em tanques e é bombeado através dos eletrodos durante o processo de carga e descarga, onde ocorre a reação química para absorver ou liberar energia elétrica. O tamanho dos tanques determina a capacidade de armazenamento de energia, enquanto a potência é determinada pela unidade de reação onde estão localizados os eletrodos.

Essas baterias são ideais para armazenar quantidades médias e grandes de energia, preenchendo a lacuna entre o armazenamento de energia de curto prazo e longo prazo. No entanto, elas enfrentam desafios, como custos de manutenção elevados e perdas de energia devido à autodescarga dos reagentes líquidos.

- **Vanadium Redox Batteries:** Baterias de redução e oxidação de Vanádio (Vanadium Redox, em inglês) são derivadas de uma tecnologia onde o elemento ativo é dissolvido no eletrólito. Neste caso, os íons de vanádio permanecem na solução ácida aquosa durante todo o processo. Seu funcionamento é baseado na reação de oxi-redução de diferentes formas do vanádio. Durante o processo de carga, os íons V<sup>3+</sup> são convertidos em íons V<sup>2+</sup> no eletrodo negativo, recebendo elétrons. No eletrodo positivo, íons V<sup>4+</sup> são convertidos em íons V<sup>5+</sup>, liberando elétrons. Ambas as reações absorvem a energia elétrica fornecida e a armazenam na forma química. No processo de descarga, a reação ocorre na direção inversa.

A tecnologia mais comercialmente disponível é a de Vanádio Redox-Flow, com instalações de demonstração no Japão, utilizadas principalmente para supressão de picos de carga. Além disso, outras tecnologias de baterias de fluxo estão em desenvolvimento para oferecer avanços nessa área.

- **Armazenamento em Hidrogênio:** Nos sistemas de armazenamento de hidrogênio, o gás é produzido durante a carga através de um eletrolizador, comprimido e armazenado. Na descarga, o hidrogênio pode ser usado para acionar turbinas de combustão ou células de combustível. No entanto, esse processo enfrenta desafios, como a baixa viscosidade do hidrogênio, que pode escapar facilmente, e os riscos de explosão em certas concentrações.

A eficiência do armazenamento de hidrogênio é limitada devido a perdas durante a eletrólise e à eficiência das células de combustível, que atingem no máximo cerca de 60%. A infraestrutura complexa e o consumo adicional de energia na produção, armazenamento e distribuição do hidrogênio também contribuem para a ineficiência, geralmente resultando em uma eficiência global inferior a 40% em um ciclo completo de carga e descarga. Apesar disso, o armazenamento de hidrogênio é valioso para a integração de energia renovável em longo prazo. No entanto, sua aplicação em grande escala ainda enfrenta desafios de custo em comparação com alternativas mais econômicas, como reduzir a geração hidroelétrica durante períodos de alta produção de outras fontes renováveis.

A Tabela 3, adaptada de (FUCHS et al., 2012), classifica as aplicações de cada tecnologia com base no tempo necessário para carga/descarga em relação à relação energia/potência, particularmente no contexto da rede elétrica com potência de 1kW a 100MW.

Tabela 3 – Aplicação dos Sistemas de Armazenamento de Energia

<b>&lt;15minutos</b>	Flywheels Baterias íons de Lítio Supercapacitores Sistemas Magnéticos
<b>1 a 10 horas</b>	Baterias de Chumbo-Ácido Baterias íons de Lítio Bateria de Sódio Baterias de Fluxo Outros sistemas químicos
<b>50 a 500 hora</b>	Baterias de Fluxo

Fonte: Tabela adaptada de ISEA-RWTH Aachen University (FUCHS et al., 2012).

O gerenciamento da energia elétrica utilizando sistema de armazenamento possui fatores positivos e negativos (MANITO et al., 2018). Pode-se destacar, fatores negativos na utilização da GD com armazenamento de energia, como:

- **Custo do sistema:** o custo das baterias é significativo quando consideradas a vida útil e a necessidade de realizar a substituição de componentes do sistema de geração e armazenamento;
- **Limitações tecnológicas:** as baterias estão no mercado há um tempo considerável, contudo ainda necessitam de evolução tecnológica para utilização em maior escala e maior vida útil em relação a ciclos de carga e descarga;
- **Fatores técnicos e ambientais:** relacionados à logística, manuseio e descarte dos elementos. Baterias possuem componentes químicos e substâncias tóxicas, sendo assim, o transporte é complexo e necessita de procedimento específicos;
- **Mão de obra:** a necessidade de profissionais qualificados para atuar na manutenção do sistemas da GD e SAE.

Podem ser destacados fatores positivos que estimulam a geração distribuída com armazenamento, como:

- **Fornecimento de energia durante falta na rede elétrica:** em casos de interrupção no fornecimento de energia, o sistema de Geração Distribuída (GD) com armazenamento entra em ação para atender às demandas de energia da unidade consumidora. Isso implica na capacidade do sistema de operar de forma isolada, fornecendo energia mesmo quando desconectado da rede principal. No entanto, é relevante salientar que essa possibilidade de operação isolada com armazenamento, embora seja uma perspectiva futura desejável, atualmente não é viável devido às normativas em vigor.
- **Gerenciamento do consumo de energia:** o consumidor pode obter uma autonomia havendo a possibilidade de buscar novos cenários tarifários, gerar um alívio para o sistema de armazenamento e ter o controle sobre o consumo;
- **Atenuação da rampa de demanda:** O sistema elétrico regula a frequência com base na relação entre necessidade e geração. Isso é feito através da aplicação de tarifas diferenciadas para os horários de ponta e fora de ponta;

- **Serviços ancilares prestados à rede:** O sistema possibilita uma elevação da injeção de potência, apoio na estabilização da frequência da rede, correção de fator de potência e estabilização da tensão elevando e estabilizando a tensão no ponto de conexão.

### 3 METODOLOGIA E ETAPAS DE DESENVOLVIMENTO

Este trabalho tem por objetivo analisar a viabilidade técnica e econômica do armazenamento de energia elétrica no *campus* Goiabeiras da UFES. Configura-se como um estudo de caso, buscando examinar um fenômeno contemporâneo em seu contexto real e as variáveis que o impactam.

Iniciou-se o processo reunindo e processando dados de memória de massa fornecidos pela Ufes, juntamente com informações meteorológicas referentes ao *campus* Goiabeiras. Posteriormente, foram analisados os diversos tipos de armazenamento de energia elétrica disponíveis no mercado. Um desses tipos foi selecionado e aplicado em conjunto com as cargas e a geração distribuída, por meio de um cálculo de despacho econômico simplificado em planilhas.

Escolhido o tipo de armazenamento a ser estudado, foram identificadas as variáveis que exercem influência sobre a viabilidade técnica e econômica de empregar-se o sistema. Posteriormente, foi modelado e resolvido um problema de otimização a fim de determinar a capacidade de armazenamento ótima para reduzir os gastos com a energia elétrica do *campus*. Por fim, foi apresentada uma discussão acerca dos resultados e um veredito sobre as hipóteses levantadas.

#### 3.1 Concepção e Planejamento Inicial

O projeto teve início com o estudo dos temas: geração distribuída, tarifação e armazenamento de energia. Essa etapa foi essencial para formar um entendimento dos conceitos envolvidos e garantir uma base sólida para o trabalho a ser realizado.

Para o processamento dos dados empregados neste trabalho, optou-se pelo Microsoft Office Excel devido à sua simplicidade de uso, eficácia na organização de dados em colunas e linhas, bem como à facilidade na criação de gráficos dinâmicos a partir dos dados. Essas características proporcionam facilidade na visualização e apresentação dos resultados.

### 3.2 Processamento de Dados

Para avaliar a viabilidade técnica e econômica do armazenamento de energia elétrica no *campus* de Goiabeiras, foi empregado um conjunto de dados que engloba o consumo de energia elétrica, a radiação solar e a temperatura do ar. A análise fundamenta-se na premissa de examinar a implementação do sistema dentro do contexto delineado pelos dados utilizados.

A Superintendência de Infraestrutura (SI) da Ufes disponibilizou a memória de massa dos dados de consumo de energia elétrica do *campus* de Goiabeiras, previamente aferida pela distribuidora de energia elétrica local. É importante ressaltar que tais dados já estavam disponíveis para uso, eliminando a necessidade de realizar uma nova solicitação à EDP. O arquivo em questão contém quatro registros por hora e abrange o período entre 22 de Fevereiro de 2015 a 24 de Março de 2017. Os dados estão disponíveis na peça de número sequencial 3 do Processo Digital nº 23068.033109/2020-04 <sup>1</sup> (UFES, 2020b).

A Figura 1 apresenta uma parcela dos dados de consumo de energia no *campus* de Goiabeiras. Ela inclui informações sobre a data, o dia, o posto horário, a quantidade de kWh fornecida(consumida) e as medições de kvarh indutivo e kvarh capacitivo.

Figura 1 – Planilha de Energia Consumida

	A	B	C	D	E	F
1	Data	Dia	Postos horarios	kWh fornecido	kvarh indutivo	kvarh capacitivo
2	22/02/2015 00:15	'Domingo'	'Fora Ponta'	422,1	288,4	0
3	22/02/2015 00:30	'Domingo'	'Fora Ponta'	421,4	287,7	0
4	22/02/2015 00:45	'Domingo'	'Fora Ponta'	208,6	140,7	0
5	22/02/2015 01:00	'Domingo'	'Fora Ponta'	209,3	138,6	0
6	22/02/2015 01:15	'Domingo'	'Fora Ponta'	207,9	140,7	0
7	22/02/2015 01:30	'Domingo'	'Fora Ponta'	207,2	136,5	0
8	22/02/2015 01:45	'Domingo'	'Fora Ponta'	205,1	142,1	0
9	22/02/2015 02:00	'Domingo'	'Fora Ponta'	205,1	138,6	0
10	22/02/2015 02:15	'Domingo'	'Fora Ponta'	205,1	136,5	0

Fonte: Dados fornecidos pela Superintendência de Infraestrutura da Ufes.

Dado que os dados de consumo correspondem a um período anterior à instalação da GDFV no *campus* de Goiabeiras, a quantidade de energia elétrica gerada no *campus* precisou ser estimada com base em dados meteorológicos. Informações mais recentes não estavam disponíveis durante a definição da metodologia deste estudo. Na Figura 2, é exibida uma porção dos dados meteorológicos fornecidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET, 2023), referentes à região do *campus* Goiabeiras. Importante ressaltar que essas

<sup>1</sup> <<https://protocolo.ufes.br/#!/documentos/4466385/pecas/>>



informações correspondem ao mesmo período destacado na Figura 1, apresentando detalhes como Ano, Mês, Dia, Hora, Temperatura instantânea e Radiação solar.

Figura 2 – Planilha de dados meteorológicos

	A	B	C	D	E	F
1	Ano	Mês	Dia	Hora (UTC)	Temperatura Instantânea	Radiação Solar
72550	2015	2	22	0	25,1	-3,54
72551	2015	2	22	1	25,7	-3,433
72552	2015	2	22	2	26,3	-3,134
72553	2015	2	22	3	24,8	-3,504
72554	2015	2	22	4	24,4	-3,481
72555	2015	2	22	5	24	-3,511
72556	2015	2	22	6	23,5	-3,499
72557	2015	2	22	7	23,3	-3,318
72558	2015	2	22	8	23,5	-3,057
72559	2015	2	22	9	24	19,817

Fonte: Dados fornecidos pelo INMET (INMET, 2023)

Para a condução das análises, conforme a metodologia proposta neste trabalho, é fundamental que haja coincidência nos registros dos dados de consumo e de geração. Por isso foram empregados dados meteorológicos registrados nos mesmos intervalos de tempo dos dados da Tabela 1.

### 3.3 Estimativa da Geração Distribuída

Para estimar a energia gerada a cada hora, foram utilizados os registros de radiação solar incidente em cada um dos 15.977 módulos fotovoltaicos presentes no campus. Esses módulos pertencem aos modelos JAM60S01-310/PR e JAM60S01-315/PR, fabricados pela JASolar (JASOLAR, 2021), e os dados estão apresentados na tabela 4. Esses módulos são interconectados aos inversores GW30KLV-MT e GW35KLV-MT, fabricados pela GoodWe (GOODWE, 2021), que apresentam respectivamente eficiências de 98,7% e 98,8%.

Tabela 4 – Dados do módulos solares

Modelo do módulo	JAM60S01-310/PR	JAM60S01-315/PR
Potência máxima nominal	310W	315W
Área do Módulo	1,513m <sup>2</sup>	
Temperatura padrão de teste do módulo	20°C	
Eficiência do módulo fotovoltaico	18,6%	18,9%
Temperatura nominal de operação das células solares	45°C	

Fonte: Elaborada pelo autor com dados da JASolar (JASOLAR, 2021).

A energia gerada por cada conjunto em cada hora do dia pode ser determinada pela eq. 3.1. A equação foi adaptada do trabalho do Singh e Banerjee (2015) para empregar o valor de radiação solar incidente em kJ/m<sup>2</sup> em vez de kWh/m<sup>2</sup>.

$$E_{PV} = \frac{E_{sol}}{3600} [\text{kJ/m}^2] \times A [\text{m}^2] \times \eta_{PV} \times \left( 1 + \frac{PTC \times (T_{\text{módulo};h} [\text{°C}] - T_{\text{std}} [\text{°C}])}{100} \right) \times \eta_{PCU} \quad (3.1)$$

Onde:

$E_{PV}$  : Energia elétrica gerada no intervalo de 1 hora

$E_{sol}$  : radiação solar incidente, em  $\text{kJ/m}^2$  no intervalo de 1 hora

$A$  : Área do módulo

$PTC$  : Coeficiente de potência referente à temperatura

$T_{\text{módulo};h}$  : Temperatura da superfície do módulo

$T_{\text{std}}$  : Temperatura padrão de teste do módulo

$\eta_{PV}$  : Eficiência do módulo fotovoltaico

$\eta_{PCU}$  : Eficiência do inversor

A temperatura de superfície do módulo ( $T_{\text{módulo};h}$ ) pode ser obtida a partir da eq. 3.2.

$$T_{\text{módulo};h} [\text{°C}] = T_{\text{Ar}} [\text{°C}] + \frac{\text{NOCT} - 20\text{°C}}{800 [\text{W/m}^2]} \cdot \frac{P_{\text{sol}}}{3,6} [\text{kJ/m}^2] \quad (3.2)$$

Onde:

$T_{\text{Ar}}$  : Temperatura do ar

NOCT : Temperatura nominal de operação das células solares

$P_{\text{sol}}$  : Fluxo de radiação solar incidente em uma área de  $1\text{m}^2$

(3.3)

Aplicando as equações anteriores para estimar a energia gerada por cada módulo e inversor de frequência, o cálculo da energia gerada por todos os módulos pode ser realizado conforme a eq. 3.4.

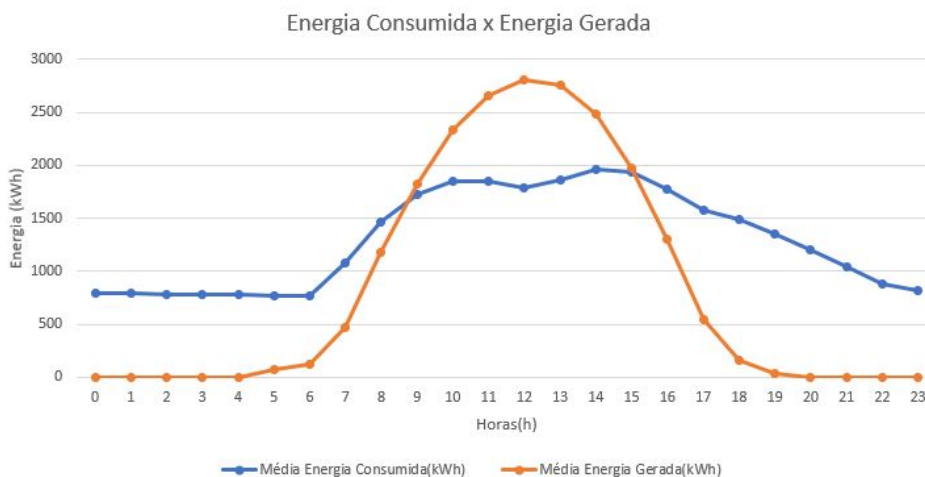
$$E_{\text{total}} = \sum_{i=1}^n (E_{\text{pv-Modulo-310}}) + \sum_{i=1}^n (E_{\text{pv-Modulo-315}}) \quad (3.4)$$

É imprescindível consolidar os dados de consumo, representados na Figura 1, para fazê-los coincidir com os registros da energia gerada estimada. Nesse sentido, os dados fracionados em intervalos de 15 minutos foram agregados e representados por hora, garantindo a uniformidade desejada.

### 3.4 Definição da Estratégia de Armazenamento de Energia Elétrica

Para o tratamento dos dados, é essencial considerar o padrão de geração e consumo no *campus* Goiabeiras. O Gráfico 3 exibe as médias de consumo e geração de energia ao longo das 24 horas do dia.

Figura 3 – Comparação entre Energia Gerada e Energia Consumida



Fonte: Elaborado pelo autor(2023)

A análise do gráfico comparativo representado na Figura 3 é crucial para o desenvolvimento do modelo. Observa-se que a geração de energia supera o consumo de energia entre 9h e 15h, enquanto nas demais horas o consumo de energia é predominante. É relevante notar que durante os horários ponta (19h às 22h) da Ufes, a geração de energia é praticamente inexpressiva, resultando no pagamento total da tarifa.

Visando a um melhor gerenciamento de consumo e geração segundo os postos tarifários, a implementação do sistema de armazenamento tem como objetivo captar a energia durante os horários fora ponta e, posteriormente, injetá-la de volta na rede elétrica do *campus* Goiabeiras durante os horários ponta.

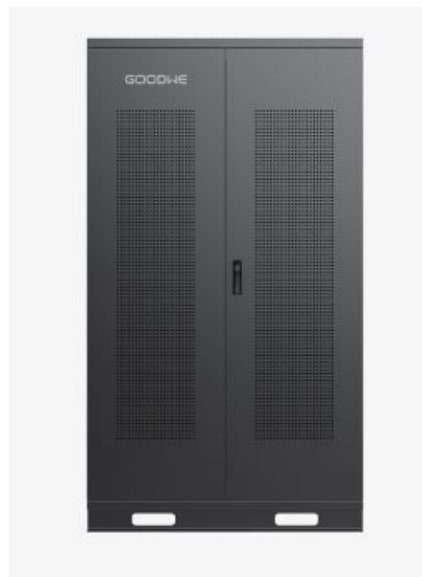
### 3.5 Escolha do Sistema de Armazenamento

Optou-se por adotar um sistema baseado nos módulos de baterias da fabricante GoodWe, da linha Lynx C-LX C120-11, que oferece uma capacidade de armazenamento de aproximadamente 120 kWh de energia utilizável. Essas baterias são compostas de fosfato de ferro-lítio (LiFePO<sub>4</sub>), apresentando uma potência nominal de cerca de 50 kW, corrente nominal de carga/descarga de 100 A, tensão nominal de 500 V, além de características de

controle inteligente e versatilidade em suas aplicações, tornando-as adaptáveis a diversas necessidades conforme descrito em GoodWe(2023a).

Através da consulta direta com um representante comercial da fabricante, constatou-se que o custo de aquisição de cada módulo de baterias é de R\$42.000,00. Adicionalmente, foi observado que os módulos possuem uma vida útil de 4000 ciclos, correspondente a aproximadamente 12 anos de utilização. A Figura 4 apresenta uma vista frontal do equipamento.

Figura 4 – Imagem ilustrativa da bateria GOODWE Lynx C-LX C120-11



Fonte: fabricante Goodwe(2023a).

Cada módulo de baterias requer um inversor complementar. Para assegurar a integração perfeita com as baterias, optou-se pelo inversor híbrido modelo GW50K, pertencente à linha ETC e fabricado pela GOODWE, garantindo total compatibilidade, conforme detalhado em (GOODWE, 2023b). Com base nas informações fornecidas pelo representante, verificou-se que o custo de aquisição de cada inversor é de R\$56.000,00 e que eles apresentam vida útil esperada de 15 anos. A Figura 5 apresenta uma vista frontal do equipamento.

A Tabela 5 apresenta informações essenciais necessárias para a implementação do sistema de armazenamento estudado neste projeto. O custo depreciado dos equipamentos para o projeto, considerando o número de módulos, pode ser calculado pela eq. 3.5. Nesta equação, o custo é determinado como a soma dos valores depreciados para os módulos de baterias e inversores. Cada valor é dividido pela vida útil do equipamento, proporcionando assim uma estimativa do custo anual.

$$\text{Custo equipamentos} = N^{\circ} \text{ de módulos} \times \left( \frac{\text{Valor}_{\text{bateria}}}{\text{Vida útil}_{\text{bateria}}} + \frac{\text{Valor}_{\text{inversor}}}{\text{Vida útil}_{\text{inversor}}} \right) \quad (3.5)$$

Figura 5 – Imagem ilustrativa do inversor GOODWE Modelo GW50K-ETC



Fonte: Fonte: fabricante Goodwe(2023b).

Tabela 5 – Dados do sistema de armazenamento

<b>Equipamento</b>	Linha Lynx C - LX C120-11	Modelo GW50K-ETC
<b>Potência</b>	50kW	
<b>Energia utilizavel</b>	120,00kWh	
<b>Valor</b>	R\$ 42.000,00	R\$ 56.000,00
<b>Manutenção</b>	R\$ 145.278,65	
<b>Vida útil</b>	12 anos	15 anos
<b>Área da base</b>	0,84m <sup>2</sup>	0,44m <sup>2</sup>

Fonte: Elaborada pelo autor com dados de GoodWe (2021).

### 3.6 Estimativa dos custos de manutenção

Para garantir a eficiência do sistema, é essencial realizar manutenções periódicas preventivas e corretivas. A avaliação dos custos de manutenção foi conduzida com base na planilha orçamentária que serviu como fundamento para o Pregão Eletrônico 64/2021, por meio do qual a Ufes contratou serviços continuados de manutenção preventiva e corretiva das usinas solares fotovoltaicas instaladas em seus *campi*. O referido documento pode ser consultado na peça de número sequencial 80 do Processo Digital nº 23068.018097/2020-80<sup>2</sup> (UFES, 2023b). A planilha orçamentária utilizada inclui descrições, unidades de medida, custos unitários, expectativa anual e custos anuais para a contratação de serviços necessários para atender a usina fotovoltaica, contemplando todas as manutenções necessárias.

O item 00 da planilha orçamentária empregada diz respeito aos serviços de manutenção preventiva das usinas solares fotovoltaicas. Para a estimativa dos custos de manutenção preventiva com o sistema de armazenamento, a composição do item 00 foi empregada conforme consta do Relatório de Composição de Preços Unitários do Orçamento do Pregão

<sup>2</sup> <<https://protocolo.ufes.br/#!/documentos/3181695/pecas/>>

64/2021. Este documento está disponível na peça de número sequencial 109 do Processo Digital nº 23068.018097/2020-80 <sup>3</sup> (UFES, 2023b) e na Tabela 6.

Tabela 6 – Manutenção item 00

<b>Descrição</b>	<b>Valor</b>
<b>Mão de obra</b>	
Ajudante de Eletricista(SINAPI)	R\$ 2.472,95
Eletricista (SINAPI)	R\$ 3.516,52
Eletricista (SINAPI)	R\$ 2.178,36
<b>Material</b>	
Alimentação - Horista	R\$ 1.381,46
Transporte - Horista	R\$ 320,79
Exames - Horista	R\$ 284,57
Seguro - Horista	R\$ 31,04
Ferramentas - Família Eletricista - Horista	R\$ 320,79
EPI - Família Eletricista - Horista	R\$ 470,83
<b>Equipamento</b>	
Câmera Termográfica	R\$ 190,62

Fonte: Tabela adaptada da (UFES, 2023a).

Para determinar o custo da manutenção do sistemas de armazenamento foram considerados apenas os itens e subitens que se aplicariam diretamente às baterias e aos inversores utilizados. O conjunto dos serviços previstos é apresentado na Tabela 7. O valor anual estimado para a manutenção do sistema é de R\$ 145.350,53.

<sup>3</sup> <<https://protocolo.ufes.br/#/documentos/3181695/pecas/>>

Tabela 7 – Manutenção Anual Prevista

Descrição	Unidade	Expectância Anual	Valor Unitário (R\$)	Previsão Anual (R\$)
Manutenção preventiva (Tabela 6)	mês	12	11.167,93	134.015,16
<b>Substituição de dispositivos de proteção</b>				
Disjuntor caixa moldada 200 A	und	0,8	662,03	529,62
Substituição de porta documentos para quadros elétricos	und	6	18,56	111,36
<b>Substituição de cabo CA para alimentação dos inversores</b>				
Condutor isolamento EPR 25 mm <sup>2</sup> isolação 1000/650 V	m	41	32,49	1.332,09
Condutor isolamento EPR 35 mm <sup>2</sup> isolação 1000/650 V	m	62	49,74	3.083,88
<b>Substituição de caixas de passagem de concreto</b>				
Dimensão nominal (diâmetro x profundidade): 600x800	und	2	197,5	395,00
<b>Substituição de tampas de caixas de passagem de concreto</b>				
Dimensão nominal (diâmetro x profundidade): 600x50	und	5	66,68	333,40
Dimensão nominal (diâmetro x profundidade): 1000x50.	und	2	116,67	233,34
Reparo e pintura de muretas	m <sup>2</sup>	75	38,6	2.895,00
<b>Serviços Eventuais</b>				
Desmontagem e montagem de inversores	und	7	125,74	880,18
Desmontagem e montagem de quadro de distribuição	und	1	110,03	110,03
Mobilização e desmobilização de container para guarda de equipamentos	und	1	959,93	959,93
<b>Serviços Emergenciais</b>				
Atendimento a alarme do sistema de telemetria do armazenamento	und	6	78,59	471,54

Fonte: Tabela adaptada da (UFES, 2023a).

### 3.7 Estimativa dos custos de alocação

O sistema de armazenamento requer uma edificação que o abrigue. Para estimar os custos da construção dessa edificação, foi utilizado o Indicador de Custos da Construção Civil do estado do Espírito Santo, disponível no *site* da Câmara Brasileira da Indústria da Construção (CBIC), com a participação ativa dos Sinduscons de todo o país (CBIC, 2023). Os valores apresentados estão vinculados aos Custos Unitários Básicos de Construção (CUB/m<sup>2</sup>) e foram calculados em conformidade com a Lei Federal n.º. 4.591, de 16/12/64, e a Norma Técnica NBR 12.721:2006 da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). Tais valores refletem o mês de outubro de 2023. No contexto do estudo de caso, observa-se que o CUB/m<sup>2</sup> desonerado utilizado foi de R\$ 2.345,94.

O custo da construção varia conforme a quantidade de conjuntos de armazenamento adquiridos. A área considerada foi de duas vezes o tamanho da base dos equipamentos,

conforme indicado na Tabela 5 e expresso na eq. 3.6. O montante total investido é amortizado ao longo de 30 anos, alinhando-se ao ciclo de vida do projeto construtivo. A depreciação linear, conforme estabelecido pela eq. 3.7, é empregada para esse propósito.

$$\text{Custo total Construção} = N^{\circ} \text{ de módulos} \times 2 \times (\text{Área}_{\text{bateria}} + \text{Área}_{\text{inversor}}) \times \text{Custo CUB [R\$/m}^2] \quad (3.6)$$

$$\text{Depreciação Construção} = \frac{\text{Custo total Construção (Eq.3.6)}}{30} \quad (3.7)$$

### 3.8 Estimativa dos custos de energia elétrica

A unidade consumidora está enquadrada na modalidade tarifária verde. Para o estudo, foi utilizado o custo da energia vigente no ano de 2023, conforme descrito na Resolução Homologatória N° 3.241 de 1 de agosto 2023 (ANEEL, 2023a). Os valores correspondentes estão detalhados na Tabela 8.

Tabela 8 – Tarifa de energia modalidade Verde vigente

<b>A3a (30 a 44kV)</b>	<b>TUSDg</b>	<b>TUSD</b>		<b>TE</b>
	<b>R\$/kW</b>	<b>R\$/kW</b>	<b>R\$/MWh</b>	<b>R\$/MWh</b>
<b>Convencional</b>	R\$ 13,08	R\$ 31,53	-	R\$ -
<b>P</b>	-		R\$ 1,26789	R\$ 0,45803
<b>FP</b>	-		R\$ 0,12117	R\$ 0,29041

Fonte: Tabela adaptada da EDP (ANEEL, 2023a).

### 3.9 Modelo matemático

A formulação matemática para simular a viabilidade da instalação do sistema de armazenamento foi utilizando uma planilha do *software* Microsoft Excel. A planilha na Figura 6, começa com as colunas A e B, que representam os dados de data/hora e consumo de energia (em kWh) pelo *campus* Goiabeiras.

Nas colunas C e D foram alocados os dados de data/hora e estimativas de geração de energia (em kWh). Esses dados apresentam descontinuidades nos horários quando comparadas aos dados de consumo devido a descontinuidades nos dados meteorológicos empregados para a estimativa da energia gerada. Para superar essa descontinuidade, as lacunas foram preenchidas com valores médios correspondentes ao horário em questão, resultando nas colunas E e F, conforme Figura 7.



Figura 6 – Colunas A e B do modelo matemático

	A	B
1	Energia consumida	
2	Data	Energia
3	22/02/2015 00:00	1052,10
4	22/02/2015 01:00	829,50
5	22/02/2015 02:00	821,80
6	22/02/2015 03:00	823,20
7	22/02/2015 04:00	799,40
8	22/02/2015 05:00	632,80
9	22/02/2015 06:00	616,70
10	22/02/2015 07:00	651,70
11	22/02/2015 08:00	688,10
12	22/02/2015 09:00	714,70
13	22/02/2015 10:00	730,10
14	22/02/2015 11:00	732,90
15	22/02/2015 12:00	741,30
16	22/02/2015 13:00	735,70

Fonte: Dados adaptados pelo Autor(2023)

Figura 7 – Colunas C a F do modelo matemático

C	D	E	F
Energia Gerada		Energia Gerada-ErrosTratados	
Data	Energia	Data	Energia
22/2/15 0:00	0,00	22/02/2015 00:00	0,00
22/2/15 1:00	0,00	22/02/2015 01:00	0,00
22/2/15 2:00	0,00	22/02/2015 02:00	0,00
22/2/15 3:00	0,00	22/02/2015 03:00	0,00
22/2/15 4:00	0,00	22/02/2015 04:00	0,00
22/2/15 5:00	0,00	22/02/2015 05:00	0,00
22/2/15 6:00	24,73	22/02/2015 06:00	24,73
22/2/15 7:00	657,17	22/02/2015 07:00	657,17
22/2/15 8:00	1332,81	22/02/2015 08:00	1332,81
22/2/15 9:00	2776,98	22/02/2015 09:00	2776,98
22/2/15 10:00	3384,74	22/02/2015 10:00	3384,74
22/2/15 11:00	3581,46	22/02/2015 11:00	3581,46
22/2/15 12:00	4119,59	22/02/2015 12:00	4119,59
22/2/15 13:00	3905,83	22/02/2015 13:00	3905,83

Fonte: Dados adaptados pelo Autor(2023)

Na coluna G foi alocado o posto horário: ponta ou fora ponta, de acordo com o fornecido pelo dados de energia consumida.

As colunas H (Nível de carga), I (Consumo de carga) e J (Descarga) têm como finalidade controlar o carregamento, o consumo por hora com o carregamento e a injeção de energia por hora devido ao descarregamento das baterias, respectivamente. A eq. 3.8 apresenta o cálculo do nível de carga e a Figura 8 mostra a disposição no modelo matemático.

$$\text{Nível de carga} = \text{Nível de carga (anterior)} + \text{Consumo de carga} - \text{Descarga} \quad (3.8)$$

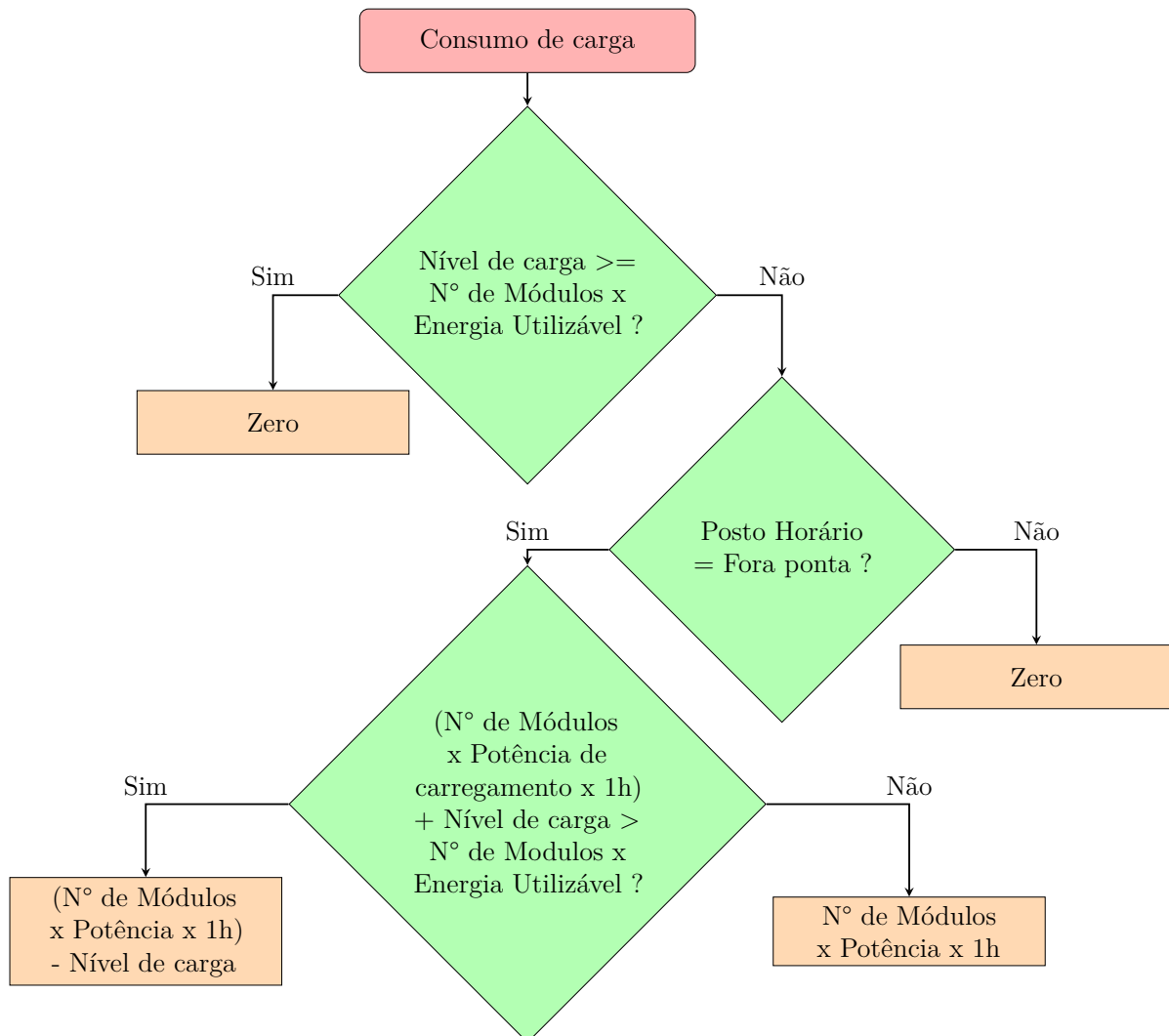
Figura 8 – Colunas G a J do modelo matemático

G	H	I	J
Posto Horário	Nível de carga	Consumo de carga	Descarga
FP	0	1700	0
FP	1700	1700	0
FP	3400	680	0
FP	4080	0	0
FP	4080	0	0
FP	4080	0	0
FP	4080	0	0
FP	4080	0	0
FP	4080	0	0
FP	4080	0	0
FP	4080	0	0
FP	4080	0	0
FP	4080	0	0
FP	4080	0	0
FP	4080	0	0
FP	4080	0	0
FP	4080	0	0
FP	4080	0	0
FP	4080	0	0
FP	4080	0	0

Fonte: Dados adaptados pelo Autor(2023)

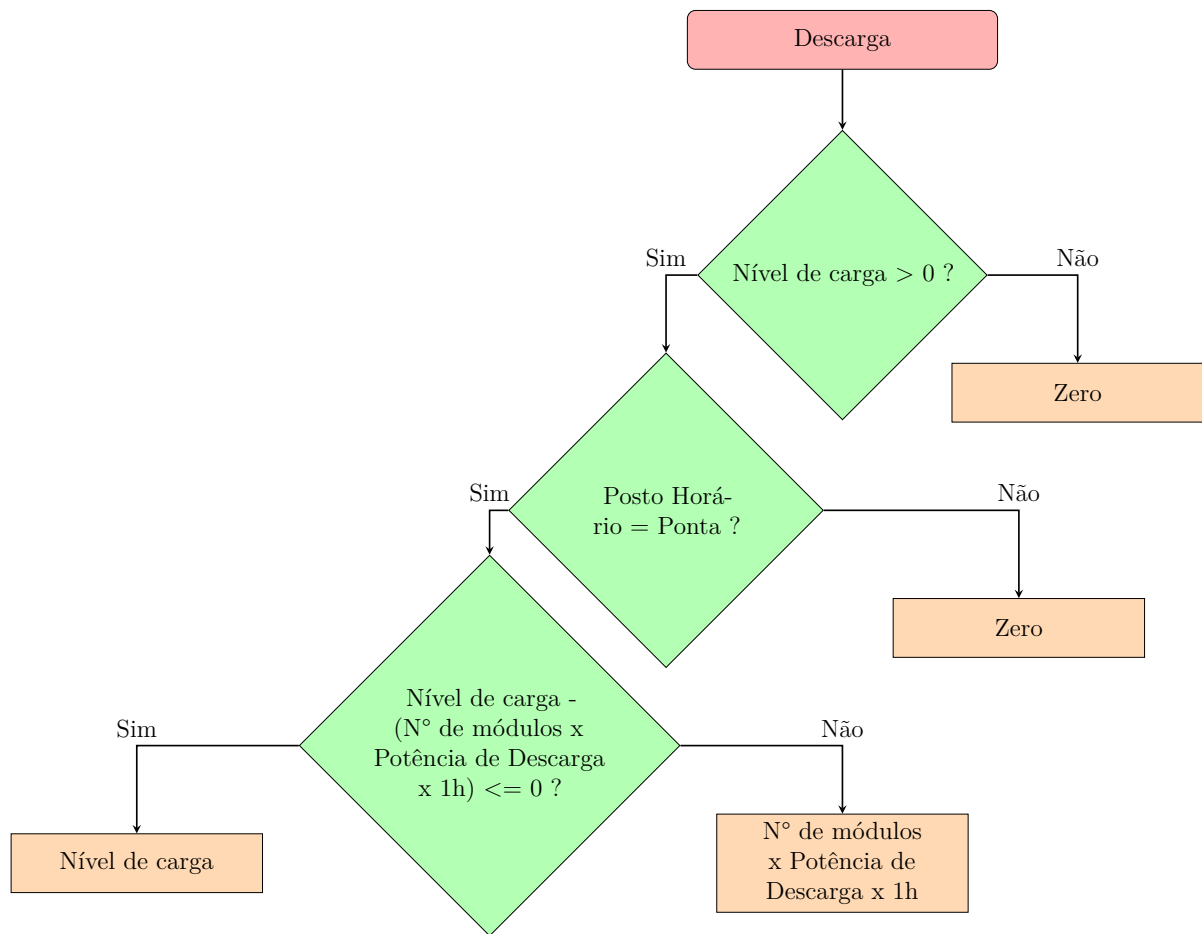
Os fluxogramas apresentados nas Figuras 9 e 10 descrevem o processo de cálculo do consumo de carga e descarga das baterias, respectivamente.

Figura 9 – Fluxograma do Cálculo de Consumo de carga das Baterias



Fonte: Elaborado pelo autor(2023).

Figura 10 – Fluxograma da Fórmula de Descarga das Baterias



Fonte: Elaborado pelo autor(2023).

Os cálculos referentes ao carregamento e descarregamento das baterias, conforme ilustrados nos fluxogramas das Figuras 9 e 10, juntamente com os dados de geração e consumo de energia no *campus*, são elementos cruciais para a condução de análises relacionadas à quantidade de energia excedente gerada por hora e à quantificação do excedente acumulado. Essas análises determinam a disponibilidade de crédito energético para o sistema.

Para simplificar o cálculo da energia excedente e da energia a pagar, foi calculado o balanço energético no ponto de entrega. O balanço é expresso pela Eq. 3.9 e é empregado no fluxograma ds Figura 11. É útil observar que um balanço positivo significa que a energia está sendo consumida pela instalação enquanto um balanço negativo implica em energia sendo injetada na rede externa.

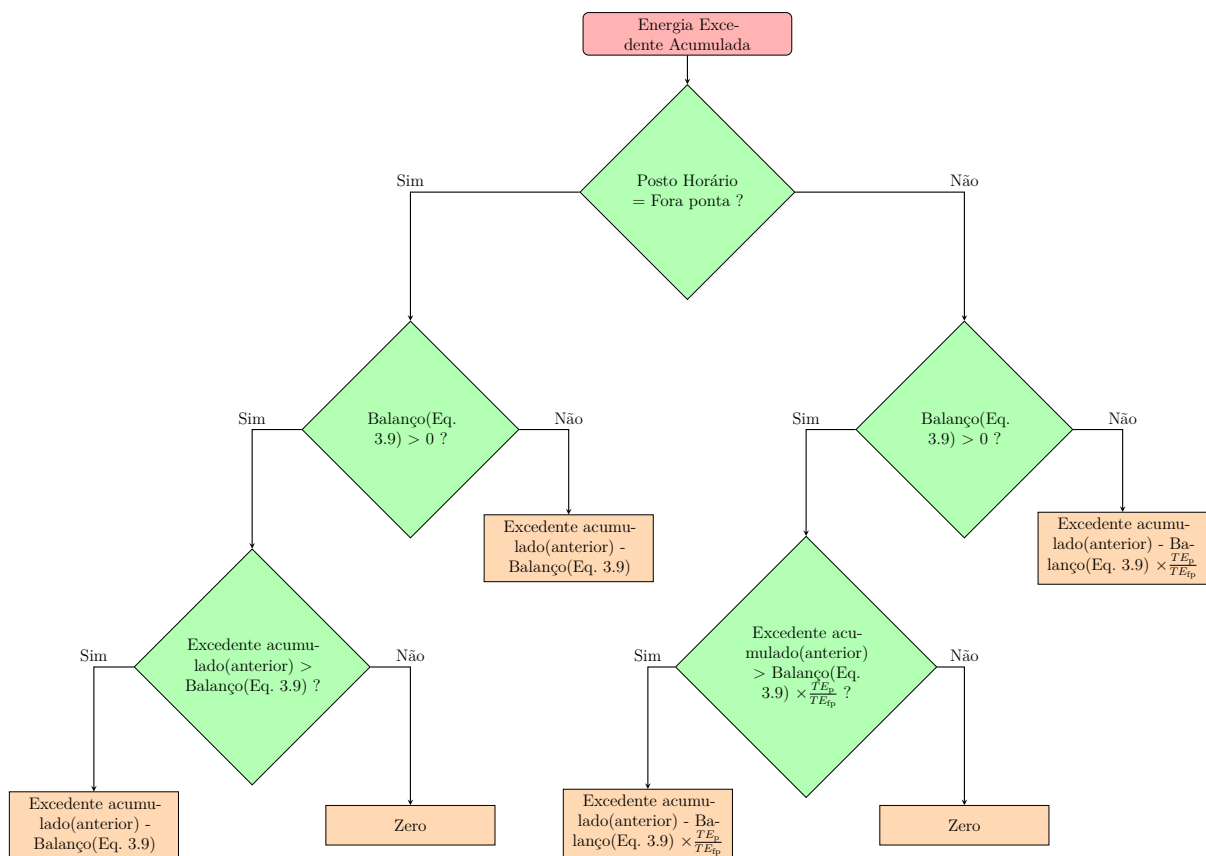
$$\text{Balanço} = \text{Energia Consumida} - \text{Energia Gerada} + \text{Consumo de Carga(Fig.9)} - \text{Descarga(Fig.10)} \quad (3.9)$$

A Figura 11 apresenta o cálculo do valor acumulado do excedente disponível. Esse excedente acumulado corresponde ao montante de energia elétrica emprestada à distribuidora de energia elétrica por meio do SCEE e é empregado para compensar valores positivos de

balanço energético. O excedente de energia acumulado constitui a coluna L da planilha de cálculo.

Os termos  $TE_p$  e  $TE_{fp}$  dizem respeito ao consumo de energia, mais precisamente à energia utilizada nos períodos de ponta e fora de ponta, respectivamente. Esses termos são empregados nas equações para regular a proporção de energia excedente nos horários fora de ponta e ponta, conforme indicado na Tabela 8.

Figura 11 – Fluxograma da Fórmula do Excedente Acumulado



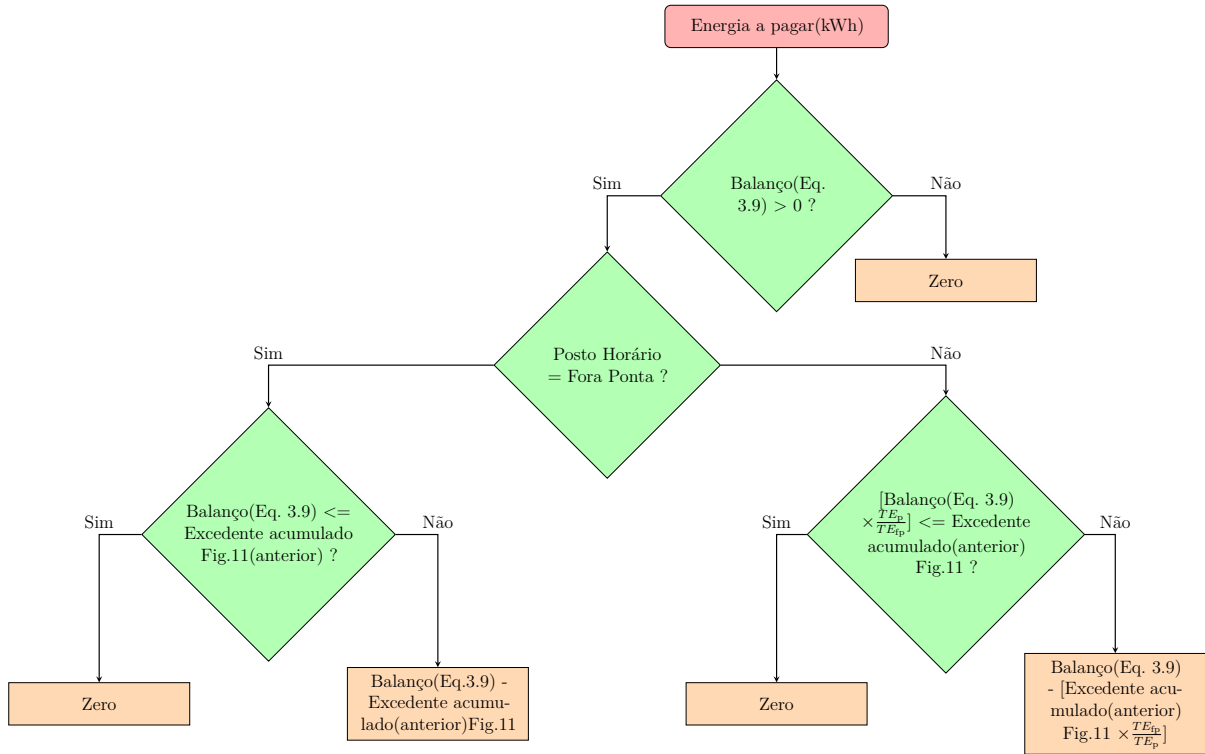
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Conforme estabelecido na Resolução Normativa 1000/2021 (ANEEL, 2021), o crédito acumulado na ponta é sujeito a um escalonamento baseado nas tarifas de energia durante os horários de ponta e fora de ponta. Os critérios específicos para a aplicação dessas tarifas são definidos pela normativa, detalhando como o cálculo do crédito é influenciado pelos diferentes períodos do dia. Dessa forma,  $TE_p$  e  $TE_{fp}$  desempenham um papel crucial na determinação do valor acumulado de créditos, proporcionando uma abordagem equitativa alinhada com as diretrizes normativas estabelecidas.

A partir do aproveitamento do excedente, será gerado um resultado expresso em kilowatts-hora (kWh) de energia consumida por hora. O procedimento para o cálculo correspondente é elucidado nos fluxogramas apresentados nas Figuras 12 e 13, para a determinação do

montante final a ser pago por hora, expresso em reais (R\$), em decorrência da energia consumida.

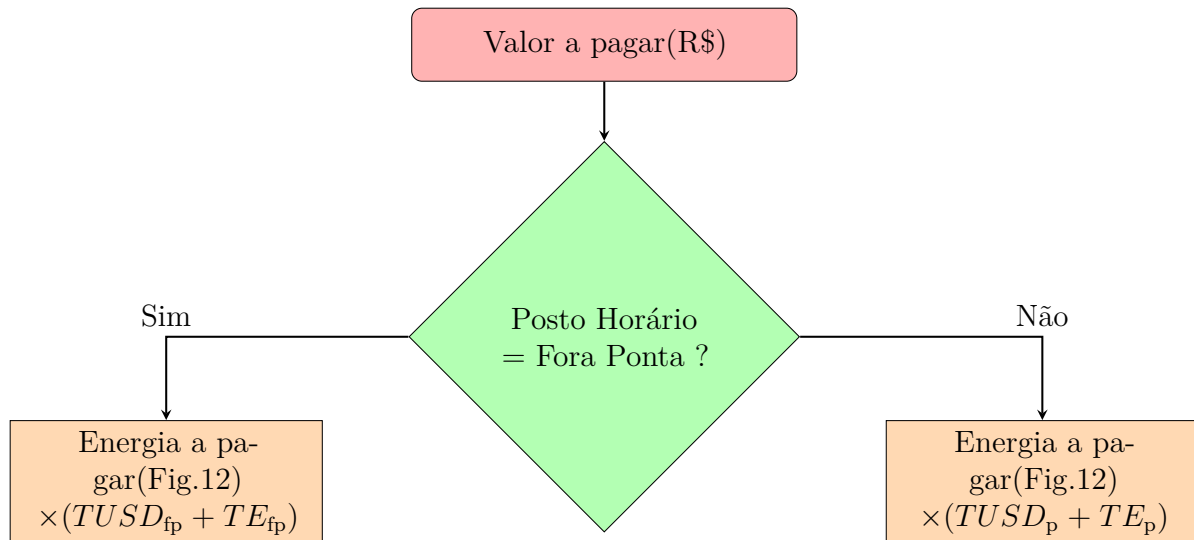
Figura 12 – Fluxograma da Fórmula de Energia a pagar(kWh)



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Os termos  $TUSD_p$  e  $TUSD_{fp}$  são componentes essenciais nas tarifas de energia elétrica, desempenhando funções distintas no contexto do setor elétrico.  $TUSD_p$ , conhecida como Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição no horário de ponta, representa a taxa pelo uso da infraestrutura durante os períodos de maior demanda. Por sua vez,  $TUSD_{fp}$ , ou Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição fora do horário de ponta, abrange a taxa correspondente ao uso da mesma infraestrutura em momentos de menor demanda. Ambas são cruciais na determinação dos custos associados ao consumo de energia elétrica, desempenhando um papel essencial na formulação de políticas tarifárias e na regulação do setor elétrico. O valor dessas tarifas pode ser consultado na Tabela 8.

Figura 13 – Fluxograma da Fórmula de Valor a pagar(R\$)



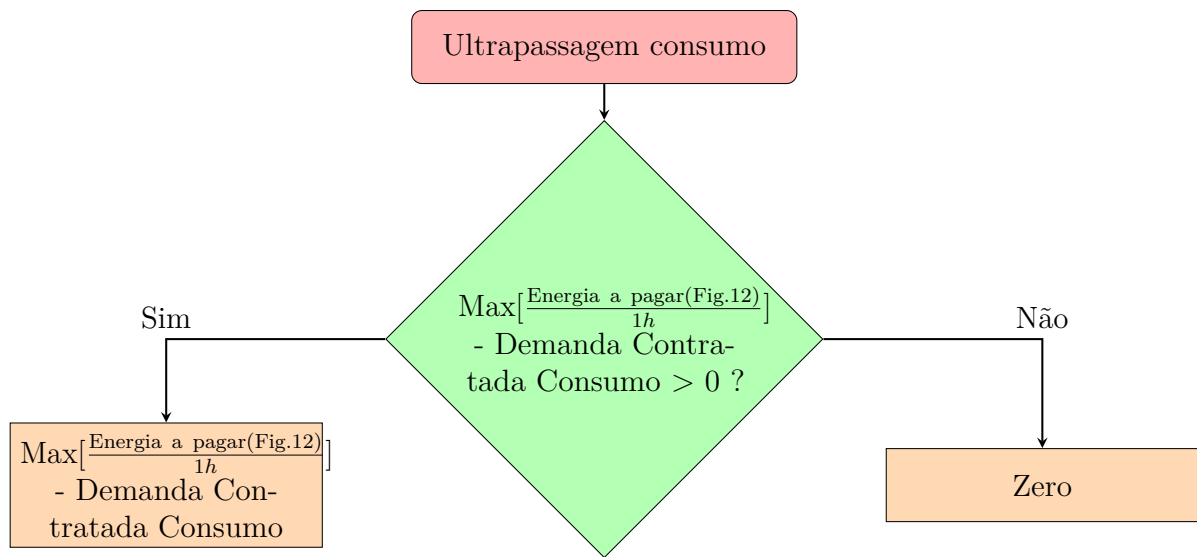
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

No fluxograma apresentado na Figura 13, o custo da energia por hora pode ser determinado. No entanto, para se determinar o montante total a ser pago pela unidade consumidora, que está enquadrada na tarifa verde, é necessário agregar o custo da potência elétrica demandada da rede elétrica. De acordo com a Resolução Normativa n°1000(ANEEL, 2021), também é necessário considerar o custo da demanda decorrente da injeção de geração. Os valores de tarifa correspondentes encontram-se detalhados na Tabela 8.

O cálculo do custo da demanda foi realizado por meio de uma segunda planilha para uma melhor organização dos valores. O custo da demanda é calculada mensalmente, sendo que, para cada mês (Coluna A), são identificadas a demanda máxima de potência (Coluna B) e a maior potência elétrica injetada (Coluna C).

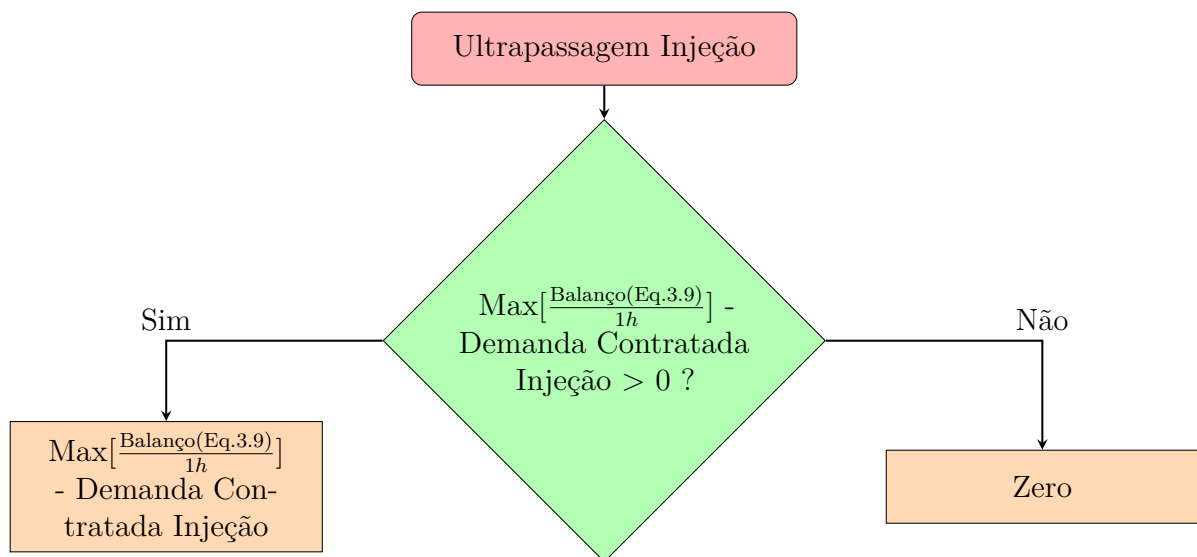
Na Coluna D, foi estabelecida uma condição para identificar se houve ultrapassagem da demanda contratada para o consumo. Já na Coluna E, foi determinado se houve ultrapassagem da demanda contratada para a injeção de energia na rede, como exemplificado nas Figuras 14 e 15.

Figura 14 – Fluxograma de Ultrapassagem de Demanda Contratada - Consumo



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Figura 15 – Fluxograma de Ultrapassagem de Demanda Contratada - Injeção



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A partir do cálculo da ultrapassagem apresentado nas Figuras 14 e 15 pode ser obtido o valor total a ser pago em razão da demanda de consumo e da demanda de injeção. Esses cálculos são realizados nas colunas F e G da planilha de demanda, utilizando as Eq.3.10 e Eq.3.11.

$$\begin{aligned}
 \text{Custo Demanda Consumo} &= \text{Demanda Consumo Contratada} \times TUSD_{\text{Convencional}} \\
 &+ \text{Ultrapassagem Consumo(Fig.14)} \times 3 \times TUSD_{\text{Convencional}}
 \end{aligned}
 \tag{3.10}$$

$$\begin{aligned} \text{Custo Demanda Injeção} &= \text{Demanda Injeção Contratada} \times TUSDg_{\text{Convencional}} \\ &+ \text{Ultrapassagem injeção(Fig.15)} \times 3 \times TUSDg_{\text{Convencional}} \end{aligned} \quad (3.11)$$

Os custos previamente calculados convergem para a formulação da Eq.3.12, que delinea o custo total acumulado durante o período de fevereiro de 2015 a março de 2017. Essa equação sintetiza diversos componentes:

$$\begin{aligned} \text{Custo total} &= \sum_{i=02/2015}^{03/2017} \text{Valor a pagar (Fig. 13)} \\ &+ \sum_{i=02/2015}^{03/2017} \text{Custo Demanda Consumo (Eq. 3.10)} \\ &+ \sum_{i=02/2015}^{03/2017} \text{Custo Demanda Injeção(Eq. 3.11)} \\ &+ [\text{Custo da Manutenção (Tab. 7)} \times 2,08] \\ &+ [\text{Depreciação Construção (Eq. 3.7)} \times 2,08] \\ &+ [\text{Custo equipamentos (Eq. 3.5)} \times 2,08] \end{aligned} \quad (3.12)$$

Nesta expressão, o símbolo  $\sum$  denota a soma ao longo do período de cálculo. Cada termo contribui para o custo total, abrangendo valores a pagar, custos relacionados à demanda de consumo e injeção, ao custo da manutenção, à depreciação da construção e a depreciação de equipamentos. O fator multiplicador 2,08 corresponde ao número de anos do intervalo de estudo e serve para ajustar os custos anuais calculados para o período estudado.

O objetivo do problema é minimizar o Custo total empregando o sistema de armazenamento. Com a planilha do Microsoft Excel montada, foi utilizado o Solver, um suplemento do Microsoft Excel empregado para a realização cálculos de otimização. O cálculo de otimização consiste em encontrar um valor ideal (máximo ou mínimo) para uma fórmula em uma célula, atendendo a restrições ou limites, ajustando os valores de outras células da planilha. O Solver trabalha com um grupo de células, chamadas variáveis de decisão ou simplesmente de células variáveis, usadas no cálculo das fórmulas nas células de objetivo e de restrição(MICROSOFT, 2023).

O problema de otimização foi formulado da seguinte maneira:

**Objetivo:** Minimizar o Custo total(Eq. 3.12)

**Variáveis de decisão:**



- N° de módulos;
- Demanda de Consumo;
- Demanda de Injeção.

**Restrições:**

- Custo total(Eq. 3.12)  $\geq 0$ ;
- N° de módulo  $\geq 0$ ;
- N° de módulos é um número inteiro;
- Demanda de Consumo  $\geq 0$ ;
- Demanda de Consumo é um número inteiro;
- Demanda de Injeção  $\geq 0$ ;
- Demanda de Injeção é um número inteiro.

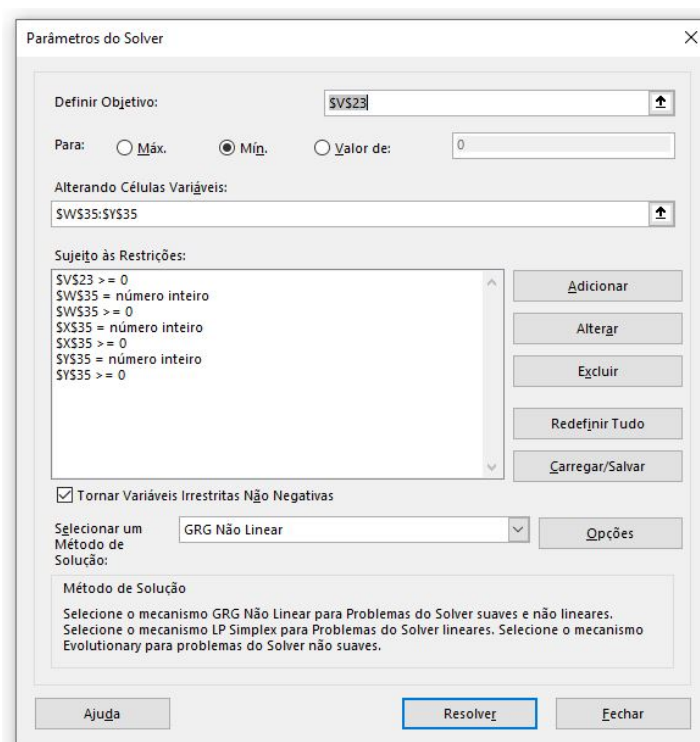
**Método de Resolução:** GRG Não Linear.

O método de Gradiente Reduzido Generalizado (GRG) destaca-se como uma abordagem otimizadora amplamente empregada em problemas de programação não linear, especialmente em contextos nos quais as restrições são expressas de forma não linear. Nessa abordagem, combinam-se elementos do método de Newton, reconhecido por sua rápida convergência em problemas bem comportados, com estratégias destinadas a lidar eficientemente com restrições mediante o uso de multiplicadores de Lagrange (SACOMAN, 2012).

No âmbito do GRG Não Linear, trata-se de um algoritmo de otimização integrante da categoria de métodos destinados a determinar os valores das variáveis de um sistema, com o objetivo de minimizar ou maximizar uma função objetivo, estando sujeito a restrições não lineares. Essa abordagem proporciona uma análise sistemática e uma exploração cuidadosa do cenário de implementação mais eficiente, garantindo a eficácia e a viabilidade do sistema de armazenamento (MICROSOFT, 2023).

A imagem 16 exemplifica a aplicação dessas definições na extensão Solver do Excel.

Figura 16 – Imagem ilustrativa da aba Solver



Fonte: Elaborado pelo autor no uso do *Software* Microsoft Excel

## 4 RESULTADOS

Nesta seção apresentam-se os resultados obtidos da aplicação da metodologia descrita na seção 3.

### 4.1 Modelo matemático

O Solver do Microsoft Excel identificou uma solução que minimiza o custo total de energia para o modelo proposto. Como resultado, o sistema de armazenamento recomendado compreende 34 módulos de baterias e 34 módulos de inversores, dos modelos especificados anteriormente, alcançando uma capacidade de armazenamento de 4080 kWh e uma potência de carregamento de 1700 kW. Com essa configuração otimizada, a demanda de consumo contratada seria ajustada para 3025 kW, enquanto a demanda contratada de injeção seria estabelecida em 3373 kW, maximizando a eficiência do sistema.

Do ponto de vista econômico, ao longo do período de 2,08 anos, a ausência de armazenamento resultaria em um custo total de R\$ 9.645.604,80. No entanto, com a implementação do armazenamento de energia, o custo total é reduzido para R\$ 8.054.463,39.

O lucro resultante dessa otimização é de R\$ 1.591.141,41, contribuindo para uma economia anual de R\$ 761.716,63 no *campus* Goiabeiras.

Para o cenário, encontrado as demais variáveis do sistema assumem os seguintes valores:

- **Custo total dos equipamentos** = R\$ 3.332.000,00
- **Custo equipamentos (Eq. 3.5)  $\times$  2,08** = R\$ 513.727,41
- **Custo total Construção (Eq. 3.6)** = R\$ 203.971,57
- **Depreciação Construção (Eq. 3.7)  $\times$  2,08** = R\$ 14.202,46
- **Custo da Manutenção (Tab. 7)  $\times$  2,08** = R\$ 310.844,08

O cálculo dos custos das demais variáveis permite utilizar a métrica financeira que avalia a eficácia e a lucratividade de um investimento, formalmente conhecido como ROI é a

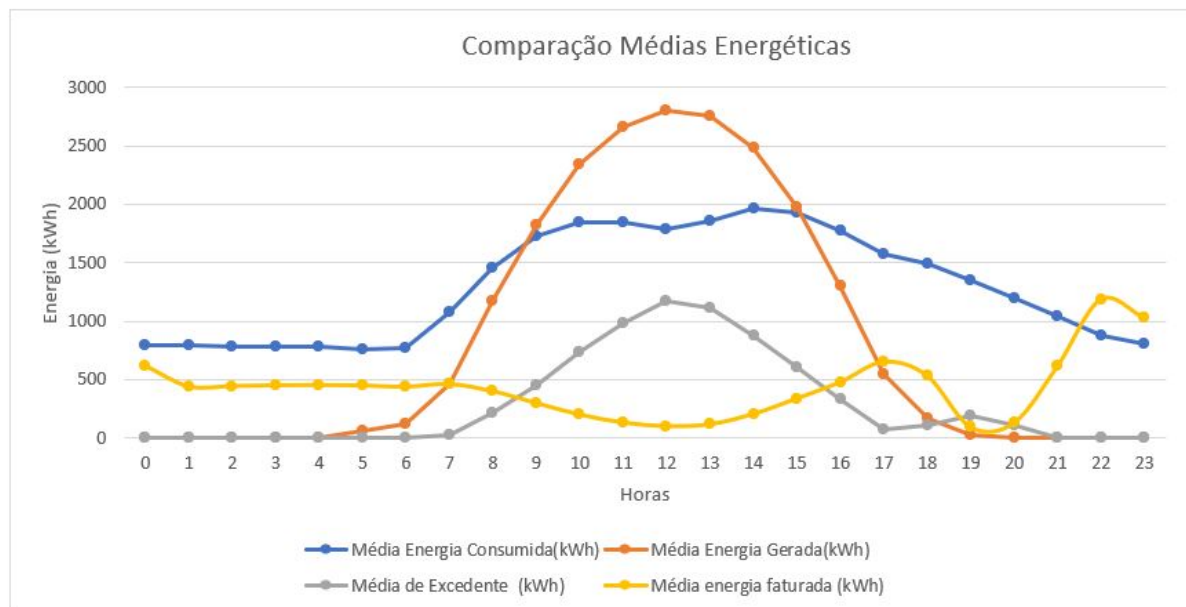
abreviação do inglês *Return On Investment*, conforme apresentado na Eq.4.1.

$$ROI = \frac{\text{Receita total} - \text{Custo total}}{\text{Custo total}} \quad (4.1)$$

O Retorno sobre o Investimento atingiu uma multiplicação de 1,78 vezes o investimento inicial.

A Figura 17 exibe uma análise comparativa entre a energia gerada e a energia consumida, proporcionando uma visualização nítida das tendências. Este gráfico, construído com base no gráfico apresentado na Figura 3, é aprimorado pela inclusão das médias de Excedente acumulado (Fig. 11) e Energia a pagar (Fig. 12). Os resultados obtidos variam com o

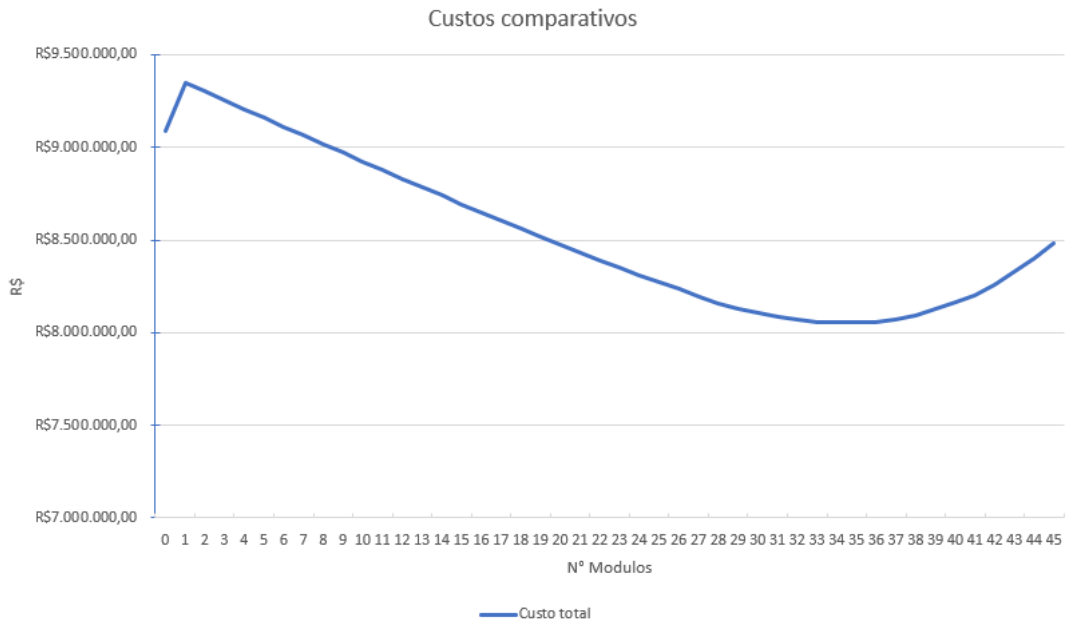
Figura 17 – Comparação entre Médias Energéticas



Fonte: Elaborado pelo autor(2023)

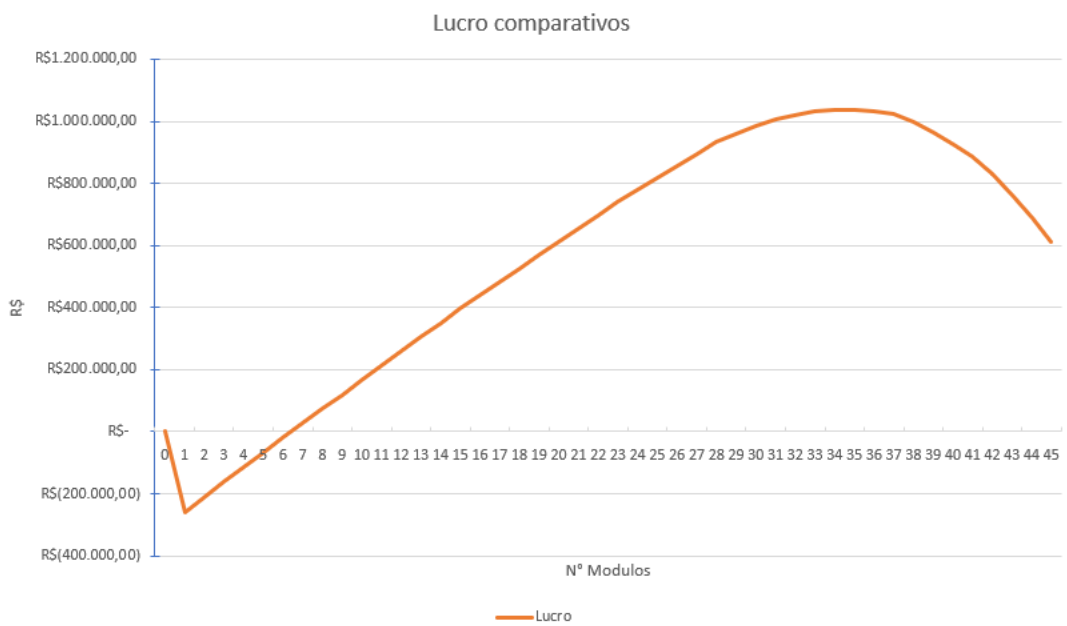
número de módulos considerados. Para ilustrar, na Figura 18 e Figura 19 é possível observar as mudanças nos custos ao atribuir uma demanda contratada de consumo de 3025kW e uma demanda contratada de injeção 3373kW constantes, enquanto o número de módulos varia.

Figura 18 – Comparação do Custo para N<sup>o</sup> de módulos diferentes



Fonte: Elaborado pelo autor(2023)

Figura 19 – Comparação do Lucro para N<sup>o</sup> de módulos diferentes



Fonte: Elaborado pelo autor(2023)

## 5 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

### 5.1 Conclusão

Após aplicar ao modelo matemático desenvolvido os dados de consumo de energia elétrica do *campus* de Goiabeiras da Ufes no período especificado, bem como os valores de geração de energia elétrica estimada a partir dos dados meteorológicos do mesmo período, pôde se atestar a viabilidade técnica e econômica da implementação do sistema de armazenamento no *campus*. Isso se deve não apenas à disponibilidade da tecnologia de armazenamento de energia elétrica no Brasil, mas também ao benefício econômico que a Ufes obterá, reduzindo seus gastos com energia elétrica.

O retorno econômico anual de R\$ 761.716,63 possui potencial para atender a outras necessidades identificadas pela administração do *campus*, fortalecendo a gestão financeira da instituição. O Retorno sobre o Investimento (ROI) atingiu 1,78 vezes o investimento inicial, indicando atratividade e viabilidade do investimento com base nos ganhos obtidos.

É importante salientar que a análise realizada centrou-se em considerações econômicas. Todavia, a decisão de adquirir ou não baterias é diversificada e envolve variáveis além das estritamente financeiras. Os fatores ambientais desempenham um papel significativo, incluindo desde o impacto ambiental associado à fabricação até a operação e disposição final do sistema de armazenamento. Aspectos como a sustentabilidade, emissões de carbono e o ciclo de vida completo do equipamento devem ser ponderados de maneira a garantir uma decisão informada, alinhada não somente com objetivos econômicos, mas também com a responsabilidade ambiental.

Concluindo, os objetivos estabelecidos para o trabalho foram plenamente alcançados, resultando na identificação de uma capacidade de armazenamento otimizada. A estratégia de comercialização de energia durante o horário de ponta demonstrou ser eficaz ao gerar retornos financeiros positivos.

Para futuras investigações, diversas áreas merecem atenção. Inicialmente, é imperativo estudar a viabilidade de adotar a tarifa azul como estratégia de gestão tarifária. Além disso, é sugerido aprimorar o sistema de armazenamento, considerando a possibilidade de evitar o carregamento da bateria nos finais de semana e feriados, uma vez que nesses períodos não há horários de ponta. Uma avaliação aprofundada sobre a necessidade de

suprir a falta de energia durante esses intervalos específicos também se mostra relevante.

Outro ponto de interesse consiste na implementação do sistema de armazenamento em fases. Recomenda-se avaliar em quantas segmentações seria possível implementar o sistema.

Adicionalmente, é sugerido o desenvolvimento de um modelo estatístico abrangente para descrever o sistema de forma mais completa. Por fim, é recomendável conduzir uma avaliação detalhada da reciclabilidade dos equipamentos após o término de sua vida útil, buscando insights para práticas sustentáveis no final do ciclo de vida dos dispositivos.

## REFERÊNCIAS

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 10 maio. 2022. Citado na página 12.

ANEEL. ANEEL: RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 1000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021. 2021. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.000-de-7-de-dezembro-de-2021-368359651>>. Acesso em: 22 maio. 2022. Citado 6 vezes nas páginas 10, 13, 14, 15, 35 e 37.

ANEEL. Geração Distribuída. 2022. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/viewr=eyJrIjoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxIiwidCI6>>. Acesso em: 30 maio. 2022. Citado na página 10.

ANEEL. RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.241. 2023. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20233241ti.pdf>>. Citado na página 31.

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.059, DE 7 DE FEVEREIRO DE 2023. 2023. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>>. Acesso em: 15 outubro. 2023. Citado na página 13.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 2012. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm)>. Citado na página 12.

BUENO, A.; BRANDÃO, C. Visão geral de tecnologia e mercado para os sistemas de armazenamento de energia elétrica no brasil. Abaque, 2016. Citado 3 vezes nas páginas 15, 16 e 17.

CBIC. Custo Unitário Básico. 2023. Disponível em: <<http://www.cub.org.br/>>. Citado na página 30.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). 2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>>. Citado na página 13.

FUCHS, G.; LUNZ, B.; LEUTHOLD, M.; SAUER, D. U. Technology overview on electricity storage. ISEA, Aachen, Juni, p. 26, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 15, 16 e 19.

GOODWE. DATASHEET GOODWE 30kW/35kW LVMT-PT. 2021. Disponível em: <<https://br.goodwe.com/document-download>>. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 28.

GOODWE. Linha Lynx C. 2023. Disponível em: <<https://br.goodwe.com/lynx-c>>. Citado na página 27.

GOODWE. Série ETC - Inversor híbrido. 2023. Disponível em: <<https://www.goodwe.com.au/etc-50-100-series-three-phase-hybrid-solar-inverter>>. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 28.



INMET. INMET - Instituto Nacional de Meteorologia. 2023. Disponível em: <<https://mapas.inmet.gov.br/>>. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 24.

JASOLAR. DATASHEET JA SOLAR - JAM60S03 300-320PR. 2021. Disponível em: <<https://www.jasolar.com/index.php?m=content&c=index&a=lists&catid=405&fenlei=1>>. Citado na página 24.

MANITO, A.; MELENDEZ, T. A. F.; MOCELIN, A. R.; ZILLES, R.; PINHO, J. T. et al. Geração distribuída com armazenamento conectada à rede elétrica. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018. [S.l.: s.n.], 2018. Citado na página 20.

MICROSOFT. Definir e resolver um problema usando o Solver. 2023. Disponível em: <<https://support.microsoft.com/pt-br/office/definir-e-resolver-um-problema-usando-o-solver-5d1a388f-079d-43ac-a7eb-f63e45925040#:~:text=O%20Solver%20%C3%A9%20um%20suplemento,de%20f%C3%B3rmula%20em%20uma%20planilha.>> Citado 2 vezes nas páginas 39 e 40.

SACOMAN, M. A. R. Otimização de projetos utilizando GRG, Solver e Excel. 2012. Disponível em: <<https://www.abenge.org.br/cobenge/legado/arquivos/7/artigos/103911.pdf>>. Citado na página 40.

SINGH, R.; BANERJEE, R. Estimation of rooftop solar photovoltaic potential of a city. v. 115, p. 589–602, 2015. Citado na página 24.

UFES. Geração Distribuída. 2020. Disponível em: <[https://prefeitura.ufes.br/inauguracao\\_usina\\_solar](https://prefeitura.ufes.br/inauguracao_usina_solar)>. Acesso em: 27 maio. 2022. Citado na página 10.

UFES. nº 23068.110612/2022-44. 2020. Disponível em: <<https://protocolo.ufes.br/#/documentos/4466385/peças/>>. Acesso em: 11 fevereiro. 2020. Citado 3 vezes nas páginas 14, 15 e 23.

UFES. Diretoria de Manutenção de Edificações e Equipamentos-DMEE/SI. 2023. Disponível em: <<https://api.lepisma.ufes.br/arquivos-assinados/169990?tipoArquivo=O>>. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 30.

UFES. nº 23068.018097/2020-80. 2023. Disponível em: <<https://protocolo.ufes.br/#/documentos/3181695/peças/>>. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 29.