

**UNIVERSIDADE DE CAXIAS DO SUL  
ÁREA DO CONHECIMENTO DE CIÊNCIAS EXATAS E  
ENGENHARIAS**

**LEONARDO DE GREGORI**

**ANÁLISE DE VIABILIDADE DA MIGRAÇÃO TARIFÁRIA DE  
CONSUMIDORES INDUSTRIAIS PARA TARIFA BRANCA EM  
CONJUNTO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E BANCO DE  
BATERIAS**

**CAXIAS DO SUL**

**2023**

**LEONARDO DE GREGORI**

**ANÁLISE DE VIABILIDADE DA MIGRAÇÃO TARIFÁRIA DE  
CONSUMIDORES INDUSTRIAIS PARA TARIFA BRANCA EM  
CONJUNTO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E BANCO DE  
BATERIAS**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado como requisito parcial  
à obtenção do título de bacharelado  
em Engenharia Elétrica na Área do  
Conhecimento de Ciências Exatas e  
Engenharias da Universidade de Caxias  
do Sul.

Orientador: Prof. Me. André Ber-  
nardes Michel

**CAXIAS DO SUL**

**2023**

**LEONARDO DE GREGORI**

**ANÁLISE DE VIABILIDADE DA MIGRAÇÃO TARIFÁRIA DE  
CONSUMIDORES INDUSTRIAIS PARA TARIFA BRANCA EM  
CONJUNTO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E BANCO DE  
BATERIAS**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado como requisito parcial  
à obtenção do título de bacharelado  
em Engenharia Elétrica na Área do  
Conhecimento de Ciências Exatas e  
Engenharias da Universidade de Caxias  
do Sul.

**Aprovado em 05/07/2023**

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Me. André Bernardes Michel  
Universidade de Caxias do Sul - UCS

---

Prof. Me. Tiago Cassol Severo  
Universidade de Caxias do Sul - UCS

---

Prof. Me. Cesar Augusto Bernardi  
Universidade de Caxias do Sul - UCS

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus pela oportunidade a mim concedida em viver esta etapa.

Ao professor André Bernardes Michel, por ter sido um orientador paciente e solícito e, sobretudo, pelas sugestões, sem as quais não teria sido possível concretizar esta pesquisa.

À minha família, especialmente ao meu pai, a minha mãe e a minha irmã, pela compreensão e pelo apoio que recebi não só neste trabalho, mas também em toda a graduação. Por serem meus exemplos de valores. Grato e feliz por tê-los ao meu lado.

À minha esposa, por estar sempre ao meu lado e ter me dado força e aconchego nos dias difíceis.

Aos meus colegas de graduação, por de alguma forma, estarem sempre presentes, me auxiliando e incentivando em todos os momentos.

Aos demais professores desta instituição, que contribuíram para o meu aprendizado e formação.

Grato pela oportunidade que tive de aprender com cada um.

*“The difference between the impossible and the possible lies in a person’s determination”*

***Tommy Lasorda***

## RESUMO

Com o passar dos anos, a energia elétrica, insumo essencial e indispensável no dia a dia da sociedade, vem se tornando cada vez mais onerosa para o consumidor final, principalmente para a indústria, tendo em vista que a fatura de energia está entre os três maiores custos das empresas. Reduzir esse custo é uma ação fundamental, visto que, por consequência, promove uma economia de despesas com produção, gerando maior competitividade no mercado. Para que ocorra essa redução, medidas devem ser adotadas. A troca de modalidade tarifária e a geração distribuída aliada a um sistema de armazenamento são algumas das opções atuais. Com base nisso, este projeto realizou uma análise aplicada a três consumidores industriais do grupo tarifário B, em três cenários distintos a fim de obter os custos com energia elétrica em cada um deles. Os cenários considerados incluíram a utilização da tarifa branca, da geração distribuída e de sistemas de armazenamento por baterias e, ao final, foram comparados os custos de energia em cada um, a fim de encontrar o cenário com menor custo. A conclusão, a partir desses resultados, foi de que a alteração de tarifa convencional para branca reflete em reduções no valor de energia. Porém, o cenário que utiliza geração distribuída para suprimento total do consumo das indústrias apresentou o menor custo de energia. Em relação aos sistemas que utilizam baterias de lítio para armazenamento da energia gerada pelo sistema fotovoltaico, esse apresentou custos de energia menores para aplicação nos períodos intermediário e ponta da tarifa branca em relação à própria tarifa. Os sistemas que utilizam baterias de chumbo-ácido não apresentaram viabilidade de acordo com o propósito do projeto.

**Palavras-chave:** Energia Elétrica. Custo de energia. Tarifa Branca. Geração Distribuída. Armazenamento por baterias.

## ABSTRACT

Over the years, electric power, an essential and indispensable input in society's daily life, has become increasingly costly for the end consumer, especially for the industry, considering that the energy bill ranks among the top three costs for businesses. Reducing this cost is a fundamental action as it leads to savings in production expenses, thus generating greater competitiveness in the market. In order to achieve this reduction, measures need to be adopted. Changing tariff modality and distributed generation combined with a storage system are some of the current options. Based on this, this project conducted an analysis applied to three industrial consumers in tariff group B, considering three distinct scenarios in order to obtain the costs of electric power in each of them. The scenarios considered included the use of white tariff, distributed generation, and battery storage systems, and at the end, the energy costs in each scenario were compared to find the one with the lowest cost. The conclusion drawn from these results was that changing from a conventional tariff to a white tariff results in reductions in the energy cost. However, the scenario that utilizes distributed generation to fully supply the industrial consumption presented the lowest energy cost. Regarding systems that use lithium batteries to store the energy generated by the photovoltaic system, they showed lower energy costs for application during the intermediate and peak periods of the white tariff compared to the regular tariff itself. The systems that use lead-acid batteries were not viable according to the project's purpose.

**Keywords:** Electric power. Energy cost. White tariff. Distributed generation. Battery storage systems.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Postos Tarifários da Tarifa Branca . . . . .	17
Figura 2 – Tarifas de Baixa Tensão RGE . . . . .	18
Figura 3 – Comparação Tarifas . . . . .	19
Figura 4 – Montante de Geração Usinas Micro e Minigeradoras . . . . .	21
Figura 5 – Arranjo Sistema <i>On-Grid</i> . . . . .	23
Figura 6 – Arranjo Sistema <i>Off-Grid</i> . . . . .	24
Figura 7 – Arranjo Sistema Híbrido . . . . .	24
Figura 8 – Representação de uma célula fotovoltaica de silício . . . . .	25
Figura 9 – Representação de um sistema fotovoltaico conectado a rede . . . . .	27
Figura 10 – Valor Simulado da Fatura de Energia Elétrica - Caso 1 . . . . .	34
Figura 11 – Valor Simulado da Fatura de Energia Elétrica - Caso 2 . . . . .	34
Figura 12 – Fluxograma da metodologia . . . . .	36
Figura 13 – Wibeer BOX TRI. . . . .	37
Figura 14 – Foto da instalação. . . . .	38
Figura 15 – Cenários de Análise . . . . .	40
Figura 16 – Consumo Semanal Medido Empresa 1. . . . .	43
Figura 17 – Consumo Semanal Medido Empresa 2 . . . . .	45
Figura 18 – Consumo Semanal Medido Empresa 3 . . . . .	46
Figura 19 – Potencial Solar Caxias do Sul . . . . .	48
Figura 20 – Comparativo Custos Empresa 1. . . . .	53
Figura 21 – Comparativo Custos Empresa 2. . . . .	54
Figura 22 – Comparativo Custos Empresa 3. . . . .	55
Figura 23 – Simulação das Faturas de Energia Elétrica . . . . .	77
Figura 24 – <i>Datasheet</i> Inversores SOLIS . . . . .	79
Figura 25 – <i>Datasheet</i> Bateria UPLFP24-30 . . . . .	80
Figura 26 – <i>Datasheet</i> Inversores DEYE . . . . .	82

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Valores Utilizados . . . . .	33
Tabela 2 – Média PIS e COFINS . . . . .	40
Tabela 3 – Média IPCA . . . . .	41
Tabela 4 – Informações Relevantes Baterias . . . . .	42
Tabela 5 – Vida Útil Baterias . . . . .	42
Tabela 6 – Compilado Resultados Semana Medida Empresa 1 . . . . .	44
Tabela 7 – Mês Calculado Empresa 1 . . . . .	44
Tabela 8 – Compilado Resultados Semana Medida Empresa 2 . . . . .	45
Tabela 9 – Mês Calculado Empresa 2 . . . . .	45
Tabela 10 – Compilado Resultados Semana Medida Empresa 3 . . . . .	46
Tabela 11 – Mês Calculado Empresa 3 . . . . .	46
Tabela 12 – Simulação Fatura Convencional X Branca Empresa 1 . . . . .	47
Tabela 13 – Simulação Fatura Convencional X Branca Empresa 2 . . . . .	47
Tabela 14 – Simulação Fatura Convencional X Branca Empresa 3 . . . . .	47
Tabela 15 – Cálculos Painéis Fotovoltaicos . . . . .	49
Tabela 16 – Cálculos Inversores . . . . .	49
Tabela 17 – Custos - Segundo Cenário . . . . .	50
Tabela 18 – LCOEs - Geração 100% . . . . .	50
Tabela 19 – Consumos Intermediário + Ponta . . . . .	50
Tabela 20 – Dimensionamento Baterias . . . . .	51
Tabela 21 – Cálculos Painéis Fotovoltaicos - Ponta + Intermediário . . . . .	51
Tabela 22 – Cálculos Inversores Híbridos . . . . .	52
Tabela 23 – Custos - Terceiro Cenário . . . . .	52
Tabela 24 – Vida Útil Baterias . . . . .	52
Tabela 25 – LCOEs - GD + Banco de Baterias . . . . .	53

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<b>ANEEL</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<b>COFINS</b>	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
<b>GD</b>	Geração Distribuída
<b>ICMS</b>	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
<b>LCOE</b>	<i>Levelized Cost of Energy</i>
<b>MPP</b>	<i>Maximum Power Point</i>
<b>PCHs</b>	Pequenas Centrais Hidrelétricas
<b>PIS</b>	Programas de Integração Social
<b>RGE</b>	Rio Grande Energia
<b>SAMP</b>	Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica
<b>SIN</b>	Sistema Interligado Nacional
<b>VLA</b>	<i>Valve Lead Acid</i>
<b>VRLA</b>	<i>Valve Regulated Lead Acid</i>

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>12</b>
1.1	JUSTIFICATIVA DO TRABALHO	12
1.2	OBJETIVOS	13
<b>1.2.1</b>	<b>Objetivo Geral</b>	<b>13</b>
<b>1.2.2</b>	<b>Objetivos Específicos</b>	<b>13</b>
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	13
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO</b>	<b>15</b>
2.1	MODALIDADES TARIFÁRIAS	15
<b>2.1.1</b>	<b>Grupos tarifários</b>	<b>16</b>
<b>2.1.2</b>	<b>Tarifa Branca</b>	<b>17</b>
2.2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	19
<b>2.2.1</b>	<b>Geração Fotovoltaica</b>	<b>20</b>
2.2.1.1	Sistema <i>On-Grid</i>	22
2.2.1.2	Sistema <i>Off-Grid</i>	23
2.2.1.3	Sistema Híbrido	23
<b>2.2.2</b>	<b>Painel Fotovoltaico</b>	<b>25</b>
<b>2.2.3</b>	<b>Inversor</b>	<b>26</b>
<b>2.2.4</b>	<b>Medidor de Energia Bidirecional</b>	<b>27</b>
2.3	ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	27
<b>2.3.1</b>	<b>Banco de Baterias</b>	<b>28</b>
2.4	DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	29
2.5	TRABALHOS CORRELATOS	32
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>36</b>
3.1	Consumidores	36
3.2	Levantamento de dados	37
3.3	Análise dos dados coletados	38
3.4	Dimensionamento dos sistemas	39
3.5	Cálculo do custo da energia Elétrica	39
<b>4</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>43</b>
4.1	Curvas de Carga	43
<b>4.1.1</b>	<b>Consumo Empresa 1</b>	<b>43</b>
<b>4.1.2</b>	<b>Consumo Empresa 2</b>	<b>44</b>
<b>4.1.3</b>	<b>Consumo Empresa 3</b>	<b>44</b>

4.2	1º Cenário de Análise . . . . .	45
4.3	2º Cenário de Análise . . . . .	48
<b>4.3.1</b>	<b>Dimensionamento dos Sistemas . . . . .</b>	<b>48</b>
4.4	3º Cenário de Análise . . . . .	50
<b>4.4.1</b>	<b>Dimensionamento dos Sistemas . . . . .</b>	<b>50</b>
4.5	Comparativo entre cenários . . . . .	53
<b>5</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS . . . . .</b>	<b>56</b>
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>57</b>
	<b>APÊNDICE A – CONSUMO SEMANAL EMPRESA 1 . . . . .</b>	<b>59</b>
	<b>APÊNDICE B – CONSUMO SEMANAL EMPRESA 2 . . . . .</b>	<b>64</b>
	<b>APÊNDICE C – CONSUMO SEMANAL EMPRESA 3 . . . . .</b>	<b>69</b>
	<b>APÊNDICE D – PROJEÇÃO DAS TARIFAS AO LONGO DA VIDA UTIL DO PROJETO . . . . .</b>	<b>74</b>
	<b>APÊNDICE E – GERAÇÃO DE ENERGIA EM CADA ANO DO PRO- JETO - CENÁRIO 2 . . . . .</b>	<b>75</b>
	<b>APÊNDICE F – GERAÇÃO DE ENERGIA EM CADA ANO DO PRO- JETO - CENÁRIO 3 . . . . .</b>	<b>76</b>
	<b>ANEXO A – SIMULAÇÃO DAS FATURAS DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	<b>77</b>
	<b>ANEXO B – ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS MÓDULO . . . . .</b>	<b>78</b>
	<b>ANEXO C – ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS INVERSORES . . . . .</b>	<b>79</b>
	<b>ANEXO D – DATASHEET BATERIA LÍTIO ESCOLHIDA . . . . .</b>	<b>80</b>
	<b>ANEXO E – DATASHEET BATERIA CHUMBO-ÁCIDA ESCOLHIDA</b>	<b>81</b>
	<b>ANEXO F – ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS INVERSORES HÍBRI- DOS . . . . .</b>	<b>82</b>

# 1 INTRODUÇÃO

A obtenção de energia, a qual é fundamental para o desenvolvimento da sociedade, está vinculada à transformação do meio ambiente. Durante a evolução da sociedade, tornou-se evidente a necessidade de energia em todos os pontos de interação humana (SOUZA, 2015). Segundo Castro e Dantas (2018), ao longo das próximas duas décadas, é esperado um crescimento da demanda energética na ordem de 30%. No entanto, o setor elétrico está diante do desafio da descarbonização, em função da necessidade de amenizar as alterações climáticas. Isso posto, verifica-se que o aumento de fontes renováveis e dos níveis de eficiência na matriz energética vem se tornando cada vez mais necessários para sua composição.

A utilização da energia gerada pelo Sol é, atualmente, uma das alternativas energéticas mais promissoras para fornecer a energia necessária ao desenvolvimento (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014). Um sistema de geração fotovoltaica é uma fonte de potência elétrica, na qual as células transformam a radiação do Sol em energia elétrica. Algumas vantagens dos sistemas são a possibilidade de serem implantadas em qualquer local onde exista radiação solar suficiente, não possuir partes móveis, além de requerer menor manutenção. Possuem alto grau de confiabilidade e, por isso, são utilizados até mesmo em locais inabitáveis (SOUZA, 2015).

Devido a tendência da geração solar fotovoltaica para sistemas de pequeno porte, a geração solar distribuída está auxiliando na descentralização dos sistemas elétricos de geração. Os consumidores que utilizam sistemas fotovoltaicos não apenas geram energia para autoconsumo, mas também, injetam eletricidade na rede nos momentos do dia em que a sua geração é superior ao consumo, auxiliando, assim, no sistema como um todo (CASTRO; DANTAS, 2018).

As unidades consumidoras que possuem sistemas de geração fotovoltaica produzem energia somente durante o dia. A noite, quando não há radiação solar, a energia é fornecida pela rede da concessionária e, conseqüentemente, há consumo nos horários intermediário e ponta, que possuem valores mais elevados na tarifa branca. Faz-se necessária, portanto, a inclusão de um banco de baterias aos sistemas fotovoltaicos. Isso acarreta no armazenamento de energia elétrica e o descarregamento em um determinado horário pré determinado, que pode contribuir no suprimento de todo ou de parte do consumo nos horários em que a energia é mais cara. A capacidade de energia da bateria é o número total (em Ah) que é capaz de ser retirado de uma célula ou bateria plenamente carregada (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014)

## 1.1 JUSTIFICATIVA DO TRABALHO

A escolha deste objeto de pesquisa está relacionada à aplicação da geração fotovoltaica e de sistemas de armazenamento atualmente. Nesse sentido, mostra-se fundamental uma verificação do enquadramento tarifário ideal, aliado a um sistema de geração com armazenamento

de energia.

O estudo propõe uma análise de consumidores industriais do Grupo B, levando em conta que o custo da energia elétrica, para esse grupo, impacta diretamente na produção e, conseqüentemente, no valor do produto final. As indústrias tendem a tomar medidas de eficiência energética e sustentabilidade, pois essas ações aumentam a competitividade, gerando um aumento na receita, que pode ser investida no próprio negócio.

## 1.2 OBJETIVOS

Com o intuito de direcionar a proposta deste trabalho para a análise de um cenário, os objetivos foram separados em duas classes: objetivo geral e específicos.

### 1.2.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem o objetivo de realizar uma análise comparando os custos da tarifa branca, geração distribuída solar e sistema de armazenamento baseado em baterias.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

Para obter com êxito o objetivo geral, destacam-se os seguintes objetivos específicos:

- a) escolher três consumidores industriais pertencentes ao grupo B;
- b) realizar o levantamento e analisar os dados de consumo desses clientes por uma semana;
- c) efetuar uma simulação de fatura utilizando a tarifa convencional e a tarifa branca;
- d) dimensionar o sistema fotovoltaico e o banco de baterias;
- e) calcular o custo da energia elétrica em três cenários distintos;
- f) efetuar uma análise comparativa entre os custos calculados para cada consumidor.

## 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho está organizado em cinco capítulos, da seguinte forma:

- O Capítulo 1 apresenta a introdução acerca do assunto abordado, assim como a justificativa da escolha do assunto, os objetivos gerais e específicos estipulados e, por fim, as limitações do trabalho.
- O Capítulo 2 expõe o referencial teórico utilizado para entendimento acerca do assunto. Abordando as modalidades tarifárias, os aspectos da geração distribuída, armazenamento

de energia, dimensionamento dos sistemas e por fim uma análise de trabalhos relacionados com o projeto.

- O Capítulo 3 apresenta a metodologia do trabalho, detalhando todos os cálculos e análises realizadas.
- O Capítulo 4 contém os resultados calculados.
- Por fim, o Capítulo 5 compreende as considerações finais sobre a pesquisa, além de sugestões para trabalhos futuros.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

Este capítulo tem por objetivo fundamentar a metodologia a ser utilizada no decorrer do desenvolvimento deste projeto. Serão abordados os aspectos regulatórios do setor elétrico, geração distribuída fotovoltaica, armazenamento de energia por bancos de baterias e também uma análise de trabalhos relacionados ao tema.

### 2.1 MODALIDADES TARIFÁRIAS

A energia elétrica se tornou um serviço essencial desde a sua chegada no Brasil, no final do século XIX, e, conseqüentemente, ganhou significativa importância para o desenvolvimento econômico do país. Isso porque a energia está presente em todos os segmentos, sendo indispensável no dia a dia da sociedade.

Segundo o Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica (SAMP) (ANEEL, 2021a), havia mais de 88 milhões de unidades consumidoras no mercado cativo faturadas no Brasil no ano de 2021, as quais consumiram mais de 300 milhões de mega watt-hora, interligadas por uma rede de transmissão com 145 mil quilômetros.

Elaborado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Resolução Normativa nº 1.000 de 2021 (ANEEL, 2021b) estabelece as regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, consolidando direitos e deveres dos consumidores e demais envolvidos no uso desse serviço essencial.

Para comercialização desse serviço, bem como para manter a energia com qualidade, segurança e eficiência, fez-se necessária a regulamentação sobre o uso e a aplicação de tarifas que remunerassem adequadamente o serviço, além de viabilizar a sua prestação de uma forma estável.

Com esse propósito, foram desenvolvidas pela ANEEL, metodologias de cálculo tarifário para o setor elétrico e segmentos, levando em consideração todos os fatores que os envolvem, da geração até o consumo final de energia elétrica, inclusive fatores econômicos.

É fundamental entender como o setor elétrico funciona no Brasil, para compreender a composição da tarifa de energia. Este é dividido em três grupos: a geração, onde a energia é produzida; a transmissão, onde a energia sai da primeira e segue até os centros de consumidores; e a distribuição, que leva a energia até o consumidor final.

Toda a energia gerada, transmitida, distribuída e consumida no Brasil está interligada em todas as regiões. Isso tudo é possível devido ao Sistema Interligado Nacional (SIN), que tem por finalidade garantir a estabilidade e segurança no fornecimento. Entretanto, vale ressaltar que alguns locais da região norte do país não estão interligados, o que representa menos de 2% da

carga total (ONS, 2022).

### **2.1.1 Grupos tarifários**

A fim de tornar o cálculo justo e fazer com que cada consumidor pague um valor suficiente para condizer com o consumo de energia, é adotado um método que classifica os consumidores dividindo-os em dois grupos. Conforme ANEEL (2021b), no Grupo A, se enquadram as unidades consumidoras com tensão de fornecimento maior ou igual a 2,3 kV, ou aquelas atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão menor que 2,3 kV. Esse grupo é subdividido da seguinte maneira:

- subgrupo A1: consumidores com tensão de fornecimento maior ou igual a 230 kV;
- subgrupo A2: consumidores com tensão de fornecimento maior ou igual a 88 kV e menor ou igual a 138 kV;
- subgrupo A3: consumidores com tensão de fornecimento igual a 69 kV;
- subgrupo A3a: consumidores com tensão de fornecimento maior ou igual a 30 kV e menor ou igual a 44 kV;
- subgrupo A4: consumidores com tensão de fornecimento maior ou igual a 2,3 kV e menor ou igual a 25 kV; e
- subgrupo AS: consumidores com tensão de fornecimento menor que 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

Já no Grupo B, se enquadram as unidades consumidoras com tensão de fornecimento menor que 2,3 kV, o qual é subdividido da seguinte maneira:

- subgrupo B1: consumidores residenciais;
- subgrupo B2: consumidores que desempenhem atividades agrícolas (rural);
- subgrupo B3: demais consumidores; e
- subgrupo B4: Iluminação Pública;

Tanto para o Grupo A quanto para o Grupo B, a tarifa pode ser dividida em 3 componentes: a energia propriamente dita, o transporte desde a geração até a unidade consumidora e os encargos setoriais. Existem também os tributos, que são instituídos por lei, sendo eles o Programas de Integração Social (PIS) e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) que é cobrado pelo Governo Federal, o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS) que é cobrado pelo Governo Estadual e a Contribuição para Iluminação Pública que é cobrada pelo Governo Estadual (FEDERAL, 1988).

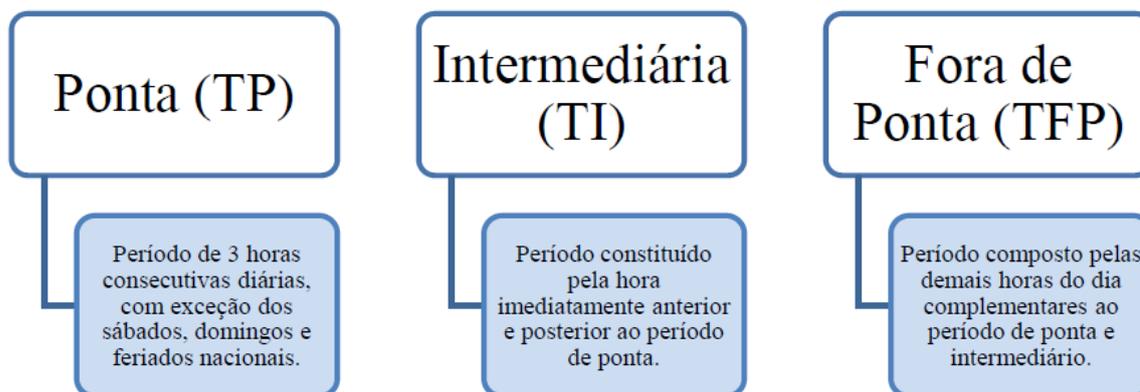
## 2.1.2 Tarifa Branca

Para os consumidores de baixa tensão enquadrados no Grupo B existem duas modalidades tarifárias. A primeira é chamada Convencional, que pode ser caracterizada por uma única tarifa para o consumo de energia, sem segmentação horária no dia (ANEEL, 2021b). A segunda, foco deste trabalho, é a tarifa horária branca, que possui um valor diferenciado para o consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários), sendo dividida em três postos:

- uma tarifa para o posto tarifário ponta;
- uma tarifa para o posto tarifário intermediário; e
- uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta.

Cabe ressaltar que nos finais de semana e feriados nacionais a tarifa utilizada é a última mencionada, a tarifa fora de ponta. A descrição de cada posto pode ser visto na Figura 1.

Figura 1 – Postos Tarifários da Tarifa Branca



Fonte: (SILVA *et al.*, 2018).

Conforme a Resolução Normativa Nº 1.000 (ANEEL, 2021b) existem algumas exceções quanto a aplicação dos postos tarifários que decorrem de alterações feitas pelas distribuidoras, de acordo com a localização de cada subsistema elétrico. Isso devido às características populacionais, socio-econômicas, culturais e operacionais das regiões brasileiras, sendo tais mudanças condicionadas a aprovação da ANEEL.

As alterações incluem o aumento dos horários dos postos tarifários e deslocamentos no decorrer do dia, como se verifica nos artigos a seguir (ANEEL, 2021b):

Art. 226. A distribuidora pode aplicar mais de um posto tarifário de ponta, intermediário e fora de ponta em sua área de atuação em decorrência: I – das características operacionais de cada subsistema elétrico; ou II – da necessidade de estimular a mudança do perfil de carga de unidades consumidoras. §1º

A distribuidora deve observar as seguintes condições: I – a definição de um posto tarifário ponta diferenciado para cada subsistema elétrico, com adesão compulsória do consumidor atendido pela modalidade tarifária horária; e II – a definição de um posto tarifário ponta específico para determinadas unidades consumidoras, desde que aceito pelos consumidores. § 2º A aplicação do disposto neste artigo depende de aprovação prévia da ANEEL.

Art. 227. A distribuidora pode definir postos tarifários ponta e fora de ponta de forma dinâmica, em horários e dias da semana distintos dos homologados pela ANEEL, desde que satisfeitos os seguintes requisitos: I – existência de acordo com o consumidor; II – aprovação prévia da ANEEL para cada unidade consumidora, desde que os benefícios sistêmicos sejam evidenciados em estudos elaborados pela distribuidora; e III – o posto tarifário ponta deve ter duração de 3 horas consecutivas e ser aplicado em 5 dias da semana.

A opção pela Tarifa Branca leva em consideração o horário do dia para definir qual o preço pago pela energia elétrica, assim, oferecendo a oportunidade de reduzir o valor pago pela energia consumida. Na prática, o consumidor deve adotar hábitos que priorizem o uso da energia no horário fora de ponta, reduzindo consideravelmente o consumo nesse horário. Vale dizer que o horário fora de ponta é o mais acessível, seguido pelo intermediário e, por último, o horário de ponta, que é o mais oneroso, pois possui a maior demanda de energia (ANEEL, 2020). Na Figura 2 e Figura 3 são mostrados os valores das tarifas sem impostos e um gráfico comparativo.

Figura 2 – Tarifas de Baixa Tensão RGE

TABELA 2 – TARIFAS DE APLICAÇÃO E BASE ECONÔMICA PARA O GRUPO B (RGE).

SUBGRUPO	MODALIDADE	CLASSE	SUBCLASSE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			TARIFAS BASE ECONÔMICA		
					TUSD		TE	TUSD		TE
					R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
B	BRANCA	NA	NA	P	0,00	1.015,56	393,63	0,00	1.029,11	404,01
				INT	0,00	668,75	249,61	0,00	675,78	243,56
	CONVENCIONAL	NA	NA	FP	0,00	321,94	249,61	0,00	322,44	243,56
				NA	0,00	437,54	261,62	0,00	440,22	256,93

OBS.: (1) Tarifa de referência para aplicação dos descontos definidos na TABELA 3 às diferentes subclasses residencial baixa renda.

DEFINIÇÕES DAS SIGLAS:

NA = não se aplica (não há distinção dentro da classe, subclasse, acessante ou posto tarifário);

P = posto tarifário ponta;

INT = posto tarifário intermediário;

FP = posto tarifário fora de ponta;

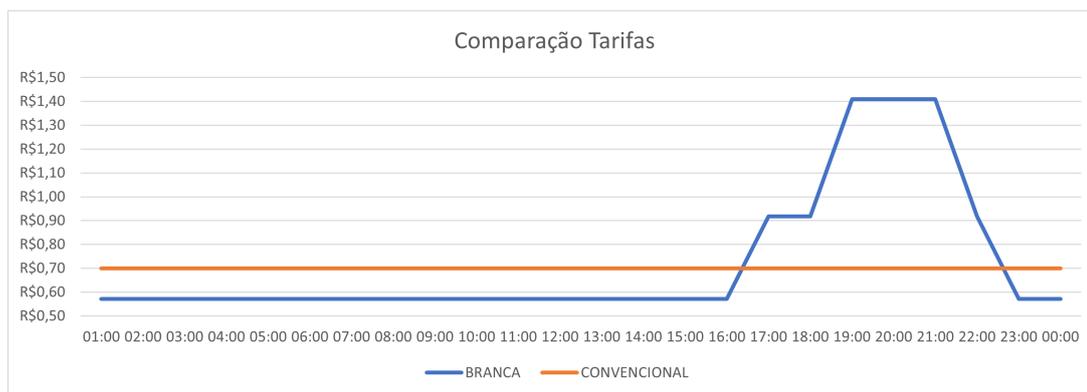
Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2022b).

Os postos horários definidos pela RGE são: Fora de Ponta - das 22h00 às 15h59; Horário Intermediário - das 16h00 às 17h59 e 21h00 às 21h59; Horário de Ponta - 18h00 às 20h59 (RGE, 2018). Com essas informações, é possível comparar os preços e identificar que, em relação a tarifa convencional, o horário fora de ponta da tarifa branca é 18% mais barato, porém o horário intermediário e o ponta são, respectivamente, 31% e 102% mais onerosos.

Concentrar o consumo de energia no horário fora de ponta, de modo a evitar os horários intermediário e ponta, são fatores determinantes para a redução no valor pago pela energia elétrica.

Portanto, ao optar pela tarifa branca, o cliente precisa ter total conhecimento sobre o perfil de consumo, levando em consideração os hábitos de uso da energia ao longo do dia. Dessa

Figura 3 – Comparação Tarifas



Fonte: (O autor, 2022).

forma, deve ser feita uma análise criteriosa antes de optar pela branca, pois nela o consumidor precisa ser disciplinado e gerenciar corretamente o consumo, pois somente assim é possível obter uma economia mensal.

## 2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A Geração Distribuída (GD) pode ser definida como a geração de energia injetada em pontos diversos, realizada através de sistemas geradores que ficam próximos ou até mesmo na própria unidade consumidora (residências, comércios e indústrias) e que são conectados à rede elétrica da concessionária. O conceito e demais peculiaridades da GD foram estabelecidos de forma oficial no Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004 (BRASIL, 2014).

O setor elétrico atual está diante de uma busca incessante por maiores níveis de eficiência e aumento da participação de fontes renováveis em sua matriz (CASTRO; DANTAS, 2018). Atualmente, a velocidade na qual as informações são compartilhadas vem proporcionando um crescimento exponencial da energia solar. Isso devido ao potencial de geração que o Brasil possui, juntamente com as novas legislações que surgem para incentivar ainda mais esse conceito (ANEEL, 2022a).

Dentro da GD podem estar inclusos geradores emergenciais, geradores que atuam no horário de ponta, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e geração fotovoltaica, que é o objeto de estudo deste trabalho. Ainda no âmbito do conceito, a utilização de equipamentos de medição e controle que articulam a operação dos geradores e o eventual controle de cargas são indispensáveis para que estas se adaptem à oferta de energia.

Conforme ANEEL (2022a) a GD possui vantagem quando comparada a geração centralizada, pois reduz os investimentos em transmissão de energia e, conseqüentemente, reduz também as perdas nesses sistemas e melhora a estabilidade do serviço prestado. Isso porque as gerações centralizadas possuem um maior porte e, geograficamente, são distantes dos centros de consumidores.

Com a recente aplicação em maior escala da geração distribuída, a existência de uma bidirecionalidade no fluxo de energia é eminente, sendo necessária uma melhor gestão por parte da concessionária e uma viabilização ao consumidor final, que, atualmente, também pode ser o gerador da energia (SOUZA, 2022).

### 2.2.1 Geração Fotovoltaica

Segundo Pinho, Galdino *et al.* (2014), hoje, a energia produzida pelo Sol é uma das alternativas energéticas mais favoráveis ao desenvolvimento humano, pois trata-se de uma fonte inesgotável na escala terrestre de tempo, tanto como fonte de calor quanto de luz.

A geração fotovoltaica é sustentável e limpa, tendo em vista que permite a produção de energia elétrica através de uma fonte renovável, uma matéria prima originada da natureza, a luz do sol. O uso pode ser de forma abundante, porquanto a fonte é renovável e provinda de recursos naturais. Isso faz com que o meio ambiente não seja impactado. Além disso, por se tratar de uma fonte de geração limpa, ao contrário dos combustíveis fósseis, ela não emite gases poluentes, que são nocivos a saúde e prejudiciais ao ecossistema (SOUZA, 2015).

Sob o âmbito regulatório, a Resolução Normativa nº 482/2012 (ANEEL, 2012) foi um marco para a micro e minigeração distribuída de energia elétrica. A partir dela os consumidores tiveram a permissão de gerar sua própria energia elétrica, utilizando fontes renováveis e, inclusive, prover o excedente para a rede de distribuição da concessionária. Isso possibilita ao consumidor a autossustentabilidade associada a uma economia financeira, o que beneficia o meio ambiente. Alguns pontos relevantes da referida Resolução Normativa são:

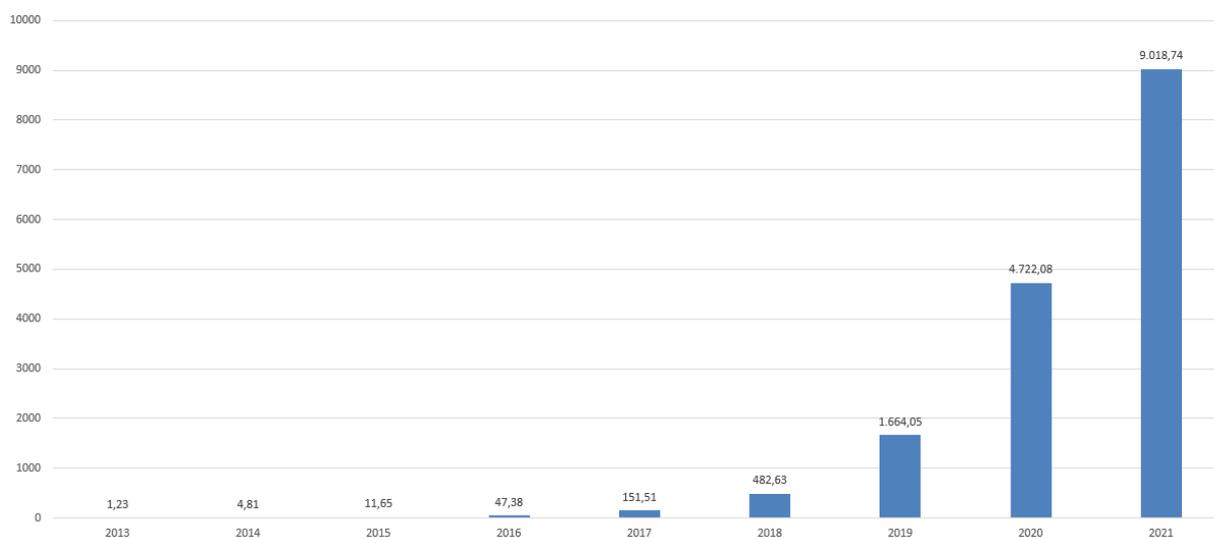
- Microgeração – potência instalada menor ou igual a 75 kW (quilowatts);
- Minigeração – potência instalada maior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW (megawatts);
- Sistema de compensação de energia *net metering*, a energia gerada abate o consumo instantâneo, quando há mais energia do que se consome o cliente ganha créditos que podem ser utilizados em até 60 meses;
- A potência da geração é limitada à carga instalada na unidade; e
- Custo de disponibilidade, é uma taxa mínima cobrada pela distribuidora, a fim de manter os serviços operacionais.

No ano de 2015, a ANEEL publicou uma revisão da norma nº 482, a Resolução Normativa nº 687 (ANEEL, 2015), a qual trouxe alguns benefícios com o intuito de aumentar o número de geradores conectados à rede. A principal alteração foi a inclusão da geração compartilhada, de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras e do autoconsumo remoto, os quais

visaram o aumento nas possibilidades de negócio em torno da GD. A lei passou a vigorar a partir do dia 1º de março de 2016.

A partir da RN nº 482/2012, o país encerrou o ano de 2013 com um total de 1,23 GWh de geração por usinas de micro e minigeração. Já no final do ano de 2016, após entrar em vigência a RN nº 687/2015, o montante total foi de 47,38 GWh, um aumento de 307% em relação ao ano de 2015. Já no final do ano de 2021, o montante de geração foi de 9.018,74 GWh (EPE, 2022). Essas informações podem ser observadas na Figura 4.

Figura 4 – Montante de Geração Usinas Micro e Minigeradoras



Fonte: Adaptado de (EPE, 2022).

No dia 7 de janeiro de 2022, foi publicada, no Diário Oficial da União, a Lei nº 14.300/2022 (BRASIL, 2022a), que institui o Marco Legal da GD no Brasil, o qual definiu as novas regras que serão aplicadas durante e após a transição de regulamentações. A legislação também garantiu a todas as geradoras existentes e as que acessarem o sistema até a data da publicação, que os benefícios das normas antigas serão mantidos até 2045.

As principais regras para os novos consumidores, ou seja, para aqueles que protocolarem a solicitação de acesso após a instituição do marco legal, e para os consumidores já existentes, foram as seguintes:

- Para clientes com a geração junto à carga, geração compartilhada, empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras ou autoconsumo menor que 500 kW, o faturamento terá cobrança gradual da tarifa do uso do sistema de distribuição (TUSD Fio B), iniciando em 15% em 2023 e aumentando de 15 em 15% até 2029, onde será 90%, sendo suseptível a mudanças após o encontro de contas da ANEEL (BRASIL, 2022a);
- Para o autoconsumo remoto acima de 500 kW ou Geração compartilhada em que um dos consumidores detenha 25% ou mais de participação dos créditos de energia, haverá

cobrança integral da tarifa do uso do sistema de distribuição, 40% da tarifa do uso do sistema de transmissão, TFSEE e P&D (BRASIL, 2022a);

- A partir de 2029, dependendo do tipo da unidade consumidora, haverá cobrança de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia, e abatidos os benefícios da GD à rede.
- As premissas de microgeração distribuída foram mantidas (BRASIL, 2022a);
- Minigeração distribuída - potência instalada até 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis (solar, eólica) e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis (BRASIL, 2022a);
- Inclusão do conceito de Autoconsumo Local, em que a geração está junto a carga e o excedente de energia gerado é consumido na própria unidade (BRASIL, 2022a);
- Para projetos até 07 de janeiro de 2023, sempre haverá uma cobrança do custo de disponibilidade, ou TUSD Fio B, na conta de energia do consumidor (BRASIL, 2022a);
- Para novos projetos, o consumidor somente irá pagar o custo de disponibilidade, ou a TUSD Fio B, se o consumo medido for menor que o valor de referência (BRASIL, 2022a);e
- Unidades consumidoras do grupo A com geração local e potência nominal abaixo de 112,5 kVA podem ser faturadas como consumidores do Grupo B, eliminando o custo da demanda.

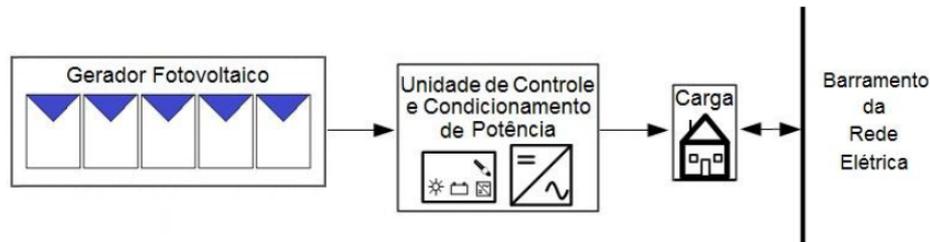
Realizado o estudo sobre o conceito de geração fotovoltaica e suas especificações, verifica-se que é imprescindível uma análise sobre os arranjos de instalação do sistema, a fim de avaliar as peculiaridades de cada um e suas vantagens econômicas.

#### 2.2.1.1 Sistema *On-Grid*

Segundo Souza (2015), o sistema chamado *on-grid*, traduzido do inglês "na rede" é a denominação dos sistemas que estão ligados diretamente à rede pública de distribuição da concessionária. Esse modelo funciona de tal maneira que, quando a geração de energia estiver baixa, o consumidor utilizará a energia proveniente da rede da distribuidora e, quando a geração é mais alta do que está sendo utilizado, o excedente é transmitido para a rede pública (VIAN *et al.*, 2021b).

Um sistema *on-grid*, capta a energia por meio de painéis solares, os quais geram energia em corrente contínua, que, então, passa pelo inversor de frequência e é transformada em corrente alternada, essa própria pra uso. O cliente então passa a utilizar essa energia de forma direta, de modo que sempre que houver luz solar, haverá geração, enquanto que nos demais períodos a rede da concessionária passa a atender a demanda energética (SOUZA, 2015). Esse arranjo pode ser visto na Figura 5.

Figura 5 – Arranjo Sistema *On-Grid*



Fonte: Adaptado de (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014).

### 2.2.1.2 Sistema *Off-Grid*

O sistema chamado *off-grid*, traduzido do inglês "fora da rede", também chamado de sistema isolado ou autônomo, é aquele que não possui uma conexão com a rede da concessionária, sendo autosuficiente (SOUZA, 2015). Nesse caso, é necessário um meio de armazenamento de energia próprio, pois toda energia produzida é utilizada localmente (VIAN *et al.*, 2021b).

O meio de armazenamento, o qual geralmente utiliza baterias, é responsável por armazenar toda e qualquer energia excedente gerada, fazendo com que o sistema seja alimentado nos períodos onde a produção é mais baixa (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014). Devido a instalação desse tipo de sistema, o custo é relativamente mais alto.

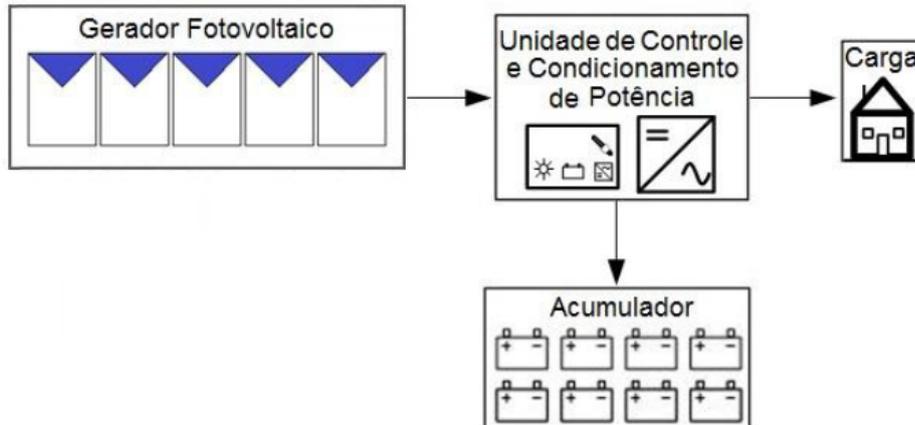
Cabe destacar que esse tipo de sistema oferece uma independência total ao consumidor, em razão dos equipamentos deixarem de estar conectados à rede de distribuição. Habitualmente, a sua instalação é realizada em locais isolados ou remotos, onde não há fácil acesso a rede elétrica, como também para clientes que desejam se isentar da conta de energia, dado que, dessa forma, ficam totalmente desvinculados da distribuidora (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014).

O sistema *off-grid*, que funciona da mesma forma que o *on-grid*, capta a energia por meio dos painéis solares, que geram energia em corrente contínua. A corrente passa pelo inversor de frequência e é transformada em corrente alternada. Toda a energia gerada que não é consumida instantaneamente é armazenada no banco de baterias, ficando disponível para os demais períodos sem geração fotovoltaica (SOUZA, 2015). Esse arranjo pode ser visto na Figura 6.

### 2.2.1.3 Sistema Híbrido

Segundo Souza (2015), um sistema híbrido é caracterizado pela união de duas fontes energéticas, sendo elas solar, eólica, diesel, baterias. O foco desse trabalho é na união da geração *on-grid* com banco de baterias, concebendo assim, um sistema de geração solar com armazenamento de energia, estando conectado à rede de distribuição ao mesmo tempo. Como resultado, esse sistema gera uma economia financeira relevante e maior garantia, tanto na gera-

Figura 6 – Arranjo Sistema *Off-Grid*



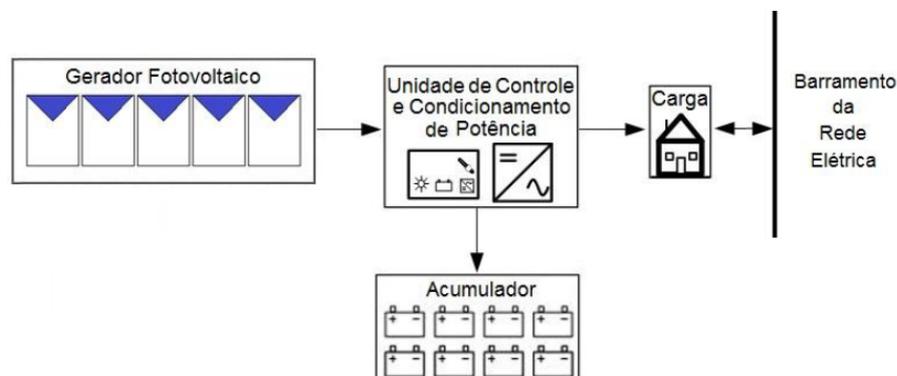
Fonte: (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014).

ção, quanto no consumo de energia elétrica.

Ele possui todas as vantagens de ambos os sistemas, sendo o principal diferencial o armazenamento de energia excedente gerada para ser utilizada em um período previamente selecionado, uma vez que o banco de baterias possui um sistema de gerenciamento. Essa particularidade propicia certa independência energética, sendo que o cliente somente consumirá a energia externa em casos atípicos ou quando ele definir (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014).

Portanto, se torna o sistema mais vantajoso a ser implementado, em função de garantir o fornecimento de energia sem a necessidade de grandes instalações de armazenamento (VIAN *et al.*, 2021b). Contudo, esse modelo requer uma atenção maior, porque o custo de investimento é mais alto que os dois já citados, justamente por utilizar mais equipamentos. Uma representação do sistema híbrido pode ser vista na Figura 7.

Figura 7 – Arranjo Sistema Híbrido

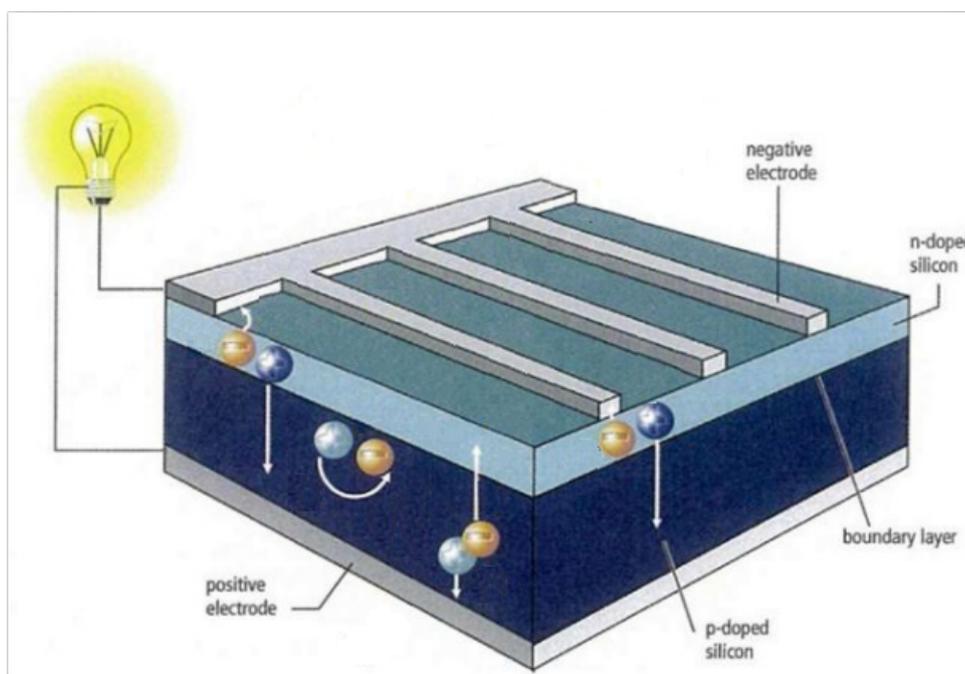


Fonte: Adaptado de (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014).

## 2.2.2 Painel Fotovoltaico

A geração solar fotovoltaica é um processo de conversão que utiliza como meio o painel fotovoltaico. Trata-se de um dispositivo fabricado com material semicondutor fotossensível, o qual realiza a conversão da radiação solar em energia elétrica. Essa conversão é gerada na junção P-N do material, que é eletricamente neutra em função das camadas dos materiais, uma com excesso de elétrons e outra com excesso de lacunas. Quando há incidência solar, os elétrons são liberados dos semicondutores e atraídos pelo campo elétrico formado entre a junção, assim, a corrente elétrica fica disponível para uso (NETO; CARVALHO, 2012). A representação pode ser vista na Figura 8.

Figura 8 – Representação de uma célula fotovoltaica de silício



Fonte: Adaptado de (SOUZA, 2015).

Os principais tipos de painéis vendidos comercialmente são os de silício monocristalino, silício policristalino, silício amorfo, disseleneto de cobre e índio (CIS) e telureto de cádmio (CdTe) (SOUZA, 2015). Uma célula fotovoltaica de silício cristalizado gera uma tensão de aproximadamente 0,46 a 0,56 V e uma corrente de aproximadamente 30 mA/cm<sup>2</sup>. Para chegar em potências comerciais, os fabricantes soldam células fotovoltaicas em série, denominando-se o aglomerado de módulos fotovoltaicos. São necessárias entre 30 a 40 células para que um módulo alcance a tensão nominal de 12 V (SOUZA, 2015).

Comercialmente, os módulos fotovoltaicos são vendidos e classificados de acordo com a sua potência de pico (Wp). O fabricante fornece algumas informações fundamentais para o projetista ou técnico responsável pela instalação, dentre elas:

- Tensão Nominal: é a tensão padrão para a qual o módulo foi desenvolvido para trabalhar

(SOUZA, 2015);

- Tensão de Máxima Potência ( $V_{mpp}$ ): é a tensão máxima que o módulo gerará em ponto de máxima potência, sob as condições padrão de teste (SOUZA, 2015);
- Tensão em Circuito Aberto ( $V_{oc}$ ): tensão máxima que o módulo fornece nos terminais, sem a presença de uma carga (em vazio). É uma tensão de teste (SOUZA, 2015);
- Corrente em Máxima Potência ( $I_{mp}$ ): corrente máxima que um módulo fotovoltaico pode fornecer a uma carga, em condições padrão de teste (SOUZA, 2015);
- Corrente de Curto-Circuito ( $I_{sc}$ ): corrente máxima que o módulo fotovoltaico fornece, quando os terminais estão em curto-circuito, sob as condições padrão de teste (SOUZA, 2015);
- Potência Máxima: é o produto da tensão máxima pela corrente máxima. Esse valor só é atingido com valores específicos de irradiância e temperatura (SOUZA, 2015); e
- Eficiência: é o quociente entre a potência gerada e a irradiância incidente sobre o módulo (SOUZA, 2015).

### 2.2.3 Inversor

Segundo BALFOUR, SHAW e NASH (2016), um inversor é um equipamento eletrônico que converte a Corrente contínua (CC), gerada pelos módulos fotovoltaicos, em Corrente alternada (CA). É um dos principais componentes, visto que os sistemas fotovoltaicos geram a energia em CC, porém, grande parte das aplicações da energia são em CA.

Para o correto dimensionamento do inversor, é necessário conhecer a totalidade da potência do sistema a ser instalado, para, assim, chegar na potência a qual ele irá converter. Existem diversos tipos de inversores, sendo que cada um tem a sua particularidade. Nos sistemas fotovoltaicos são utilizados os modelos *off-grid* e *on-grid*, sendo que *on-grid* possui características específicas que as concessionárias exigem, tanto em termos de segurança, quanto na qualidade da energia injetada na rede (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014).

O inversor a ser escolhido depende do modelo do sistema fotovoltaico e também das metas e objetivos do consumidor. Exemplificando, para aqueles consumidores com armazenamento em bateria é necessário um inversor com controlador de carga para gerenciar as baterias (SOUZA, 2015). Algumas premissas de projeto para melhor operação do inversor são: o tipo do módulo, a temperatura no local e o número de módulos em uma string.

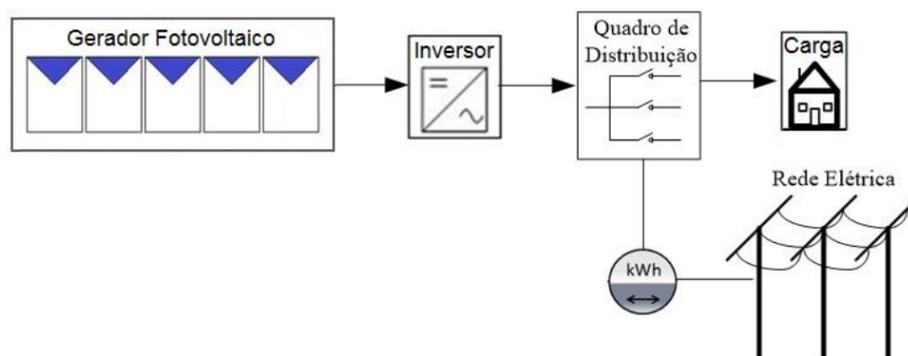
Um aspecto primordial é que os inversores possuem uma função chamada *Maximum Power Point Tracking* (MPPT). O *Maximum Power Point* (MPP) é o ponto onde há tensão e corrente ideais para que o sistema funcione de forma contínua na maior potência. O MPPT utiliza

a relação da corrente e da tensão, em que os valores mais altos são forçados eletronicamente pela entrada do conjunto para produzir energia (BALFOUR; SHAW; NASH, 2016).

## 2.2.4 Medidor de Energia Bidirecional

Para uma medição precisa, tanto da energia consumida, quanto da energia injetada na rede de distribuição, é necessário a utilização de um medidor bidirecional, esse que faz a leitura nos dois sentidos. O equipamento é disponibilizado pela concessionária de energia, a qual é responsável pelo correto faturamento do cliente baseado nos dados registrados. O registro será realizado em apenas um dos sentidos por vez, dependendo da diferença instantânea lida entre a energia fornecida pela rede e a energia gerada pelo sistema fotovoltaico (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014). Um exemplo do sistema completo pode ser vista na Figura 9.

Figura 9 – Representação de um sistema fotovoltaico conectado a rede



Fonte: (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014).

## 2.3 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Devido a alta demanda energética atual, armazenar energia vem se tornando um processo cada vez mais comum e necessário. De acordo com Vian *et al.* (2021a), existem inúmeras formas de armazenar a energia gerada, como por exemplo, usinas hidrelétricas reversíveis, volantes de inércia, supercondutores e baterias eletroquímicas, sendo a última o foco deste trabalho.

Para a geração fotovoltaica, o armazenamento de energia é fundamental, pois visa atender a demanda nos períodos em que a geração é inexistente (noite) ou muito baixa (dias chuvosos ou nublados). Assim, parte da energia solar, que é convertida em energia elétrica, é armazenada para ser usada em outros momentos, a fim de atender a demanda (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014).

### 2.3.1 Banco de Baterias

As baterias são elementos armazenadores de energia, sendo que desde a sua criação são utilizadas em diversos aparelhos eletrônicos presentes no dia a dia. Atualmente, com a expansão das fontes de energias renováveis e as restrições de emissões de gases, as baterias foram introduzidas nos sistemas de potência (VIAN *et al.*, 2021a).

Pinho, Galdino *et al.* (2014) explicam que uma bateria é um conjunto de células eletroquímicas, conectadas em série e/ou em paralelo, capazes de armazenar energia elétrica na forma de energia química, por meio de um processo eletroquímico de oxidação e redução. Quando a bateria está totalmente carregada e é ligada a uma carga, ocorre uma conversão de energia química em elétrica, gerando uma corrente contínua.

Um banco de baterias é a junção de uma determinada quantidade de baterias, previamente calculada, conectadas em série e/ou paralelo, com a função de fornecer a potência necessária às cargas por um determinado período, não havendo recarga por parte do sistema fotovoltaico (SOUZA, 2015). Isso posto, é essencial apresentar os principais tipos de baterias eletroquímicas utilizadas atualmente e suas características.

Os modelos de Sódio-Enxofre (Na-S), possuem uma alta densidade de energia, sendo muito indicadas para utilização em locais onde não requer altas descargas de potência. Suportam mais de 4.000 ciclos de carga e descarga, além de ter um baixo custo, pois os materiais utilizados são, geralmente, subprodutos de setores industriais. Uma desvantagem é que, para a correta operação, é necessário o emprego de aquecedores, pois esse modelo demanda uma temperatura elevada (VIAN *et al.*, 2021a).

Já as baterias de Chumbo-Ácido são comercializadas em dois modelos distintos, as ventiladas, do inglês *Valve Lead Acid* (VLA), também chamadas de baterias inundadas, dado que precisam de água, e as com regulação de válvula, do inglês *Valve Regulated Lead Acid* (VRLA), conhecidas como baterias seladas, modelo cuja especificidade é ser livre de manutenção. Dentre as principais vantagens, destacam-se: são 100% recicláveis; possuem alta eficiência de recarga, chegando a mais de 70%; e são facilmente produzidas, pois utilizam materiais abundantes no mercado. Salienta-se que os modelos VLA possuem um baixo custo de produção (VIAN *et al.*, 2021a).

As desvantagens de ambos os modelos são conter elementos tóxicos, como chumbo, ácido sulfúrico, antimônio e arsênico. Os modelos VLA, especificamente, possuem um ciclo de vida menor e uma taxa de autodescarga maior, quando comparadas as VRLA. No modelo ventilado também ocorre a liberação de gases de hidrogênio durante a recarga, e, por isso, não devem ser instaladas próximas a equipamentos elétricos (VIAN *et al.*, 2021a).

Também existem os modelos de Íons de Lítio (Li-ion), os quais possuem grande vantagem, uma vez que dispõem de alta densidade de energia combinada com alta densidade de potência. Além disso, apresentam baixos valores de autodescarga, o que torna possível armazenar

energia por períodos mais longos e com baixíssimas perdas, atrelado a uma baixa manutenção. Entre suas principais desvantagens, estão a necessidade de um equipamento para controle e proteção e o envelhecimento precoce, esse que não ocorre somente por tempo, mas também, por ciclos de carga e descarga (VIAN *et al.*, 2021a).

Por fim, as baterias de Cloreto de Sódio-Níquel (NaNiCl), também chamadas de Baterias ZEBRA (do inglês *Zero Emission Battery Research Activities*), possuem alta densidade de energia, valores na faixa de 108 a 190 kWh/m<sup>3</sup> e um ciclo de vida considerável, chegando a cerca de 4.500 ciclos com 75% de eficiência. Como desvantagens, requerem alta temperatura para operação, como as de Sódio-Enxofre, em valores entre 270 °C e 350 °C, e uma elevada taxa de autodescarga que varia entre 11.89% e 26.25% (VIAN *et al.*, 2021a)

Segundo Souza (2015), as baterias para o uso fotovoltaico costumam ser de chumbo-ácido, devido a relação custo-benefício em comparação com as demais. Nesse caso, faz-se necessária a instalação de um controlador (ou regulador) de carga/descarga juntamente com o banco, pois, dessa forma, o rendimento do sistema fotovoltaico e a vida útil das baterias são ampliados.

## 2.4 DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Para se ter o máximo aproveitamento da energia solar nos sistemas fotovoltaicos, é necessário realizar o dimensionamento adequado dos equipamentos que o compõe, a fim de suprir a energia demandada à aplicação. Existem inúmeros métodos para realizar esse processo, e ele pode ser dividido de diferentes maneiras.

Antes de iniciar o dimensionamento do sistema, é necessário saber qual o consumo de energia elétrica do cliente e a estimativa dos recursos solares do local da instalação. A estimativa é de extrema importância, levando em conta que deve-se conhecer a irradiação solar do local, pois a corrente elétrica que o módulo fotovoltaico pode fornecer é diretamente dependente da intensidade da radiação sobre as células (ZILLES *et al.*, 2016).

Para o levantamento desse dado, podem ser utilizados *softwares* como o *Radisol 2* e *SunData* ou bancos de dados online como CRESESB e o LABREN, sendo que é necessário inserir a coordenada geográfica do local e, assim, o programa fornecerá os dados de irradiação solar diária média mensal (kWh/m<sup>2</sup>dia) para todos os meses do ano (GOMES *et al.*, 2022). Cabe ressaltar que nos *softwares* podem ser inseridas outras informações, como a inclinação de instalação do módulo, a qual poderá alterar o desempenho do sistema (MELO *et al.*, 2018).

Melo *et al.* (2018) adotaram o método do mês crítico para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, esse que consiste em utilizar o período do ano no qual as condições médias de geração não são favoráveis ao sistema. O método utiliza valores médios mensais de irradiação solar e carga, considerando somente os valores do mês mais desfavorável na relação carga/irradiação, proporcionando, então, um excesso de energia nos meses mais favoráveis (PINHO;

GALDINO *et al.*, 2014). Conclui-se que, caso o sistema funcione de maneira adequada no mês crítico, nos demais, os quais possuem condições favoráveis, o sistema produzirá mais energia.

Para calcular a potência dos painéis fotovoltaicos pode ser utilizada a Equação 2.1:

$$P_{fv} = \frac{\epsilon_c}{HS} \quad (2.1)$$

onde:

$P_{fv}$  é a potência dos painéis fotovoltaicos, em  $kW$ ;

$\epsilon_c$  é o consumo de energia, em  $kWh/dia$ ; e

$HS$  é o número de horas de Sol pleno no plano do painel fotovoltaico no pior mês, considerando o plano inclinado com ângulo igual à latitude.

Para a estimativa inicial do número de módulos necessários, divide-se a potência total dos painéis calculada ( $P_{fv}$ ) pela potência máxima de cada módulo, resultando na quantidade total de módulos fotovoltaicos para compor o sistema. No que se refere a disposição em série ou paralelo dos módulos, devem ser consideradas a tensão e a corrente máxima de entrada do controlador de carga e a tensão de circuito aberto e de corrente de curto circuito dos painéis (MELO *et al.*, 2018).

Quanto ao sistema de armazenamento, segundo Melo *et al.* (2018), para estimar a quantidade de energia a ser armazenada e o número de baterias que irá compor o banco, faz-se necessário calcular o consumo de energia em  $Ah/dia$  e a capacidade do banco de baterias. O equacionamento pode ser visto em 2.2 e 2.3:

$$\epsilon_{bat} = \frac{\epsilon_c}{V_{bb} \times \epsilon_{bat}} \quad (2.2)$$

onde:

$\epsilon_{bat}$  é o consumo de energia, em  $Ah/dia$ ;

$\epsilon_c$  é o consumo de energia, em  $kWh/dia$ ;

$V_{bb}$  é a tensão do banco de baterias, em  $V$ ; e

$\epsilon_{bat}$  é a eficiência da bateria.

$$C_{bb} = \epsilon_{bat} \times \frac{A}{Pd} \quad (2.3)$$

onde:

$C_{bb}$  é a capacidade do banco de baterias, em  $Ah$ ;

$\epsilon_{bat}$  é o consumo de energia, em  $Ah/dia$ ;

$A$  é a autonomia total do sistema, em  $dias$ ; e

$Pd$  é a profundidade de descarga diária.

Para a determinação do arranjo de baterias, calcula-se o número de baterias em paralelo e em série utilizando as seguintes equações (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014):

$$N^{\circ} \text{ de baterias em paralelo} = \frac{C_{bb}}{C_{bat}} \quad (2.4)$$

onde:

$C_{bb}$  é a capacidade do banco de baterias, em  $Ah$ ; e

$C_{bat}$  é a capacidade de uma bateria, em  $Ah$ .

$$N^{\circ} \text{ de baterias em série} = \frac{V_{bb}}{V_{bat}} \quad (2.5)$$

onde:

$V_{bb}$  é a tensão do banco de baterias, em  $V$ ; e

$V_{bat}$  é a tensão de uma bateria, em  $V$ .

Outro aspecto relevante é o dimensionamento do controlador de carga. Para isso, é preciso uma análise das especificações elétricas dos componentes em relação aos limites máximos de tensão do sistema (CC) e dos níveis de corrente, tanto na entrada do painel fotovoltaico, quanto na saída para as baterias (MELO *et al.*, 2018). A corrente do controlador deve ser igual ou superior a corrente máxima dos painéis fotovoltaicos, ou seja, a corrente de curto-circuito adicionada de um fator de segurança de 25% para o caso de o painel receber uma radiação maior que 1000 W/m<sup>2</sup>. O cálculo da corrente máxima do controlador pode ser calculado conforme equação a seguir (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014):

$$I_c = n \times I_{PV} \times 1,25 \quad (2.6)$$

onde:

$I_c$  é a corrente máxima do controlador, em  $A$ ;

$n$  é o número de painéis em paralelo; e

$I_{PV}$  é a corrente de curto-circuito dos módulos fotovoltaicos, em  $A$ .

O último componente a ser calculado é o inversor. O dimensionamento requer o conhecimento da demanda máxima da carga e em qual período do dia os equipamentos estarão em operação. O componente deve ser dimensionado de modo que a tensão de entrada seja compatível com a tensão do banco de baterias e a saída tenha valor correspondente a tensão da carga, sendo 120 ou 240 V com frequência de 60 Hz. Segundo Pinho, Galdino *et al.* (2014), a potência do inversor deve ser igual ou superior a potência máxima da curva de carga, somados de 20%, conforme a equação abaixo:

$$P_{inv} = \epsilon_c \times 1, 2 \quad (2.7)$$

De acordo com Melo *et al.* (2018), é fundamental o cálculo da corrente máxima de entrada que o inversor deve suportar, a qual é calculada para validar a sua adequação ao sistema, podendo ser encontrada da seguinte forma:

$$I_{inv} = \frac{P_{inv}}{V_{bb}} \quad (2.8)$$

Para concluir a etapa de dimensionamento, Melo *et al.* (2018) optaram pelo uso do software *PVsys* para simular e validar o sistema em estudo, isso devido a atenção especial que deve ser dada às características de variabilidade e imprevisibilidade do recurso solar. O *software* consegue especificar e dimensionar todos os componentes, os verificando e validando. Realiza também a análise de possíveis sombreamentos e gera relatórios de desempenho e perdas no sistema por completo.

## 2.5 TRABALHOS CORRELATOS

Finotti, Almeida e Zilles (2018) simularam o uso de baterias para microgeração fotovoltaica adotando a tarifa branca para a classe residencial. Eles levaram em consideração um consumo médio mensal de 550 kWh em um cliente localizado na cidade de São Paulo/SP, onde foi analisado se a tarifa branca traria economia juntamente com um sistema de armazenamento de energia em baterias conectado a geração fotovoltaica. No que diz respeito às baterias, os autores consideraram que 50% da energia gerada é armazenada nos períodos com maior geração e consumida após, dentro dos horários intermediário e de ponta, na proporção de 20% e 80%, respectivamente.

Foi dimensionado, através do simulador América do Sol, um sistema fotovoltaico para gerar apenas a metade do consumo da residência. Também foram levados em consideração a localização geográfica e o consumo mensal a ser suprido. Com isso, encontrou-se a potência necessária ao sistema no valor de 2 kWp. Os custos do sistema, das tarifas e dos impostos utilizados podem ser vistos na Tabela 1.

Foram analisados dois cenários, o primeiro sem o banco de baterias e na tarifa convencional, já o segundo com o banco de baterias e a tarifa branca. O custo anualizado da energia economizada para o primeiro caso foi de 1,061 R\$/kWh e o custo anualizado da energia gerada de 0,524 R\$/kWh. No segundo caso foram encontrados 1,316 R\$/kWh e 1,783 R\$/kWh para o custo anualizado da energia economizada e energia gerada, respectivamente. A economia gerada é a subtração da parcela do custo da energia gerada da economizada, chegando assim a 0,536 R\$/kWh para o caso 1 e -0,467 R\$/kWh para o caso 2.

Tabela 1 – Valores Utilizados

<b>Variáveis</b>	<b>Valores</b>
Preço do SFV	7.510,00 R\$/kWp
Custo de O&M (em relação ao Investimento Inicial)	0,5% ao ano
Taxa de desconto	10% ao ano
Vida útil do SFV	25 anos
Reajuste tarifário	5,8 % ao ano
Bateria Powerwall Tesla de 7,2 kWh	R\$ 18.037,50
<b>Tarifas (com impostos)</b>	<b>Valor (R\$/kWh)</b>
Tarifa convencional	0,59088
Tarifa branca fora de ponta	0,46605
Tarifa branca intermediária	0,67827
Tarifa branca na ponta	1,08023
<b>Impostos cobrados na fatura de energia (sem a adição de bandeira tarifária)</b>	<b>Fator multiplicador sobre a tarifa de energia</b>
ICMS	0,3333333
COFINS	0,0453011
PIS	0,0098481
ICMS equivalente do COFINS	0,0151004
ICMS equivalente do PIS	0,0032827

Fonte: Adaptado de Finotti, Almeida e Zilles (2018).

Por fim, Finotti, Almeida e Zilles (2018) concluíram que atualmente a utilização de baterias e a adesão a tarifa branca não compensa nesse cenário, no entanto, com o aumento nas vendas de veículos híbridos e elétricos, há uma tendência na redução dos preços das baterias. A iminente fabricação em massa de baterias, a fim de atender essa demanda, também torna vantajosa a sua utilização nos sistemas fotovoltaicos, o que pode agregar na matriz energética do país.

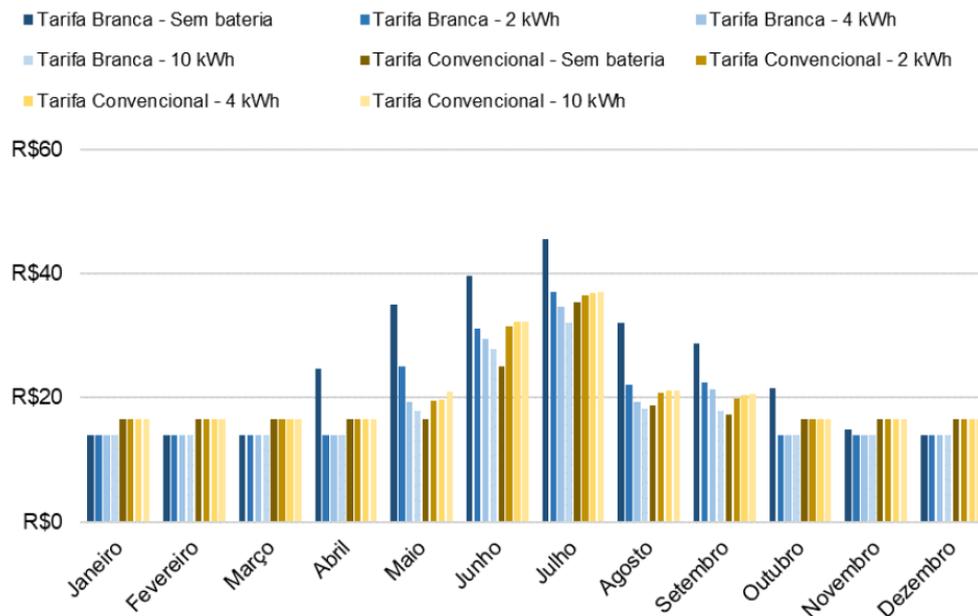
Rodrigues e Rampinelli (2020) elaboraram uma simulação e uma análise comparativa de um sistema fotovoltaico conectado à rede, utilizando baterias, no âmbito da tarifa branca. Foram utilizadas curvas de carga residenciais e avaliados dois cenários, o primeiro com o consumo mensal entre 80 e 220 kWh e o segundo com o consumo mensal entre 301 e 500 kWh. Para o sistema ficar mais condizente com a realidade, na representação do verão foi adicionado um desvio padrão a média dos valores, já para o inverno, foi subtraído um desvio padrão da média e, para o outono e a primavera, foi considerado somente a média.

Os dados iniciais do sistema foram retirados do *software Radisol 2*, utilizando como base a cidade de Florianópolis/SC, e as simulações foram feitas por meio do *software System Advisor Model (SAM)*. Foram simulados casos com baterias de 2 kWh, 4 kWh e 10 kWh, bem como, houve simulações sem bateria. No que tange ao armazenamento de energia, a bateria foi configurada para carregar através da energia gerada pelo sistema fotovoltaico e descarregar

nos dias úteis e nos horários intermediário e ponta, conforme a resolução homologatória da concessionária local.

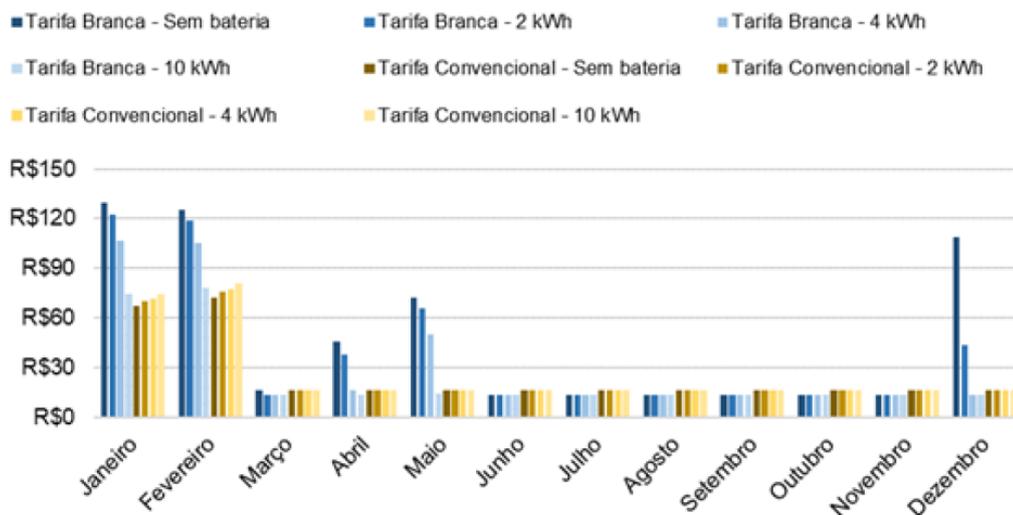
O valor da fatura de energia elétrica, referente ao caso 1 e 2, considerando a energia injetada na rede e créditos de energia, pode ser visto na Figura 10 e Figura 11.

Figura 10 – Valor Simulado da Fatura de Energia Elétrica - Caso 1



Fonte: (RODRIGUES; RAMPINELLI, 2020).

Figura 11 – Valor Simulado da Fatura de Energia Elétrica - Caso 2



Fonte: (RODRIGUES; RAMPINELLI, 2020).

Constatou-se que para ambos os casos, quando a unidade consumidora não possui o banco de baterias, a tarifa convencional proporciona menor custo mensal. No cenário 1, todos os casos simulados com sistema de baterias apresentam valores de fatura menores com a opção

tarifária branca. No cenário 2, com a tarifa branca, somente o sistema com bateria de 10 kWh apresenta valores de fatura menores, para os outros, a tarifa convencional é a mais indicada. Os sistemas que possuem baterias e estão enquadrados na tarifa branca podem apresentar um custo menor, porém, é importante uma análise criteriosa nas curvas de carga do consumidor.

Gomes *et al.* (2022) avaliaram a inserção de um sistema de baterias de íons de lítio em uma unidade geradora localizada em Florianópolis/SC, essa que já possuía um sistema de 6,82 kWp instalado desde 2016, sendo que o consumo é predominante diurno. O conjunto de baterias com energia utilizável de 5,12 kWh foi instalado no segundo trimestre de 2021, juntamente com um equipamento de controle, o qual força o carregamento das baterias das 14h às 17h para garantir plena carga nos períodos noturnos. Já nos demais, o sistema carrega as baterias pelo excedente da energia gerada e a utiliza quando não há geração, tentando maximizar o autoconsumo.

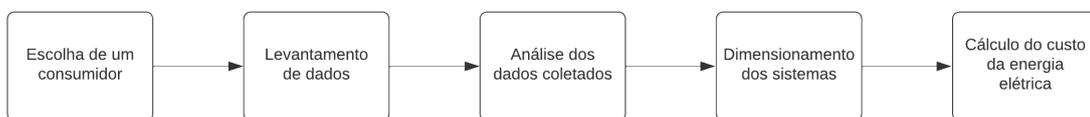
Os dados utilizados para a análise foram coletados de dois *dataloggers*, um instalado junto ao banco de baterias e outro no medidor de energia, assim como o portal do inversor do sistema fotovoltaico. Em vista disso, foram calculadas todas as faturas de energia com base nos diferentes tipos de faturamento, com e sem o sistema fotovoltaico (FV) e com e sem o banco de baterias (BESS), conforme Anexo A.

A inclusão do banco de baterias aumentou o valor do autoconsumo da unidade em 18%, saltando de 54% para 72%. Foi observado pelos autores que o conjunto total, a geração somada ao banco de baterias e a tarifa branca, proporcionou uma redução de 21% nas despesas mensais com energia elétrica, quando comparado a tarifa convencional. No cenário em que foi avaliada somente a inclusão do sistema de armazenamento, com a unidade já inserida na modalidade branca, verificou-se que esse promove 6% de redução no custo mensal com energia elétrica, em razão dos valores dos postos tarifários serem próximos e o tamanho do banco de baterias ser pequeno, quando comparado ao consumo da residência. Para potencializar a economia, deduziram que para um melhor controle de demanda do consumidor, deveriam ser avaliadas maneiras de priorizar o uso da energia no horário fora de ponta.

### 3 METODOLOGIA

Este trabalho tem por objetivo a análise de custos de energia em diferentes cenários para consumidores industriais utilizando a tarifa branca em conjunto com geração distribuída e banco de baterias. A metodologia a ser utilizada no desenvolvimento deste trabalho pode ser visualizada, de forma resumida, na Figura 12 e, com base na sequência de processos, ela será descrita com mais detalhes nas próximas seções.

Figura 12 – Fluxograma da metodologia



Fonte: O autor (2023).

#### 3.1 CONSUMIDORES

Conforme estudo realizado na Seção 2.1.1, foram selecionados três consumidores industriais localizados na cidade de Caxias do Sul, todos enquadrados no Grupo B, subgrupo B3, com tarifa horária convencional. Essas indústrias possuem o consumo de energia elétrica concentrado em horário comercial, das 8h às 18h. As empresas em questão são fabricantes de produtos metálicos, com o foco nas atividades de usinagem, torneamento e soldagem de peças metálicas, e possuem o CNAE 25.99-3-99 - Fabricação de outros produtos de metal não especificados anteriormente.

Essa seleção permitiu uma análise mais precisa e comparativa do consumo de energia elétrica nessas indústrias, considerando suas similaridades, características operacionais e atividades específicas. Com base nos dados levantados, foi possível identificar padrões de consumo e verificar qual a melhor estratégia para reduzir o valor mensal pago pela energia elétrica à concessionária.

Antes de ser realizada a medição dos dados, foi escolhida a semana na qual deveriam ser realizadas as medições de consumo, de preferência, uma semana ordinária. Essa escolha foi feita com o objetivo de obter uma amostra representativa que pudesse servir de base para a análise e demonstração do consumo ao longo de um mês completo. Para a escolha da semana, foi levado em consideração o critério da ausência de extremos de consumo, dentro do possível.

Isto quer dizer que a seleção foi feita de forma a refletir de maneira coerente e realista o consumo médio destas indústrias.

### 3.2 LEVANTAMENTO DE DADOS

Para realização da análise de custos de energia em diferentes cenários, foram levantados os dados de consumo de energia elétrica horário dos clientes selecionados durante uma semana de trabalho, conforme mencionado na Seção 3.1. Para o levantamento, foi utilizado um medidor de grandezas elétricas da marca Wibeer, modelo Wibeer BOX TRI, esse pode ser visto na Figura 13.

Figura 13 – Wibeer BOX TRI.



Fonte: (WIBEEE, 2022).

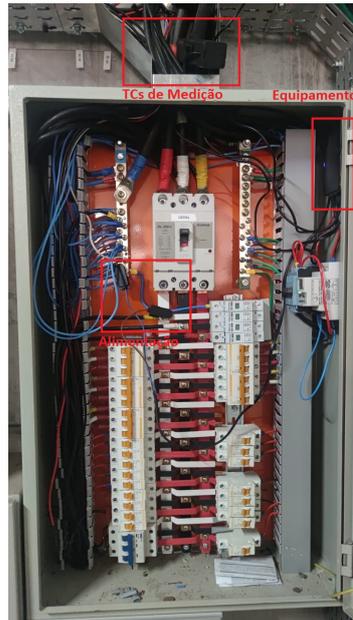
A medição dos dados foi realizada junto ao disjuntor de entrada do cliente, sendo esse o primeiro existente após a medição de energia da concessionária. Para a instalação do equipamento não é necessário nenhum desligamento ou intervenção no circuito elétrico, pois ele executa a leitura de corrente por meio de três transformadores de corrente (TCs) bipartidos, esses que entrelaçam os condutores. Já a medição de tensão se dá por meio de duas garras que possuem ímãs, as quais podem ser ligadas diretamente ao barramento ou no borne do disjuntor. A instalação do equipamento de medição de um dos consumidores pode ser vista na Figura 14.

Os dados coletados pelo equipamento de medição são enviados via Wi-Fi, em tempo real, para um servidor em nuvem e podem ser acessados remotamente. A fim de manter um método padrão na coleta dos dados, nas três empresas escolhidas, o equipamento de medição foi instalado em um domingo e retirado após sete dias completos de medição, o que reflete em uma segunda-feira.

As datas de instalação e retirada do equipamento de medição nas indústrias podem ser visto abaixo:

- Consumidor 01: do dia 22/01/2023 até o dia 30/01/2023;

Figura 14 – Foto da instalação.



Fonte: O autor (2023).

- Consumidor 02: do dia 12/02/2023 até o dia 20/02/2023;
- Consumidor 03: do dia 26/03/2023 até o dia 03/04/2023.

### 3.3 ANÁLISE DOS DADOS COLETADOS

Após as medições de grandezas de todos os clientes, os dados foram extraídos da plataforma online e inseridos em planilhas, gerando, assim, tabelas para cálculos e criação de gráficos. A amostra semanal dos dados de consumo foi replicada para obtenção de um mês completo. Foi escolhido como base um mês de 30 dias, que possui 720 horas.

Para resultar em um mês de 720 horas, a semana medida foi filtrada para que tivesse início na segunda-feira às 00h e terminasse no domingo às 23h, possuindo 168 horas. Essa semana completa foi replicada quatro vezes e adicionado mais um final de semana completo, sábado e domingo, com 48 horas, totalizando o somatório das 720 horas propostas.

Foram separados os montantes de consumo ponta, fora ponta e intermediário de cada consumidor, conforme a definição dos horários da tarifa branca da concessionária que atende as três indústrias, nesse caso, a Rio Grande Energia (RGE). Com todos os dados de consumo filtrados, é possível uma comparação entre o custo da energia com a tarifa convencional e com a tarifa branca, e a posterior utilização destes para o dimensionamento e o cálculo do custo da energia elétrica.

### 3.4 DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS

O dimensionamento do sistema fotovoltaico foi realizado através do *software PVSyst*, que se utiliza dos cálculos descritos na Seção 2.4. Foi, então, dimensionado de duas maneiras: primeiramente, o sistema foi dimensionado de modo a gerar toda a energia que cada um dos clientes consome, e, em um segundo momento, o dimensionamento baseou-se no consumo em horário intermediário e ponta, a fim de carregar as baterias que irão cobrir a carga desse horário.

Foram buscados os dados do potencial solar da cidade de Caxias do Sul, utilizando a premissa que os painéis seriam instalados voltados para o norte geográfico e o ângulo de instalação seria igual a latitude, que neste caso é 29°. Ao posicionar os painéis voltados para o norte, eles recebem a maior exposição solar ao longo do dia, enquanto o ângulo igual à latitude maximiza o aproveitamento da radiação solar.

Foi escolhido um módulo fotovoltaico monocristalino *half-cell* de 550W da marca JA Solar para todos os dimensionamentos. Esse modelo foi escolhido, pois conta com uma eficiência de 21,3%, 12 anos de garantia do produto e 25 anos de garantia linear de eficiência mínima de 84,8%. O Anexo B apresenta os dados do *datasheet* do equipamento. Para o cálculo da energia produzida, foi incluído um *performance ratio* de 80%. Esse valor foi escolhido, uma vez que a potência gerada na prática não será igual a esperada, devido aos fatores de orientação, inclinação e temperatura não serem os mais adequados e o acúmulo de sujeira nos painéis com o tempo.

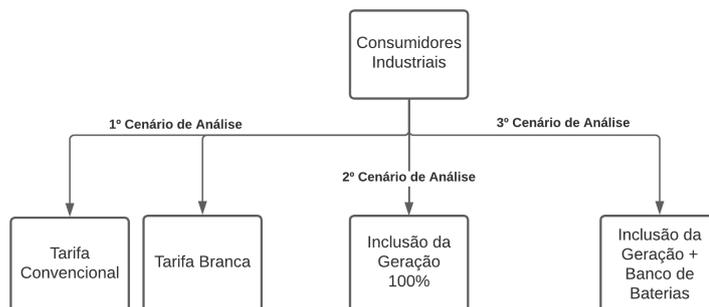
As baterias foram calculadas utilizando as equações descritas na Seção 2.4. O dimensionamento teve por base cobrir todo o consumo dos clientes nos horários em que a tarifa é mais cara.

### 3.5 CÁLCULO DO CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA

O objetivo desta etapa foi calcular o custo da energia elétrica, em R\$/kWh, em diferentes cenários, que podem ser vistos na Figura 15. Esses cenários consideram primeiramente a utilização das tarifas convencional e branca, em seguida, a inclusão de geração fotovoltaica para atendimento total do consumo e, por fim, geração fotovoltaica com a utilização de sistemas de armazenamento por baterias para aplicação em horários em que a tarifa branca é mais onerosa.

O primeiro cenário de análise visou o cálculo do custo mensal com energia elétrica, das três empresas, nas tarifas convencional e branca, a partir da resolução homologatória vigente da concessionária RGE, conforme ANEEL (2022b) e exposto na Figura 2. Para o cálculo, foram aplicadas as alíquotas de ICMS, PIS e COFINS, nos respectivos valores de 17%, 0,93% e 4,30%. O ICMS é um tributo fixo e definido pelo governo estadual, já o PIS e o COFINS são tributos federais e variam na fatura de energia mensalmente. Assim foi calculado o valor médio deles para a utilização, conforme a Tabela 2.

Figura 15 – Cenários de Análise



Fonte: O autor (2023).

Tabela 2 – Média PIS e COFINS

	Histórico PIS	Histórico COFINS
<b>jun/23</b>	0,94%	4,36%
<b>mai/23</b>	0,91%	4,15%
<b>abr/23</b>	0,81%	3,79%
<b>mar/23</b>	0,79%	3,68%
<b>fev/23</b>	0,75%	3,45%
<b>jan/23</b>	0,75%	3,42%
<b>dez/22</b>	0,82%	3,72%
<b>nov/22</b>	0,82%	3,80%
<b>out/22</b>	1,05%	4,82%
<b>set/22</b>	0,78%	3,67%
<b>ago/22</b>	1,10%	5,14%
<b>jul/22</b>	1,65%	7,60%
<b>Média</b>	<b>0,93%</b>	<b>4,30%</b>

Fonte: O autor (2023).

Para o efetivo cálculo dos impostos que incidem sobre a fatura de energia, a metodologia para o repasse do PIS e COFINS está especificada na Nota Técnica nº 115/2005-ANEEL (2005). Conforme equação abaixo:

$$\text{Valor com alíquotas do PIS/PASEP e COFINS} = \frac{\text{Tarifa homologada pela ANEEL}}{(1 - (\text{Alíquotas do PIS/PASEP} + \text{COFINS}))} \quad (3.1)$$

Deve ser considerado que o PIS e COFINS compõem o valor do ICMS. O ICMS foi calculado conforme prevê o artigo 33 do Convênio ICM66/88 (FAZENDA, 1988). O montante do ICMS integra sua própria base de cálculo, constituindo o destaque mera indicação para fins de controle. Para operacionalizar o cálculo conforme disposto no artigo nº 33 é adotada a fórmula a seguir:

$$\text{ICMS} = [\text{Valor da Energia fornecida (consumo)}] \times [1/(1 - \text{Alíquota})] - 1 \quad (3.2)$$

Portanto, no cálculo dos impostos que incidem sobre a energia, como no de qualquer produto, o valor do ICMS faz parte do valor da operação, que é a base de cálculo. Cabe ressaltar que cada distribuidora pode adotar seu próprio método de cálculo de impostos, desde que seja fundamentado em algum documento oficial.

Nas simulações de fatura foram utilizados os dados mensais apresentados na Tabela 7, Tabela 9 e Tabela 11. Além da análise aplicada ao panorama atual, foram efetuadas estimativas de tarifas com reajustes de acordo com a vida útil do projeto fotovoltaico. A Tabela 3 apresenta a média da previsão do IPCA a futuro, dos anos 2023 a 2026, conforme Brasil (2022b) para ilustrar o método utilizado na projeção para 25 anos.

Tabela 3 – Média IPCA

Ano	IPCA
2023	5,42%
2024	4,04%
2025	3,90%
2026	3,88%
<b>Média</b>	<b>4,31%</b>

Fonte: O autor (2023).

No segundo e terceiro cenários foi calculado o *Levelized Cost of Energy* (LCOE), durante 25 anos, para cada uma das empresas. O LCOE é a razão entre o custo total do sistema (investimento + custos operacionais) pelo total de energia produzida ao longo da vida útil do sistema, conforme equação 3.3. Nesses custos foram contabilizadas as perdas de eficiência dos equipamentos, conforme manuais do fabricante, e uma taxa de manutenção anual, além da utilização de valores praticados pelo mercado.

$$LCOE = \frac{\sum CustosTotais}{\sum EnergiaProduzida} \quad (3.3)$$

Para o segundo cenário, foram utilizados os inversores da marca *Solis*, cujo *datasheet* encontra-se no Anexo C. Foram adotados dois modelos, o S5-GC30K, que atende a primeira e terceira indústrias, e o modelo S5-GC40K, para atender a segunda indústria.

Para o terceiro cenário, foram escolhidos dois modelos de bateria distintos, sendo um de tecnologia íon-lítio e o outro chumbo-ácido, os respectivos *datasheets* podem ser vistos no Anexo D e no Anexo E. A partir dos dados dos fabricantes foi possível retirar algumas informações pertinentes, conforme a Tabela 4.

Nesse cenário, foram utilizados o inversores híbridos da marca *Deye*, já que comportam e gerenciam os bancos de bateria. No Anexo F pode ser visto o *datasheet* do inversor modelo SUN-3K-SG04LP1-EU, escolhido por estar, atualmente, disponível no mercado nacional. A partir da média de geração anual, foi realizado o cálculo de todas as gerações durante o período de 25 anos, levando em consideração a perda de eficiência dos módulos já citada.

Tabela 4 – Informações Relevantes Baterias

<b>Tecnologia</b>	<b>Chumbo-ácido</b>	<b>Lítio</b>
Capacidade (Ah)	200	30
Tensão Bateria (V)	12	24
Profundidade de Descarga	20%	85%
Vida Útil (ciclos)	1000	4000

Fonte: O autor (2023).

A partir dos dados da Tabela 4, foi calculada a quantidade de baterias para cada empresa, utilizando as equações presentes na Seção 2.4. Foi definida uma autonomia para o banco de dois dias, a fim de garantir o suprimento contínuo de energia, mesmo em condições climáticas adversas ou baixa geração solar.

Nesse cenário de análise, também foi incluso o custo de aquisição das baterias e de substituição. Para isso, foi necessário analisar a vida útil de cada modelo, conforme Tabela 5.

Tabela 5 – Vida Útil Baterias

<b>Vida Útil das Baterias</b>		
<b>Tecnologia</b>	<b>Chumbo-ácido</b>	<b>Lítio</b>
Ciclos (fabricante)	1000	4000
Ciclos por semana	2,5	2,5
Ciclos por ano	130	130
Durabilidade (anos)	7,69	30,77

Fonte: O autor (2023).

Os valores das baterias foram cotados com os fornecedores do sistema fotovoltaico. Para o cálculo do custo das baterias no ano de substituição, foi utilizado a média do IPCA a futuro para o reajuste do preço.

Para o cálculo dos LCOEs do segundo e terceiro cenários, inicialmente, foram considerados os custos de investimento em painéis solares, inversores, sistema de armazenamento, instalação, cabos, estruturas de suporte e demais componentes para a geração de energia fotovoltaica, além dos custos operacionais, os quais se referem a limpeza dos painéis solares, manutenção dos inversores e substituição de componentes. Além disso, foi necessária uma estimativa de produção de energia anual do sistema.

Por fim, os resultados serão apresentados em gráficos comparativos para facilitar a compreensão e visualização dos resultados. Após, serão discutidos e interpretados, proporcionando uma visão abrangente das vantagens e desvantagens de cada cenário.

## 4 RESULTADOS

O presente capítulo apresenta os resultados obtidos neste trabalho, de acordo com a metodologia descrita no Capítulo 3. Primeiramente, serão apresentados os dados da medição dos clientes industriais, bem como suas curvas de carga e similaridades. Após, serão demonstrados os cálculos para cada um dos cenários de análise propostos. Por fim, serão comparados os LCOEs calculados.

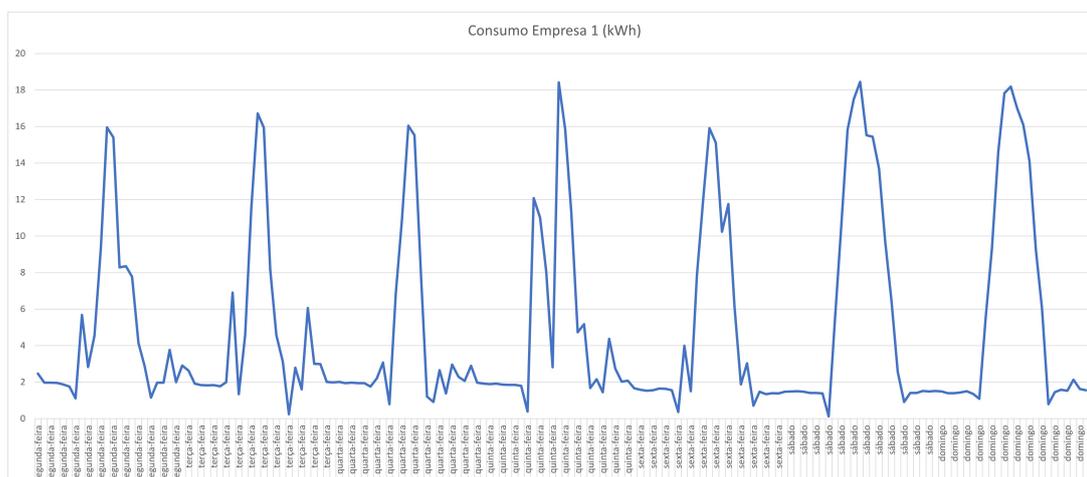
### 4.1 CURVAS DE CARGA

A partir das medições realizadas nas três empresas, conforme seção 3.1, seção 3.2 e seção 3.3, foram gerados gráficos de consumo semanal para cada uma delas. Os dados serão apresentados na sequência para melhor visualização.

#### 4.1.1 Consumo Empresa 1

De acordo com o Apêndice A, o qual apresenta os dados de medição do consumo semanal da Empresa 1, foi possível obter o gráfico da curva de consumo semanal do local. Esta pode ser vista na Figura 16.

Figura 16 – Consumo Semanal Medido Empresa 1.



Fonte: O autor (2023).

Observa-se que a curva de carga possui um comportamento bem regular durante os dias da semana, apenas na quinta-feira ocorreu um vale, pois, segundo a empresa, houve uma parada de máquina. Outro ponto importante é que a empresa opera normalmente nos finais de semana. Ainda a partir dos dados de consumo semanal, foi possível efetuar um compilado de valores pertinentes para as análises de cenários, que podem ser vistos na Tabela 6.

Tabela 6 – Compilado Resultados Semana Medida Empresa 1

	<b>Diário (kWh)</b>	<b>Fora de Ponta (kWh)</b>	<b>Intermediário (kWh)</b>	<b>Ponta (kWh)</b>
<b>Segunda-feira</b>	112,10	98,34	6,04	7,71
<b>Terça-feira</b>	107,30	88,85	6,40	12,05
<b>Quarta-feira</b>	95,23	81,66	6,31	7,26
<b>Quinta-feira</b>	119,14	104,32	5,69	9,14
<b>Sexta-feira</b>	107,12	97,79	5,13	4,21
<b>Sábado</b>	148,07	148,07	0,00	0,00
<b>Domingo</b>	148,27	148,27	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>837,25</b>	<b>767,31</b>	<b>29,57</b>	<b>40,36</b>

Fonte: O autor (2023).

Partindo da premissa mencionada na Seção 3.3 do Capítulo 3, foi possível chegar aos resultados expostos na Tabela 7.

Tabela 7 – Mês Calculado Empresa 1

	<b>Total (kWh)</b>	<b>Fora de Ponta (kWh)</b>	<b>Intermediário (kWh)</b>	<b>Ponta (kWh)</b>
<b>Mês Calculado</b>	3.645,32	3.365,58	118,28	161,46

Fonte: O autor (2023).

Com os dados obtidos, foi possível verificar que o consumo fora de ponta mensal representa 92,33% do consumo total mensal, o intermediário representa 3,24% e o ponta representa 4,43%.

#### 4.1.2 Consumo Empresa 2

A partir dos dados de consumo presentes no Apêndice B, referentes à Empresa 2, foi possível obter o gráfico da curva de consumo semanal do local, que pode ser visto na Figura 16.

A Empresa 2, assim como a primeira, também funciona normalmente nos finais de semana. Possui um comportamento regular de consumo durante os dias da semana, sendo possível notar que existe uma semelhança entre as curvas de terça-feira, sábado e domingo. Novamente, foram compilados os valores pertinentes para as análises dos próximos capítulos, e realizado o cálculo do consumo mensal, esses dados estão expostos na Tabela 8 e na Tabela 9.

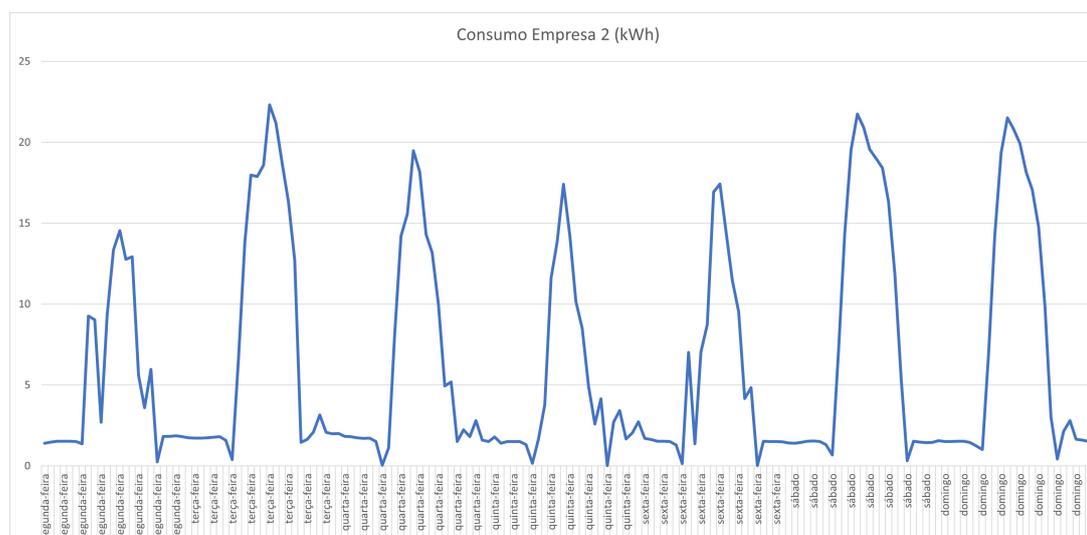
Com esses dados foi possível verificar que o consumo fora de ponta mensal representa 94,31% do consumo total mensal, o intermediário representa 2,92% e o ponta representa 2,76%.

#### 4.1.3 Consumo Empresa 3

Podem ser vistos no Apêndice C os dados de medição do consumo da Empresa 3. A partir deles foi obtida a curva de consumo semanal, a qual pode ser vista na Figura 16.

A curva de consumo semanal possui um comportamento um tanto quanto distinto em todos os dias da semana. Segundo a empresa, esse padrão é normal, pois não possuem demandas

Figura 17 – Consumo Semanal Medido Empresa 2



Fonte: O autor (2023).

Tabela 8 – Compilado Resultados Semana Medida Empresa 2

	<b>Diário (kWh)</b>	<b>Fora de Ponta (kWh)</b>	<b>Intermediário (kWh)</b>	<b>Ponta (kWh)</b>
<b>Segunda-feira</b>	118,82	105,25	8,03	5,53
<b>Terça-feira</b>	191,42	178,97	5,10	7,35
<b>Quarta-feira</b>	146,15	130,98	8,29	6,88
<b>Quinta-feira</b>	114,74	100,71	6,22	7,80
<b>Sexta-feira</b>	119,91	109,01	6,35	4,55
<b>Sábado</b>	191,60	191,60	0,00	0,00
<b>Domingo</b>	185,88	185,88	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>1.068,52</b>	<b>1.002,40</b>	<b>34,00</b>	<b>32,12</b>

Fonte: O autor (2023).

Tabela 9 – Mês Calculado Empresa 2

	<b>Total (kWh)</b>	<b>Fora de Ponta (kWh)</b>	<b>Intermediário (kWh)</b>	<b>Ponta (kWh)</b>
<b>Mês Calculado</b>	4.651,54	4.387,10	135,98	128,47

Fonte: O autor (2023).

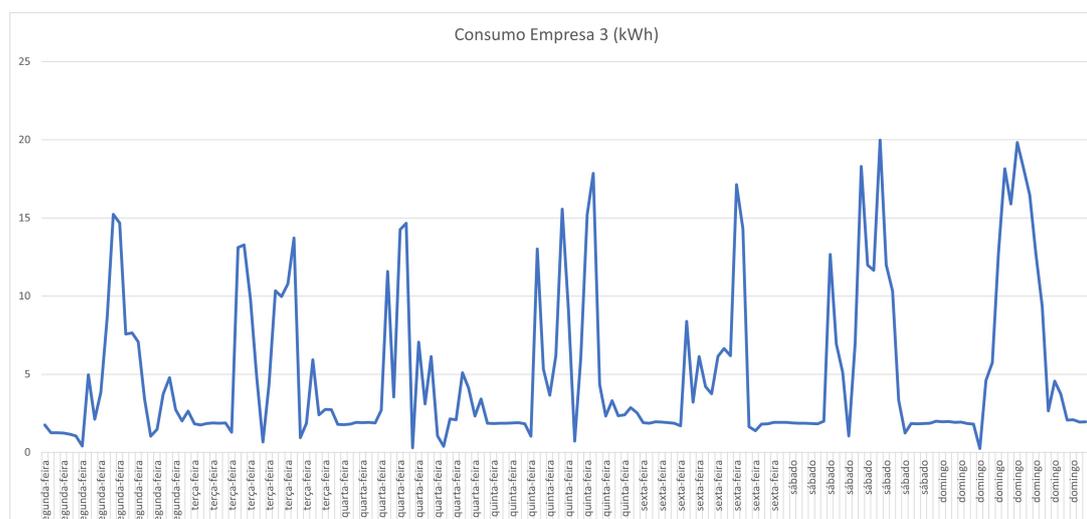
fixas de produtos. Assim como as demais, a Empresa 3 também atua nos finais de semana. Na Tabela 10 e na Tabela 11 está o agrupamento dos dados para serem utilizados posteriormente.

Com base nesses dados, foi possível verificar que o consumo fora de ponta mensal representa 91,45% do consumo total mensal, o intermediário representa 3,45% e o ponta representa 5,10%.

## 4.2 1º CENÁRIO DE ANÁLISE

Conforme descrito na Seção 3.5, foram simuladas as faturas para as três empresas com a utilização das tarifas convencional e branca. Os cálculos efetuados podem ser vistos na Ta-

Figura 18 – Consumo Semanal Medido Empresa 3



Fonte: O autor (2023).

Tabela 10 – Compilado Resultados Semana Medida Empresa 3

	<b>Diário (kWh)</b>	<b>Fora de Ponta (kWh)</b>	<b>Intermediário (kWh)</b>	<b>Ponta (kWh)</b>
<b>Segunda-feira</b>	101,65	85,89	4,52	11,24
<b>Terça-feira</b>	121,63	105,04	5,52	11,07
<b>Quarta-feira</b>	96,93	77,77	7,63	11,53
<b>Quinta-feira</b>	125,15	107,58	9,52	8,04
<b>Sexta-feira</b>	101,62	91,14	4,93	5,54
<b>Sábado</b>	142,24	142,24	0,00	0,00
<b>Domingo</b>	164,33	164,33	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>853,54</b>	<b>774,00</b>	<b>32,13</b>	<b>47,42</b>

Fonte: O autor (2023).

Tabela 11 – Mês Calculado Empresa 3

	<b>Total (kWh)</b>	<b>Fora de Ponta (kWh)</b>	<b>Intermediário (kWh)</b>	<b>Ponta (kWh)</b>
<b>Mês Calculado</b>	3.720,74	3.402,55	128,51	189,69

Fonte: O autor (2023).

bela 12, Tabela 13 e Tabela 14.

É possível verificar que para a empresa 1, a diferença entre a tarifa convencional e branca é de R\$ 367,30, o que representa 11,34% de economia mensal e um montante de economia anual estimado de R\$ 4.407,61. Para a empresa 2, o resultado é ainda maior, sendo a diferença entre os enquadramentos tarifários no valor de R\$ 557,87, representando 13,49% de economia mensal e uma economia anual estimada no valor de R\$ 6.694,49. A última empresa também obteve economia na tarifa branca, porém, foi a menor das três, resultando uma economia de R\$ 344,97 e 10,43% em comparação com a tarifa convencional, e um montante anual estimado de R\$ 4.139,63.

Além da simulação de faturas atuais, foram calculados valores médios de tarifa durante

Tabela 12 – Simulação Fatura Convencional X Branca Empresa 1

BT - Convencional									
Descrição	Qtd (kWh)	Sem Tributos	Valor da operação	Base Calc. ICMS	Base	ICMS	Base Calc. PIS/COFINS	PIS	COFINS
Energia Ativa Fornecida - TUSD	3.645,32	R\$ 1.594,97	R\$ 2.027,72	R\$ 2.027,72	R\$ 1.683,01	R\$ 344,71	R\$ 1.683,01	R\$ 15,67	R\$ 72,37
Energia Ativa Fornecida - TE	3.645,32	R\$ 953,69	R\$ 1.212,44	R\$ 1.212,44	R\$ 1.006,33	R\$ 206,12	R\$ 1.006,33	R\$ 9,37	R\$ 43,27
<b>Total Distribuidora</b>	-	<b>R\$ 2.548,66</b>	<b>R\$ 3.240,17</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>			<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>
			<b>R\$ 3.240,17</b>	R\$ 3.240,17	-	R\$ 550,83	R\$ 2.689,34	R\$ 25,03	R\$ 115,64

BT - Branca									
Descrição	Qtd (kWh)	Sem Tributos	Valor da operação	Base Calc. ICMS	Base	ICMS	Base Calc. PIS/COFINS	PIS	COFINS
Energia Ativa Fornecida Ponta - TUSD	161,46	R\$ 163,97	R\$ 208,46	R\$ 208,46	R\$ 173,02	R\$ 35,44	R\$ 173,02	R\$ 1,61	R\$ 7,44
Energia Ativa Fornecida Int. - TUSD	118,28	R\$ 79,10	R\$ 100,56	R\$ 100,56	R\$ 83,47	R\$ 17,10	R\$ 83,47	R\$ 0,78	R\$ 3,59
Energia Ativa Fornecida Fora Ponta - TUSD	3.365,58	R\$ 1.083,51	R\$ 1.377,49	R\$ 1.377,49	R\$ 1.143,32	R\$ 234,17	R\$ 1.143,32	R\$ 10,64	R\$ 49,16
Energia Ativa Fornecida Ponta - TE	161,46	R\$ 63,56	R\$ 80,80	R\$ 80,80	R\$ 67,06	R\$ 13,74	R\$ 67,06	R\$ 0,62	R\$ 2,88
Energia Ativa Fornecida Int. - TE	118,28	R\$ 29,52	R\$ 37,54	R\$ 37,54	R\$ 31,15	R\$ 6,38	R\$ 31,15	R\$ 0,29	R\$ 1,34
Energia Ativa Fornecida Fora Ponta - TE	3.365,58	R\$ 840,08	R\$ 1.068,01	R\$ 1.068,01	R\$ 886,45	R\$ 181,56	R\$ 886,45	R\$ 8,25	R\$ 38,12
<b>Total Distribuidora</b>	-	<b>R\$ 2.259,75</b>	<b>R\$ 2.872,87</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>			<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>
			<b>R\$ 2.872,87</b>	R\$ 2.872,87	-	R\$ 488,39	R\$ 2.384,48	R\$ 22,20	R\$ 102,53

Fonte: O autor (2023).

Tabela 13 – Simulação Fatura Convencional X Branca Empresa 2

BT - Convencional									
Descrição	Qtd (kWh)	Sem Tributos	Valor da operação	Base Calc. ICMS	Base	ICMS	Base Calc. PIS/COFINS	PIS	COFINS
Energia Ativa Fornecida - TUSD	4.651,54	R\$ 2.035,24	R\$ 2.587,44	R\$ 2.587,44	R\$ 2.147,57	R\$ 439,86	R\$ 2.147,57	R\$ 19,99	R\$ 92,35
Energia Ativa Fornecida - TE	4.651,54	R\$ 1.216,94	R\$ 1.547,12	R\$ 1.547,12	R\$ 1.284,11	R\$ 263,01	R\$ 1.284,11	R\$ 11,95	R\$ 55,22
<b>Total Distribuidora</b>	-	<b>R\$ 3.252,17</b>	<b>R\$ 4.134,55</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>			<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>
			<b>R\$ 4.134,55</b>	R\$ 4.134,55	-	R\$ 702,87	R\$ 3.431,68	R\$ 31,94	R\$ 147,56

BT - Branca									
Descrição	Qtd (kWh)	Sem Tributos	Valor da operação	Base Calc. ICMS	Base	ICMS	Base Calc. PIS/COFINS	PIS	COFINS
Energia Ativa Fornecida Ponta - TUSD	128,47	R\$ 130,47	R\$ 165,86	R\$ 165,86	R\$ 137,67	R\$ 28,20	R\$ 137,67	R\$ 1,28	R\$ 5,92
Energia Ativa Fornecida Int. - TUSD	135,98	R\$ 90,94	R\$ 115,61	R\$ 115,61	R\$ 95,96	R\$ 19,65	R\$ 95,96	R\$ 0,89	R\$ 4,13
Energia Ativa Fornecida Fora Ponta - TUSD	4.387,10	R\$ 1.412,38	R\$ 1.795,59	R\$ 1.795,59	R\$ 1.490,34	R\$ 305,25	R\$ 1.490,34	R\$ 13,87	R\$ 64,08
Energia Ativa Fornecida Ponta - TE	128,47	R\$ 50,57	R\$ 64,29	R\$ 64,29	R\$ 53,36	R\$ 10,93	R\$ 53,36	R\$ 0,50	R\$ 2,29
Energia Ativa Fornecida Int. - TE	135,98	R\$ 33,94	R\$ 43,15	R\$ 43,15	R\$ 35,82	R\$ 7,34	R\$ 35,82	R\$ 0,33	R\$ 1,54
Energia Ativa Fornecida Fora Ponta - TE	4.387,10	R\$ 1.095,06	R\$ 1.392,18	R\$ 1.392,18	R\$ 1.155,51	R\$ 236,67	R\$ 1.155,51	R\$ 10,76	R\$ 49,69
<b>Total Distribuidora</b>	-	<b>R\$ 2.813,36</b>	<b>R\$ 3.576,68</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>			<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>
			<b>R\$ 3.576,68</b>	R\$ 3.576,68	-	R\$ 608,04	R\$ 2.968,64	R\$ 27,63	R\$ 127,65

Fonte: O autor (2023).

Tabela 14 – Simulação Fatura Convencional X Branca Empresa 3

BT - Convencional									
Descrição	Qtd (kWh)	Sem Tributos	Valor da operação	Base Calc. ICMS	Base	ICMS	Base Calc. PIS/COFINS	PIS	COFINS
Energia Ativa Fornecida - TUSD	3.720,74	R\$ 1.627,97	R\$ 2.069,67	R\$ 2.069,67	R\$ 1.717,83	R\$ 351,84	R\$ 1.717,83	R\$ 15,99	R\$ 73,87
Energia Ativa Fornecida Ponta - TE	3.720,74	R\$ 973,42	R\$ 1.237,53	R\$ 1.237,53	R\$ 1.027,15	R\$ 210,38	R\$ 1.027,15	R\$ 9,56	R\$ 44,17
<b>Total Distribuidora</b>	-	<b>R\$ 2.601,39</b>	<b>R\$ 3.307,20</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>			<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>
			<b>R\$ 3.307,20</b>	R\$ 3.307,20	-	R\$ 562,22	R\$ 2.744,98	R\$ 25,55	R\$ 118,03

BT - Branca									
Descrição	Qtd (kWh)	Sem Tributos	Valor da operação	Base Calc. ICMS	Base	ICMS	Base Calc. PIS/COFINS	PIS	COFINS
Energia Ativa Fornecida Ponta - TUSD	189,69	R\$ 192,64	R\$ 244,90	R\$ 244,90	R\$ 203,27	R\$ 41,63	R\$ 203,27	R\$ 1,89	R\$ 8,74
Energia Ativa Fornecida Intermediário - TUSD	128,51	R\$ 85,94	R\$ 109,26	R\$ 109,26	R\$ 90,68	R\$ 18,57	R\$ 90,68	R\$ 0,84	R\$ 3,90
Energia Ativa Fornecida Fora Ponta - TUSD	3.402,55	R\$ 1.095,42	R\$ 1.392,62	R\$ 1.392,62	R\$ 1.155,88	R\$ 236,75	R\$ 1.155,88	R\$ 10,76	R\$ 49,70
Energia Ativa Fornecida Ponta - TE	189,69	R\$ 74,67	R\$ 94,92	R\$ 94,92	R\$ 78,79	R\$ 16,14	R\$ 78,79	R\$ 0,73	R\$ 3,39
Energia Ativa Fornecida Intermediário - TE	128,51	R\$ 32,08	R\$ 40,78	R\$ 40,78	R\$ 33,85	R\$ 6,93	R\$ 33,85	R\$ 0,32	R\$ 1,46
Energia Ativa Fornecida Fora Ponta - TE	3.402,55	R\$ 849,31	R\$ 1.079,74	R\$ 1.079,74	R\$ 896,19	R\$ 183,56	R\$ 896,19	R\$ 8,34	R\$ 38,54
<b>Total Distribuidora</b>	-	<b>R\$ 2.330,04</b>	<b>R\$ 2.962,23</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>			<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>
			<b>R\$ 2.962,23</b>	R\$ 2.962,23	-	R\$ 503,58	R\$ 2.458,65	R\$ 22,89	R\$ 105,72

Fonte: O autor (2023).

25 anos que podem ser vistos no Apêndice D. É possível avaliar que, em relação a tarifa convencional, o posto tarifário fora ponta da tarifa branca é 11,54% mais barato, contudo, os postos tarifários intermediário e ponta são, respectivamente, 19,82% e 64,20% mais caros.

### 4.3 2º CENÁRIO DE ANÁLISE

O segundo cenário de análise objetivou incluir a GD nas indústrias, gerando 100% do seus consumos. Primeiramente, foram dimensionados os sistemas necessários, após demonstrados os custos e, por fim, o cálculo do custo da energia.

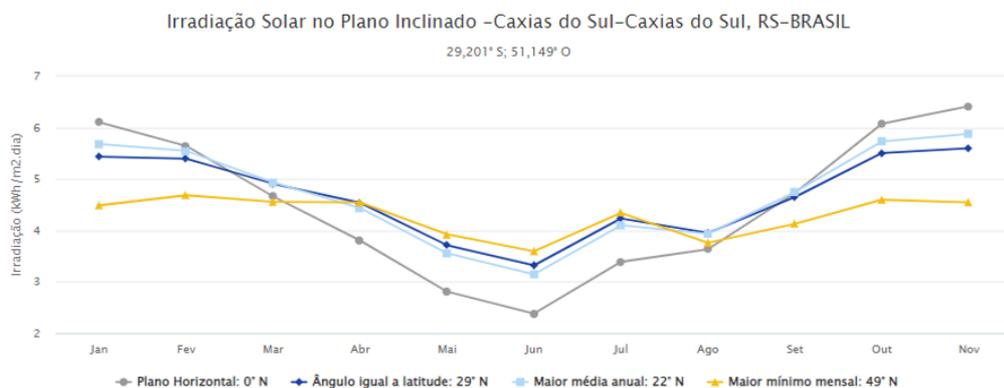
#### 4.3.1 Dimensionamento dos Sistemas

Através dos dados divulgados por CRESB/CEPEL (2018), foi encontrada a irradiação solar diária média mensal no valor de 4,58 kWh/m<sup>2</sup>.dia. Esses dados podem ser observados na Figura 19.

Figura 19 – Potencial Solar Caxias do Sul

Estação: Caxias do Sul  
Município: Caxias do Sul, RS - BRASIL  
Latitude: 29,201° S  
Longitude: 51,149° O  
Distância do ponto de ref. (29,173004° S; 51,181306° O): 4,4 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,10	5,64	4,66	3,80	2,81	2,38	2,69	3,39	3,64	4,73	6,08	6,42	4,36	4,03
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	29° N	5,43	5,40	4,91	4,54	3,71	3,32	3,69	4,23	3,95	4,65	5,51	5,60	4,58	2,28
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	22° N	5,68	5,55	4,93	4,44	3,55	3,15	3,51	4,10	3,94	4,74	5,73	5,88	4,60	2,73
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	49° N	4,49	4,68	4,56	4,55	3,92	3,60	3,97	4,34	3,76	4,13	4,60	4,55	4,26	1,09



Fonte: Adaptado de (CRESB/CEPEL, 2018).

A Tabela 15 apresenta os dados de dimensionamento para cada uma das empresas. O consumo utilizado foi o do mês calculado, conforme Tabela 7, Tabela 9 e Tabela 11. Outro ponto importante, é que o número de painéis a serem utilizados foi arredondado a fim de obter um projeto com uniformidade em suas *strings*.

Após o cálculo da quantidade de painéis necessários, foram dimensionados os inversores para cada uma das empresas, com a finalidade de atender o consumo total. Os resultados podem ser vistos na Tabela 16. A partir da média de geração gerada anual, foi efetuado o cálculo de

Tabela 15 – Cálculos Painéis Fotovoltaicos

<b>Dados Gerais</b>		<b>Empresa 1</b>	<b>Empresa 2</b>	<b>Empresa 3</b>
Consumo médio mensal da UC (kWh/mês):		3.645,32	4.651,54	3.720,74
Irradiação solar no plano inclinado (kWh/(m <sup>2</sup> .dia)):		4,58		
Performance Ratio:		80%		
Consumo médio anual da UC (kWh/mês):		43.743,84	55.818,48	44.648,88
<b>Dados dos Módulos</b>				
Tipo de célula:		Si - Monocristalino		
Dimensões do módulo (C) (m):		2,278		
Dimensões do módulo (L) (m):		1,134		
Área ocupada/módulo (m <sup>2</sup> ):		2,58		
Potência de Saída/ módulo (P <sub>máx</sub> ) (Wp):		550		
Tensão em circuito aberto (Voc) (V):		49,90		
Potência / Área (Wp/m <sup>2</sup> ):		212,91		
Eficiência do módulo (rendimento):		21,3%		
Energia produzida / módulo (E <sub>p</sub> ) (kWh/mês):		60,46		
Nº de painéis (N <sub>p</sub> ) p/ suprir 100% do consumo (unid.):		60,30	76,94	61,54
Quantidade de módulos escolhida (unid.):		62	78	62

Fonte: O autor (2023).

todas as gerações durante o período de 25 anos, levando em consideração a perda de eficiência dos módulos já citada. Os resultados podem ser vistos no Apêndice E.

Tabela 16 – Cálculos Inversores

<b>Determinação dos Inversores</b>			
	<b>Empresa 1</b>	<b>Empresa 2</b>	<b>Empresa 3</b>
Máx DC Voltage (MDCV) (VCC):	1100		
Potência do inversor (nº painéis calculados) (Wp):	33550	42350	34100
Inversor Escolhido	30K	40K	30K
Nº de strings	4	4	4
Nº de painéis por string	2X16 + 2X15	2X20 + 2X19	2X16 + 2X15
Tensão máxima no barramento CC (< MDCV):	798,40	998,00	798,40
<b>Resultados</b>			
Média mensal de Energia Gerada (kWh/mês):	3.645,32	4.651,54	3.720,74
Média da energia gerada anual (kWh/ano):	43.743,84	55.818,48	44.648,88
Capacidade do Gerador FV (nº de painéis escolhido) (kWp):	34,10	42,90	34,10

Fonte: O autor (2023).

A Tabela 17 apresenta os custos associados levantados com empresas integradoras e instaladoras da região, sendo os custos de investimento referentes as placas fotovoltaicas, inversor, estruturas de fixação, instalação de todos os componentes, cabos, conectores, proteções e o projeto elétrico. Os custos de operação e manutenção preveem uma manutenção periódica anual, incluindo verificação dos componentes, reaperto de estruturas (caso necessário), limpeza dos módulos e uma substituição de inversor na metade do período.

Por fim, utilizando a Equação 3.3, foram calculados os LCOEs desse cenário. Pode ser avaliado que o valor do kWh, em comparação a tarifa convencional e branca é menor, e também

Tabela 17 – Custos - Segundo Cenário

<b>Custos</b>			
	<b>Empresa 1</b>	<b>Empresa 2</b>	<b>Empresa 3</b>
Investimento do Sistema Fotovoltaico:	R\$ 153.450,00	R\$ 193.050,00	R\$ 153.450,00
Operação e Manutenção (25 anos)	R\$ 45.000,00	R\$ 47.000,00	R\$ 45.000,00
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 198.450,00</b>	<b>R\$ 240.050,00</b>	<b>R\$ 198.450,00</b>

Fonte: O autor (2023).

que a variação média entre os valores encontrados nas três empresas é de 3,47%. A Tabela 18 apresenta esses valores.

Tabela 18 – LCOEs - Geração 100%

	<b>Empresa 1</b>	<b>Empresa 2</b>	<b>Empresa 3</b>
Custos de Aquisição, Instalação e Operação	R\$ 198.450,00	R\$ 240.050,00	R\$ 198.450,00
Energia Produzida (25 anos) (kWh)	1.027.030,95	1.310.522,95	1.048.279,75
<b>LCOE - Geração 100% (R\$/kWh)</b>	<b>0,1932</b>	<b>0,1832</b>	<b>0,1893</b>

Fonte: O autor (2023).

#### 4.4 3º CENÁRIO DE ANÁLISE

O terceiro cenário de análise buscou incluir bancos de bateria, juntamente com a GD, para gerar e fornecer a energia às indústrias nos postos tarifários mais caros da tarifa branca, sendo eles o intermediário e o ponta. A seguir, serão dimensionados os bancos de bateria, com a tecnologia chumbo ácido e lítio, e a geração a fim de carregá-los, após, serão apresentados os custos e, por último, serão calculados os LCOEs.

##### 4.4.1 Dimensionamento dos Sistemas

Com base no consumo nos horários ponta e intermediário, presentes na Tabela 7, Tabela 9 e Tabela 11, foram dimensionadas as baterias e o sistema fotovoltaico a fim de suprir a demanda energética nesses horários. Essa premissa foi utilizada, pois o custo do kWh da geração é menor em relação a tarifa branca desses horários, o resumo desses consumos estão expostos na Tabela 19 e o dimensionamento das baterias está descrito na Tabela 20.

Tabela 19 – Consumos Intermediário + Ponta

	<b>Empresa 1</b>	<b>Empresa 2</b>	<b>Empresa 3</b>
Consumo Mensal Intermediário + Ponta (kWh)	279,74	264,45	318,20
Dias por mês	20		
Consumo médio diário (kWh)	13,99	13,22	15,91

Fonte: O autor (2023).

Tabela 20 – Dimensionamento Baterias

Tecnologia	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3
	Chumbo-ácido			Lítio		
Consumo mensal ponta + intermediário (kWh)	279,73	264,45	318,2	279,73	264,45	318,2
Consumo diário ponta + intermediário (kWh)	13,987	13,223	15,910	13,987	13,223	15,910
Dias de autonomia	2	2	2	2	2	2
Horas por dia	6	6	6	6	6	6
Consumo por hora (kWh)	4,662	4,408	5,303	4,662	4,408	5,303
Tensão do Banco de Baterias (V)	48	48	48	48	48	48
Quantidade de Baterias em Série	4	4	4	2	2	2
Capacidade do Banco (Ah)	485,64	459,11	552,43	114,27	108,03	129,98
Quantidade de Baterias em Paralelo	2,43	2,30	2,76	3,81	3,60	4,33
Quantidade de Baterias Total	12	12	12	8	8	10

Fonte: O autor (2023).

Nesse contexto, foram calculados os painéis necessários para atender esse cenário de análise, utilizando-se do mesmo módulo e do mesmo método de cálculo aplicados anteriormente. A Tabela 21 apresenta um descritivo desse dimensionamento.

Tabela 21 – Cálculos Painéis Fotovoltaicos - Ponta + Intermediário

Dados Gerais	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3
Consumo médio mensal Ponta + Intermediário (kWh/mês):	279,74	264,45	318,20
Irradiação solar no plano inclinado (kWh/(m <sup>2</sup> .dia)):	4,58		
Performance Ratio:	80%		
Consumo médio anual Ponta + Intermediário (kWh/mês):	3.356,88	3.173,40	3.818,40
Dados dos Módulos			
Tipo de célula:	Si - Monocristalino		
Dimensões do módulo (C) (m):	2,278		
Dimensões do módulo (L) (m):	1,134		
Área ocupada/módulo (m <sup>2</sup> ):	2,58		
Potência de Saída/ módulo (P <sub>máx</sub> ) (Wp):	550		
Tensão em circuito aberto (V <sub>oc</sub> ) (V):	49,90		
Potência / Área (Wp/m <sup>2</sup> ):	212,91		
Eficiência do módulo (rendimento):	21,3%		
Energia produzida / módulo (E <sub>p</sub> ) (kWh/mês):	60,46		
Nº de painéis (N <sub>p</sub> ) p/ suprir 100% do consumo (unid.):	4,60	4,40	5,30
Quantidade de módulos escolhida (unid.):	5	5	6

Fonte: O autor (2023).

Após o novo cálculo da quantidade de painéis necessários, foram dimensionados os inversores para cada uma das empresas, com o intuito de atender o consumo nos horários intermediário e ponta. Os resultados podem ser vistos na Tabela 22. No Apêndice F estão disponíveis os cálculos de geração para os 25 anos de vida útil do sistema fotovoltaico, considerando suas perdas de eficiência.

A Tabela 23 apresenta os custos associados que foram levantados com empresas integradoras e instaladoras da região, sendo os custos de investimento referentes as placas fotovoltaicas, inversor, estruturas de fixação, instalação de todos os componentes, cabos, conectores,

Tabela 22 – Cálculos Inversores Híbridos

<b>Determinação dos Inversores</b>			
	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3
Máx DC Voltage (MDCV) (VCC):	370		
Potência do inversor (Wp):	2750	2750	3300
Inversor Escolhido	3K		
Nº de strings	1		
Nº de painéis por string	5	5	6
Tensão máxima no barramento CC (<MDCV):	249,50	264,45	318,20
<b>Resultados</b>			
Média mensal de Energia Gerada (MWh/mês):	279,74	664,45	3,72074
Média da energia gerada anual (kWh/ano):	3.356,88	3.173,40	3.818,40
Capacidade do Gerador FV (nº de painéis escolhido) (kWp):	2,75	2,75	3,30

Fonte: O autor (2023).

proteções e o projeto elétrico. Os custos de operação e manutenção preveem uma manutenção periódica anual, incluindo verificação dos componentes, reaperto de estruturas (caso necessário), limpeza dos módulos e uma substituição de inversor na metade da vida útil do projeto.

Tabela 23 – Custos - Terceiro Cenário

<b>Custos</b>			
	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3
Investimento do Sistema Fotovoltaico:	R\$ 17.875,00	R\$ 17.875,00	R\$ 19.875,00
O&M (25 anos)	R\$ 8.950,00	R\$ 8.950,00	R\$ 9.950,00
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 26.825,00</b>	<b>R\$ 26.825,00</b>	<b>R\$ 29.825,00</b>

Fonte: O autor (2023).

Os dados apresentados permitem avaliar que as baterias de chumbo-ácido terão de ser substituídas três vezes, enquanto que a de lítio não haverá necessidade. A partir dessa análise, é possível obter os custos totais com armazenamento, descritos na Tabela 24.

Tabela 24 – Vida Útil Baterias

Tecnologia	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3
	Chumbo-ácido			Lítio		
Custo Unitário	R\$ 1.769,00	R\$ 1.769,00	R\$ 1.769,00	R\$ 4.299,00	R\$ 4.299,00	R\$ 4.299,00
Investimento Inicial	R\$ 21.228,00	R\$ 21.228,00	R\$ 21.228,00	R\$ 34.392,00	R\$ 34.392,00	R\$ 42.990,00
Substituição em 7,7 anos	R\$ 29.377,77	R\$ 29.377,77	R\$ 29.377,77	-	-	-
Substituição em 15,4 anos	R\$ 40.656,37	R\$ 40.656,37	R\$ 40.656,37	-	-	-
Substituição em 23,1 anos	R\$ 56.265,01	R\$ 56.265,01	R\$ 56.265,01	-	-	-
Custo Total (25 anos)	R\$ 147.527,16	R\$ 147.527,16	R\$ 147.527,16	R\$ 34.392,00	R\$ 34.392,00	R\$ 42.990,00

Fonte: O autor (2023).

Por último, utilizando a Equação 3.3 foram calculados os LCOEs desse cenário.

Constata-se que o valor do kWh, no cálculo que utiliza baterias de lítio, é 63% menor comparado as de chumbo ácido. A Tabela 25 apresenta esses valores. Verifica-se que o custo

da energia ficou elevado nesse cenário em relação ao anterior, devido ao custo de aquisição das baterias.

Tabela 25 – LCOEs - GD + Banco de Baterias

Tecnologia	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3
	Chumbo-ácido			Lítio		
CAPEX+OPEX - GD	R\$ 26.825,00	R\$ 26.825,00	R\$ 29.825,00	R\$ 26.825,00	R\$ 26.825,00	R\$ 29.825,00
Custos Armazenamento	R\$ 147.527,16	R\$ 147.527,16	R\$ 147.527,16	R\$ 34.392,00	R\$ 34.392,00	R\$ 42.990,00
Energia Produzida 25 anos (kWh)	78.813,83	74.506,03	89.649,54	78.813,83	74.506,03	89.649,54
<b>LCOE (R\$/kWh)</b>	<b>2,2122</b>	<b>2,3401</b>	<b>1,9783</b>	<b>0,7767</b>	<b>0,8216</b>	<b>0,8122</b>

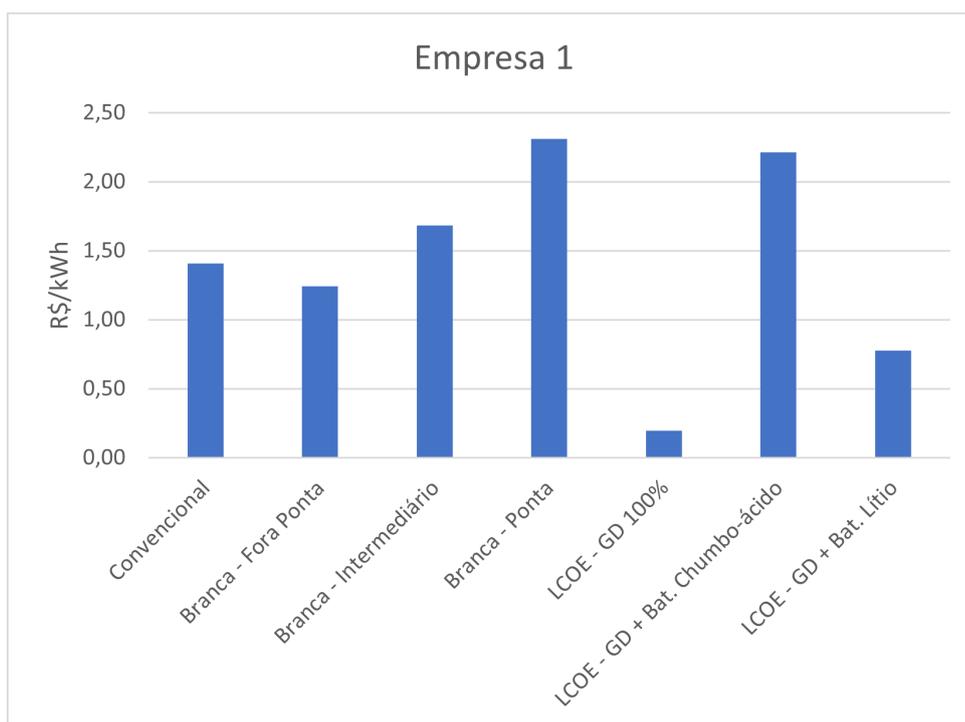
Fonte: O autor (2023).

## 4.5 COMPARATIVO ENTRE CENÁRIOS

A partir de todos os dados calculados, serão apresentados, na sequência, os resultados para cada cenário analisado, a fim de realizar um comparativo entre os custos com energia elétrica para os clientes industriais do Grupo B. A análise comparativa permitirá identificar o cenário mais favorável em termos de custos com energia elétrica.

No primeiro cenário, Seção 4.2, foi possível verificar a análise entre as duas tarifas, convencional e branca para as três empresas medidas. Os custos no horário intermediário e ponta da tarifa branca são mais elevados, mas, como os perfis de consumo medidos estão concentrados no horário fora de ponta, foi verificado que a tarifa branca é a mais atrativa para as três empresas medidas.

Figura 20 – Comparativo Custos Empresa 1.

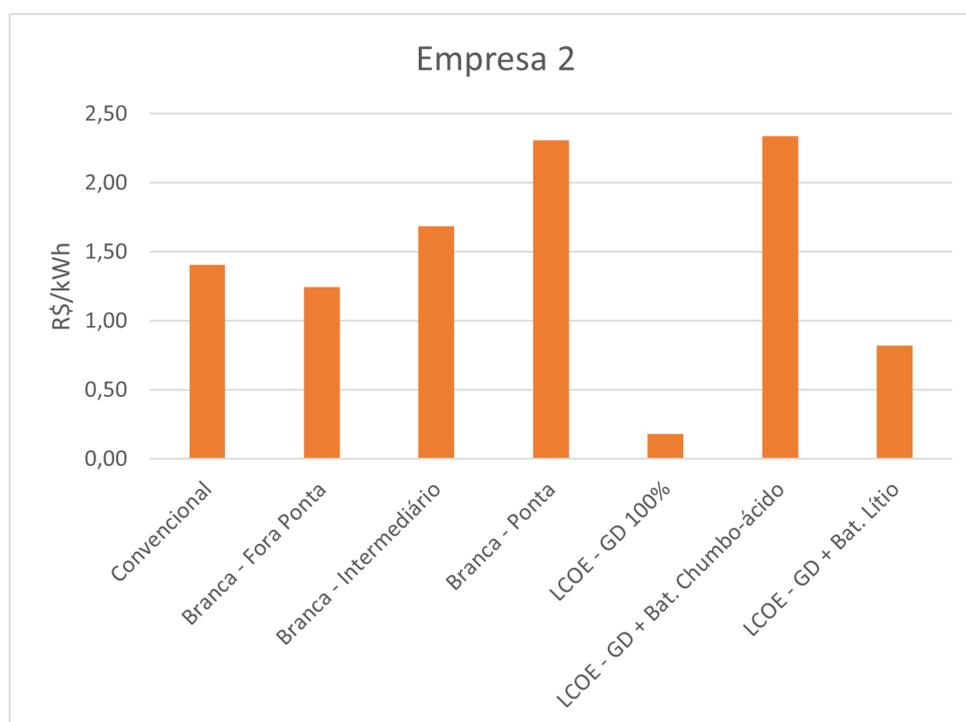


Fonte: O autor (2023).

A Figura 20, relacionada à primeira empresa, indica que o custo do kWh, com a GD 100%, é bastante reduzido, sendo de apenas R\$ 0,1932 /kWh. Esse cenário demonstra uma significativa economia em relação aos demais. Quando comparado à tarifa convencional, é 86,26% menor, já quando comparado à tarifa branca fora ponta, é 84,47% menor.

O LCOE - GD + Bateria Lítio oferece o segundo menor custo do kWh, com o valor de R\$ 0,7767 /kWh. Quando comparado à tarifa branca nos períodos intermediário e ponta, as quais foi dimensionado a suprir, representa uma economia de 37,55% e 53,90%, respectivamente.

Figura 21 – Comparativo Custos Empresa 2.



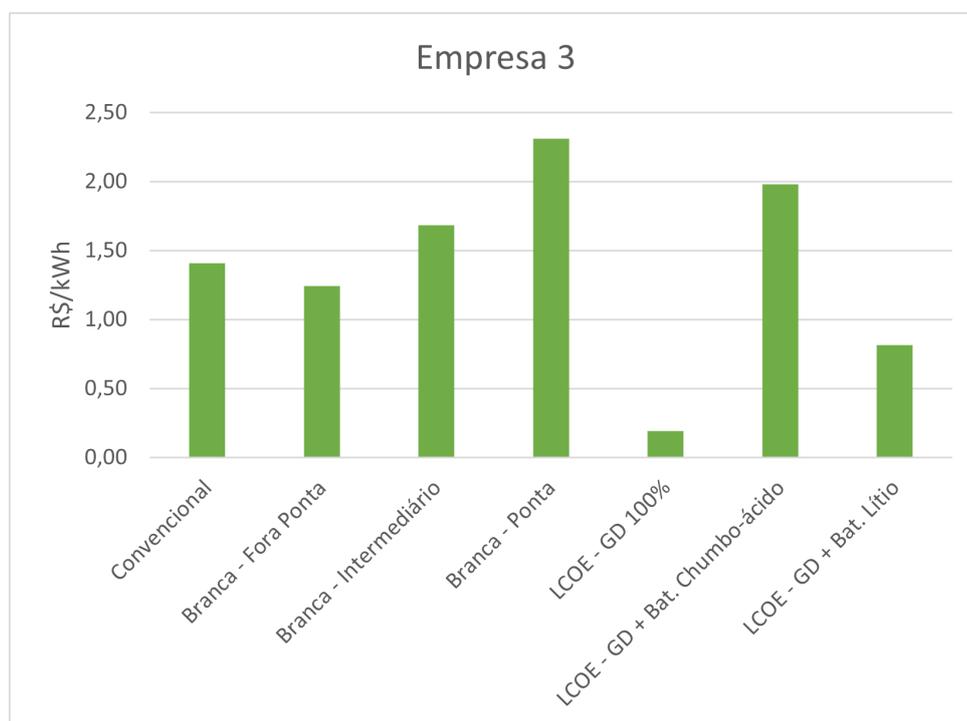
Fonte: O autor (2023).

A Figura 21, relacionada a segunda empresa, também mostra que o custo do kWh, com a GD 100%, é bastante reduzido, sendo de apenas R\$ 0,1832 /kWh. Quando comparado à tarifa convencional, é 86,97% menor, já quando comparado à tarifa branca fora ponta, é 85,27% menor.

O LCOE - GD + Bateria Lítio, novamente, oferece o segundo menor custo do kWh, com o valor de R\$ 0,8216 /kWh. Quando comparado à tarifa branca nos períodos intermediário e ponta, as quais foi dimensionado a suprir, representa uma economia de 33,94% e 51,23%, respectivamente.

Outro ponto relevante é que, para essa empresa, o LCOE - GD + Bateria Chumbo-ácido representa o maior custo dentre todos. Isso se deve ao fato desta possuir um maior consumo nos horários intermediário e ponta e serem necessárias mais baterias para o armazenamento da energia.

Figura 22 – Comparativo Custos Empresa 3.



Fonte: O autor (2023).

Por fim, a Figura 22, relacionada a terceira empresa, mostra que o custo do kWh, com a GD 100%, é o menor dentre todos, sendo R\$ 0,1893 /kWh. Esse cenário evidencia uma significativa economia em relação aos demais. Quando comparado à tarifa convencional, é 86,54% menor, já quando comparado à tarifa branca fora ponta, é 84,78% menor.

Novamente o LCOE - GD + Bateria Lítio oferece o segundo menor custo do kWh, com o valor de R\$ 0,8122 /kWh. Quando comparado à tarifa branca nos períodos intermediário e ponta, as quais foi dimensionado a suprir, representa uma economia de 34,70% e 51,79%, respectivamente.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS

O presente trabalho teve como objetivo realizar uma análise comparativa dos custos com energia elétrica para clientes industriais do Grupo B, considerando diferentes cenários e estratégias, como a utilização da tarifa branca em conjunto com geração distribuída e banco de baterias. Ao longo da pesquisa, foram coletados dados de consumo de três consumidores industriais, sendo que os sistemas fotovoltaicos e bancos de baterias foram dimensionados de acordo com as suas necessidades específicas. Foram calculados os custos da energia em cinco cenários distintos: tarifa convencional, tarifa branca período fora de ponta, tarifa branca período intermediário, tarifa branca período ponta, LCOE - GD 100%, LCOE - GD + Bateria Chumbo-ácido e LCOE - GD + Bateria Lítio.

Com base nas análises realizadas, pode-se concluir que o LCOE referente ao cenário que utiliza energia gerada a partir de um sistema fotovoltaico e armazenada em baterias de lítio, apresentou um resultado menor quando comparado à tarifas branca dos períodos intermediário e ponta. Por outro lado, no cenário em que foi proposta a utilização de baterias de chumbo-ácido, a tarifa branca do período ponta teve destaque por representar um menor valor em relação ao LCOE calculado.

Diante dos resultados obtidos, é fundamental ressaltar que a escolha do cenário mais adequado depende das características específicas de cada empresa, como perfil de consumo, demanda energética e disponibilidade de recursos financeiros. Portanto, é essencial que cada empresa avalie cuidadosamente os benefícios e as limitações de cada cenário antes de tomar uma decisão. A análise comparativa dos custos de energia elétrica nos diferentes cenários proporciona informações valiosas para a tomada de decisão estratégica das empresas industriais do Grupo B, auxiliando-as na busca por um menor custo com energia elétrica.

Para trabalhos futuros que sejam relacionados a esse estudo, sugere-se o cálculo da viabilidade econômica dos cenários a fim de estimar qual lucro será obtido, em quanto tempo esse retorno será obtido e qual a rentabilidade do investimento. Além disso, recomenda-se a análise de mais cenários, como, por exemplo, geração de energia e armazenamento somente para o horário ponta e fora de ponta, ou, ainda, cenários híbridos e a utilização de outros grupos de consumidores, como residenciais ou comerciais.

## REFERÊNCIAS

- ANEEL. Nota técnica nº 115/2005–sff/sre/aneel. 2005. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/naap2005014.pdf>>. Acesso em: 08 jul. 2023.
- \_\_\_\_\_. Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. **Brasília**, 2012. *Open access*.
- \_\_\_\_\_. Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. **Brasília**, 2015. *Open access*.
- \_\_\_\_\_. Tarifa branca. 2020. *Open access*. Disponível em: <<https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/tarifa-branca>>. Acesso em: 23 out. 2022.
- \_\_\_\_\_. Relatório mercado cativo - samp. 2021. Disponível em: <<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/cativo>>. Acesso em: 08 out. 2022.
- \_\_\_\_\_. Resolução normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. **Brasília**, 2021. *Open access*.
- \_\_\_\_\_. Geração distribuída. 2022. *Open access*. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>>. Acesso em: 23 out. 2022.
- \_\_\_\_\_. Resolução homologatória nº 3.045, de 21 de junho de 2022. 2022. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20223045ti.pdf>>. Acesso em: 16 out. 2022.
- BALFOUR, J.; SHAW, M.; NASH, N. B. Introdução ao projeto de sistemas fotovoltaicos. **Rio de Janeiro: LTC**, 2016.
- BRASIL. Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2014. **Diário Oficial da União**, julho 2014. *Open access*. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM)>.
- \_\_\_\_\_. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. **Diário Oficial da União**, 2022. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>>. Acesso em: 16 out. 2022.
- BRASIL, B. C. do. Focus - relatório de mercado. 2022. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus/09062023>>. Acesso em: 09 jun. 2023.
- CASTRO, N. de; DANTAS, G. Experiências internacionais em geração distribuída: motivações, impactos e ajustes. **Rio de Janeiro: Publít Soluções Editoriais**, p. 1–442, 2018.
- CRESB/CEPEL. Potencial solar - sundata v 3.0. 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>>. Acesso em: 03 jun. 2023.
- EPE. Painel de dados de micro e minigeração distribuída. 2022. *Open access*. Disponível em: <<http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/pdgd/>>. Acesso em: 16 out. 2022.
- FAZENDA, M. da. Convênio icm 66/88. 1988. Disponível em: <[https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/1988/CV066\\_88#wrapper](https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/1988/CV066_88#wrapper)>. Acesso em: 08 jul. 2023.
- FEDERAL, S. Constituição. **Brasília (DF)**, 1988.

FINOTTI, A. S.; ALMEIDA, M. P.; ZILLES, R. Simulação do uso de baterias adotando a tarifa branca para microgeração fotovoltaica de classe residencial. In: **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018**. [S.l.: s.n.], 2018.

GOMES, A. M. F. *et al.* Análise da viabilidade econômica para um sistema de armazenamento de energia sob a ótica tarifária em uma unidade prosumidora residencial. In: **Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS**. [S.l.: s.n.], 2022. p. 1–10.

MELO, L. S. de *et al.* Dimensionamento de um sistema fotovoltaico para alimentar um sistema de produção de hidrogênio eletrolítico. In: **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018**. [S.l.: s.n.], 2018.

NETO, M. R. B.; CARVALHO, P. C. M. D. **Geração de energia elétrica: fundamentos**. [S.l.]: Saraiva Educação SA, 2012.

ONS. O sistema interligado nacional. 2022. *Open access*. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 08 out. 2022.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. *et al.* Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. **Rio de Janeiro**, v. 1, p. 47–499, 2014.

RGE. Faq - tarifa branca. 2018. Disponível em: <<https://www2.rge-rs.com.br/faq-tarifa-branca>>. Acesso em: 16 out. 2022.

RODRIGUES, A.; RAMPINELLI, G. A. Simulação e análise de sistema fotovoltaico conectado à rede com bateria integrada ao inversor no âmbito da tarifa branca. **Revista Mundi Engenharia, Tecnologia e Gestão (ISSN: 2525-4782)**, v. 5, n. 5, 2020.

SILVA, N. N. d. R. d. *et al.* Análise de migração de consumidores residenciais para a tarifa branca em sistemas de distribuição de energia elétrica. Universidade Estadual do Oeste do Paraná, 2018.

SOUZA, L. F. d. Os impactos da geração distribuída no custo operacional das concessionárias de distribuição. Universidade Estadual Paulista (Unesp), 2022.

SOUZA, R. D. Os sistemas de energia solar fotovoltaica. **Livro Digital de Introdução aos Sistemas Solares. Ribeirão Preto: Blue Sol Energia Solar**, 2015.

VIAN, Â. *et al.* **Armazenamento de Energia: Fundamentos Tecnologia e Aplicações**. [S.l.]: Editora Blucher, 2021.

\_\_\_\_\_. **Energia Solar: Fundamentos Tecnologia e Aplicações**. [S.l.]: Editora Blucher, 2021.

WIBEEE. Wibeex box. 2022. *Open access*. Disponível em: <<https://wibeee.com/en/product/box-tri-100a/#tab-description>>. Acesso em: 13 nov. 2022.

ZILLES, R. *et al.* **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. [S.l.]: Oficina de textos, 2016.

## APÊNDICE A – CONSUMO SEMANAL EMPRESA 1

Data	Hora	Tipo	Dia da Semana	Consumo (kWh)
23/01/2023	00:00:00	fora ponta	segunda-feira	2,464
23/01/2023	01:00:00	fora ponta	segunda-feira	1,965
23/01/2023	02:00:00	fora ponta	segunda-feira	1,969
23/01/2023	03:00:00	fora ponta	segunda-feira	1,953
23/01/2023	04:00:00	fora ponta	segunda-feira	1,878
23/01/2023	05:00:00	fora ponta	segunda-feira	1,761
23/01/2023	06:00:00	fora ponta	segunda-feira	1,113
23/01/2023	07:00:00	fora ponta	segunda-feira	5,679
23/01/2023	08:00:00	fora ponta	segunda-feira	2,829
23/01/2023	09:00:00	fora ponta	segunda-feira	4,547
23/01/2023	10:00:00	fora ponta	segunda-feira	9,361
23/01/2023	11:00:00	fora ponta	segunda-feira	15,948
23/01/2023	12:00:00	fora ponta	segunda-feira	15,397
23/01/2023	13:00:00	fora ponta	segunda-feira	8,287
23/01/2023	14:00:00	fora ponta	segunda-feira	8,355
23/01/2023	15:00:00	fora ponta	segunda-feira	7,779
23/01/2023	16:00:00	fora ponta	segunda-feira	4,147
23/01/2023	17:00:00	intermediário	segunda-feira	2,884
23/01/2023	18:00:00	intermediário	segunda-feira	1,159
23/01/2023	19:00:00	ponta	segunda-feira	1,969
23/01/2023	20:00:00	ponta	segunda-feira	1,973
23/01/2023	21:00:00	ponta	segunda-feira	3,771
23/01/2023	22:00:00	intermediário	segunda-feira	2,002
23/01/2023	23:00:00	fora ponta	segunda-feira	2,914
24/01/2023	00:00:00	fora ponta	terça-feira	2,626
24/01/2023	01:00:00	fora ponta	terça-feira	1,915
24/01/2023	02:00:00	fora ponta	terça-feira	1,832
24/01/2023	03:00:00	fora ponta	terça-feira	1,823
24/01/2023	04:00:00	fora ponta	terça-feira	1,835
24/01/2023	05:00:00	fora ponta	terça-feira	1,77
24/01/2023	06:00:00	fora ponta	terça-feira	1,991
24/01/2023	07:00:00	fora ponta	terça-feira	6,909
24/01/2023	08:00:00	fora ponta	terça-feira	1,339

Data	Hora	Tipo	Dia da Semana	Consumo (kWh)
24/01/2023	09:00:00	fora ponta	terça-feira	4,566
24/01/2023	10:00:00	fora ponta	terça-feira	11,512
24/01/2023	11:00:00	fora ponta	terça-feira	16,71
24/01/2023	12:00:00	fora ponta	terça-feira	15,93
24/01/2023	13:00:00	fora ponta	terça-feira	8,169
24/01/2023	14:00:00	fora ponta	terça-feira	4,571
24/01/2023	15:00:00	fora ponta	terça-feira	3,133
24/01/2023	16:00:00	fora ponta	terça-feira	0,239
24/01/2023	17:00:00	intermediário	terça-feira	2,79
24/01/2023	18:00:00	intermediário	terça-feira	1,603
24/01/2023	19:00:00	ponta	terça-feira	6,055
24/01/2023	20:00:00	ponta	terça-feira	3
24/01/2023	21:00:00	ponta	terça-feira	2,994
24/01/2023	22:00:00	intermediário	terça-feira	2,01
24/01/2023	23:00:00	fora ponta	terça-feira	1,982
25/01/2023	00:00:00	fora ponta	quarta-feira	2,017
25/01/2023	01:00:00	fora ponta	quarta-feira	1,948
25/01/2023	02:00:00	fora ponta	quarta-feira	1,966
25/01/2023	03:00:00	fora ponta	quarta-feira	1,944
25/01/2023	04:00:00	fora ponta	quarta-feira	1,939
25/01/2023	05:00:00	fora ponta	quarta-feira	1,762
25/01/2023	06:00:00	fora ponta	quarta-feira	2,208
25/01/2023	07:00:00	fora ponta	quarta-feira	3,074
25/01/2023	08:00:00	fora ponta	quarta-feira	0,795
25/01/2023	09:00:00	fora ponta	quarta-feira	6,876
25/01/2023	10:00:00	fora ponta	quarta-feira	10,898
25/01/2023	11:00:00	fora ponta	quarta-feira	16,044
25/01/2023	12:00:00	fora ponta	quarta-feira	15,517
25/01/2023	13:00:00	fora ponta	quarta-feira	7,985
25/01/2023	14:00:00	fora ponta	quarta-feira	1,206
25/01/2023	15:00:00	fora ponta	quarta-feira	0,908
25/01/2023	16:00:00	fora ponta	quarta-feira	2,658
25/01/2023	17:00:00	intermediário	quarta-feira	1,382
25/01/2023	18:00:00	intermediário	quarta-feira	2,96
25/01/2023	19:00:00	ponta	quarta-feira	2,295
25/01/2023	20:00:00	ponta	quarta-feira	2,067
25/01/2023	21:00:00	ponta	quarta-feira	2,898

Data	Hora	Tipo	Dia da Semana	Consumo (kWh)
25/01/2023	22:00:00	intermediário	quarta-feira	1,965
25/01/2023	23:00:00	fora ponta	quarta-feira	1,92
26/01/2023	00:00:00	fora ponta	quinta-feira	1,897
26/01/2023	01:00:00	fora ponta	quinta-feira	1,92
26/01/2023	02:00:00	fora ponta	quinta-feira	1,863
26/01/2023	03:00:00	fora ponta	quinta-feira	1,857
26/01/2023	04:00:00	fora ponta	quinta-feira	1,846
26/01/2023	05:00:00	fora ponta	quinta-feira	1,792
26/01/2023	06:00:00	fora ponta	quinta-feira	0,386
26/01/2023	07:00:00	fora ponta	quinta-feira	12,071
26/01/2023	08:00:00	fora ponta	quinta-feira	10,998
26/01/2023	09:00:00	fora ponta	quinta-feira	8,059
26/01/2023	10:00:00	fora ponta	quinta-feira	2,818
26/01/2023	11:00:00	fora ponta	quinta-feira	18,42
26/01/2023	12:00:00	fora ponta	quinta-feira	15,86
26/01/2023	13:00:00	fora ponta	quinta-feira	11,287
26/01/2023	14:00:00	fora ponta	quinta-feira	4,737
26/01/2023	15:00:00	fora ponta	quinta-feira	5,175
26/01/2023	16:00:00	fora ponta	quinta-feira	1,673
26/01/2023	17:00:00	intermediário	quinta-feira	2,155
26/01/2023	18:00:00	intermediário	quinta-feira	1,449
26/01/2023	19:00:00	ponta	quinta-feira	4,375
26/01/2023	20:00:00	ponta	quinta-feira	2,733
26/01/2023	21:00:00	ponta	quinta-feira	2,03
26/01/2023	22:00:00	intermediário	quinta-feira	2,084
26/01/2023	23:00:00	fora ponta	quinta-feira	1,659
27/01/2023	00:00:00	fora ponta	sexta-feira	1,589
27/01/2023	01:00:00	fora ponta	sexta-feira	1,533
27/01/2023	02:00:00	fora ponta	sexta-feira	1,553
27/01/2023	03:00:00	fora ponta	sexta-feira	1,652
27/01/2023	04:00:00	fora ponta	sexta-feira	1,63
27/01/2023	05:00:00	fora ponta	sexta-feira	1,552
27/01/2023	06:00:00	fora ponta	sexta-feira	0,357
27/01/2023	07:00:00	fora ponta	sexta-feira	3,993
27/01/2023	08:00:00	fora ponta	sexta-feira	1,496
27/01/2023	09:00:00	fora ponta	sexta-feira	7,856
27/01/2023	10:00:00	fora ponta	sexta-feira	12,094

Data	Hora	Tipo	Dia da Semana	Consumo (kWh)
27/01/2023	11:00:00	fora ponta	sexta-feira	15,908
27/01/2023	12:00:00	fora ponta	sexta-feira	15,099
27/01/2023	13:00:00	fora ponta	sexta-feira	10,241
27/01/2023	14:00:00	fora ponta	sexta-feira	11,758
27/01/2023	15:00:00	fora ponta	sexta-feira	6,121
27/01/2023	16:00:00	fora ponta	sexta-feira	1,879
27/01/2023	17:00:00	intermediário	sexta-feira	3,034
27/01/2023	18:00:00	intermediário	sexta-feira	0,715
27/01/2023	19:00:00	ponta	sexta-feira	1,471
27/01/2023	20:00:00	ponta	sexta-feira	1,336
27/01/2023	21:00:00	ponta	sexta-feira	1,399
27/01/2023	22:00:00	intermediário	sexta-feira	1,38
27/01/2023	23:00:00	fora ponta	sexta-feira	1,476
28/01/2023	00:00:00	fora ponta	sábado	1,495
28/01/2023	01:00:00	fora ponta	sábado	1,502
28/01/2023	02:00:00	fora ponta	sábado	1,474
28/01/2023	03:00:00	fora ponta	sábado	1,41
28/01/2023	04:00:00	fora ponta	sábado	1,403
28/01/2023	05:00:00	fora ponta	sábado	1,377
28/01/2023	06:00:00	fora ponta	sábado	0,124
28/01/2023	07:00:00	fora ponta	sábado	5,506
28/01/2023	08:00:00	fora ponta	sábado	10,48
28/01/2023	09:00:00	fora ponta	sábado	15,83
28/01/2023	10:00:00	fora ponta	sábado	17,484
28/01/2023	11:00:00	fora ponta	sábado	18,441
28/01/2023	12:00:00	fora ponta	sábado	15,516
28/01/2023	13:00:00	fora ponta	sábado	15,444
28/01/2023	14:00:00	fora ponta	sábado	13,684
28/01/2023	15:00:00	fora ponta	sábado	9,7
28/01/2023	16:00:00	fora ponta	sábado	6,4
28/01/2023	17:00:00	intermediário	sábado	2,566
28/01/2023	18:00:00	intermediário	sábado	0,912
28/01/2023	19:00:00	ponta	sábado	1,402
28/01/2023	20:00:00	ponta	sábado	1,414
28/01/2023	21:00:00	ponta	sábado	1,514
28/01/2023	22:00:00	intermediário	sábado	1,488
28/01/2023	23:00:00	fora ponta	sábado	1,51

Data	Hora	Tipo	Dia da Semana	Consumo (kWh)
29/01/2023	00:00:00	fora ponta	domingo	1,494
29/01/2023	01:00:00	fora ponta	domingo	1,397
29/01/2023	02:00:00	fora ponta	domingo	1,399
29/01/2023	03:00:00	fora ponta	domingo	1,435
29/01/2023	04:00:00	fora ponta	domingo	1,505
29/01/2023	05:00:00	fora ponta	domingo	1,349
29/01/2023	06:00:00	fora ponta	domingo	1,088
29/01/2023	07:00:00	fora ponta	domingo	5,555
29/01/2023	08:00:00	fora ponta	domingo	9,27
29/01/2023	09:00:00	fora ponta	domingo	14,589
29/01/2023	10:00:00	fora ponta	domingo	17,831
29/01/2023	11:00:00	fora ponta	domingo	18,192
29/01/2023	12:00:00	fora ponta	domingo	17,029
29/01/2023	13:00:00	fora ponta	domingo	16,086
29/01/2023	14:00:00	fora ponta	domingo	14,098
29/01/2023	15:00:00	fora ponta	domingo	9,25
29/01/2023	16:00:00	fora ponta	domingo	6,035
29/01/2023	17:00:00	intermediário	domingo	0,798
29/01/2023	18:00:00	intermediário	domingo	1,446
29/01/2023	19:00:00	ponta	domingo	1,579
29/01/2023	20:00:00	ponta	domingo	1,525
29/01/2023	21:00:00	ponta	domingo	2,137
29/01/2023	22:00:00	intermediário	domingo	1,626
29/01/2023	23:00:00	fora ponta	domingo	1,555

## APÊNDICE B – CONSUMO SEMANAL EMPRESA 2

Data	Hora	Tipo	Dia da Semana	Consumo (kWh)
13/02/2023	00:00:00	fora ponta	segunda-feira	1,412
13/02/2023	01:00:00	fora ponta	segunda-feira	1,479
13/02/2023	02:00:00	fora ponta	segunda-feira	1,532
13/02/2023	03:00:00	fora ponta	segunda-feira	1,534
13/02/2023	04:00:00	fora ponta	segunda-feira	1,538
13/02/2023	05:00:00	fora ponta	segunda-feira	1,518
13/02/2023	06:00:00	fora ponta	segunda-feira	1,375
13/02/2023	07:00:00	fora ponta	segunda-feira	9,266
13/02/2023	08:00:00	fora ponta	segunda-feira	9,029
13/02/2023	09:00:00	fora ponta	segunda-feira	2,691
13/02/2023	10:00:00	fora ponta	segunda-feira	9,328
13/02/2023	11:00:00	fora ponta	segunda-feira	13,358
13/02/2023	12:00:00	fora ponta	segunda-feira	14,551
13/02/2023	13:00:00	fora ponta	segunda-feira	12,774
13/02/2023	14:00:00	fora ponta	segunda-feira	12,930
13/02/2023	15:00:00	fora ponta	segunda-feira	5,598
13/02/2023	16:00:00	fora ponta	segunda-feira	3,594
13/02/2023	17:00:00	intermediário	segunda-feira	5,967
13/02/2023	18:00:00	intermediário	segunda-feira	0,249
13/02/2023	19:00:00	ponta	segunda-feira	1,835
13/02/2023	20:00:00	ponta	segunda-feira	1,830
13/02/2023	21:00:00	ponta	segunda-feira	1,869
13/02/2023	22:00:00	intermediário	segunda-feira	1,817
13/02/2023	23:00:00	fora ponta	segunda-feira	1,749
14/02/2023	00:00:00	fora ponta	terça-feira	1,729
14/02/2023	01:00:00	fora ponta	terça-feira	1,732
14/02/2023	02:00:00	fora ponta	terça-feira	1,746
14/02/2023	03:00:00	fora ponta	terça-feira	1,769
14/02/2023	04:00:00	fora ponta	terça-feira	1,821
14/02/2023	05:00:00	fora ponta	terça-feira	1,590
14/02/2023	06:00:00	fora ponta	terça-feira	0,396
14/02/2023	07:00:00	fora ponta	terça-feira	6,646
14/02/2023	08:00:00	fora ponta	terça-feira	13,830

Data	Hora	Tipo	Dia da Semana	Consumo (kWh)
14/02/2023	09:00:00	fora ponta	terça-feira	17,984
14/02/2023	10:00:00	fora ponta	terça-feira	17,885
14/02/2023	11:00:00	fora ponta	terça-feira	18,591
14/02/2023	12:00:00	fora ponta	terça-feira	22,313
14/02/2023	13:00:00	fora ponta	terça-feira	21,186
14/02/2023	14:00:00	fora ponta	terça-feira	18,645
14/02/2023	15:00:00	fora ponta	terça-feira	16,374
14/02/2023	16:00:00	fora ponta	terça-feira	12,732
14/02/2023	17:00:00	intermediário	terça-feira	1,463
14/02/2023	18:00:00	intermediário	terça-feira	1,650
14/02/2023	19:00:00	ponta	terça-feira	2,101
14/02/2023	20:00:00	ponta	terça-feira	3,166
14/02/2023	21:00:00	ponta	terça-feira	2,083
14/02/2023	22:00:00	intermediário	terça-feira	1,984
14/02/2023	23:00:00	fora ponta	terça-feira	2,004
15/02/2023	00:00:00	fora ponta	quarta-feira	1,831
15/02/2023	01:00:00	fora ponta	quarta-feira	1,809
15/02/2023	02:00:00	fora ponta	quarta-feira	1,750
15/02/2023	03:00:00	fora ponta	quarta-feira	1,703
15/02/2023	04:00:00	fora ponta	quarta-feira	1,720
15/02/2023	05:00:00	fora ponta	quarta-feira	1,517
15/02/2023	06:00:00	fora ponta	quarta-feira	0,048
15/02/2023	07:00:00	fora ponta	quarta-feira	1,116
15/02/2023	08:00:00	fora ponta	quarta-feira	8,120
15/02/2023	09:00:00	fora ponta	quarta-feira	14,207
15/02/2023	10:00:00	fora ponta	quarta-feira	15,575
15/02/2023	11:00:00	fora ponta	quarta-feira	19,475
15/02/2023	12:00:00	fora ponta	quarta-feira	18,168
15/02/2023	13:00:00	fora ponta	quarta-feira	14,309
15/02/2023	14:00:00	fora ponta	quarta-feira	13,198
15/02/2023	15:00:00	fora ponta	quarta-feira	9,973
15/02/2023	16:00:00	fora ponta	quarta-feira	4,947
15/02/2023	17:00:00	intermediário	quarta-feira	5,190
15/02/2023	18:00:00	intermediário	quarta-feira	1,507
15/02/2023	19:00:00	ponta	quarta-feira	2,244
15/02/2023	20:00:00	ponta	quarta-feira	1,822
15/02/2023	21:00:00	ponta	quarta-feira	2,810

Data	Hora	Tipo	Dia da Semana	Consumo (kWh)
15/02/2023	22:00:00	intermediário	quarta-feira	1,596
15/02/2023	23:00:00	fora ponta	quarta-feira	1,513
16/02/2023	00:00:00	fora ponta	quinta-feira	1,794
16/02/2023	01:00:00	fora ponta	quinta-feira	1,412
16/02/2023	02:00:00	fora ponta	quinta-feira	1,507
16/02/2023	03:00:00	fora ponta	quinta-feira	1,517
16/02/2023	04:00:00	fora ponta	quinta-feira	1,514
16/02/2023	05:00:00	fora ponta	quinta-feira	1,318
16/02/2023	06:00:00	fora ponta	quinta-feira	0,161
16/02/2023	07:00:00	fora ponta	quinta-feira	1,652
16/02/2023	08:00:00	fora ponta	quinta-feira	3,779
16/02/2023	09:00:00	fora ponta	quinta-feira	11,626
16/02/2023	10:00:00	fora ponta	quinta-feira	13,848
16/02/2023	11:00:00	fora ponta	quinta-feira	17,408
16/02/2023	12:00:00	fora ponta	quinta-feira	14,242
16/02/2023	13:00:00	fora ponta	quinta-feira	10,174
16/02/2023	14:00:00	fora ponta	quinta-feira	8,503
16/02/2023	15:00:00	fora ponta	quinta-feira	4,930
16/02/2023	16:00:00	fora ponta	quinta-feira	2,590
16/02/2023	17:00:00	intermediário	quinta-feira	4,158
16/02/2023	18:00:00	intermediário	quinta-feira	0,018
16/02/2023	19:00:00	ponta	quinta-feira	2,707
16/02/2023	20:00:00	ponta	quinta-feira	3,433
16/02/2023	21:00:00	ponta	quinta-feira	1,664
16/02/2023	22:00:00	intermediário	quinta-feira	2,043
16/02/2023	23:00:00	fora ponta	quinta-feira	2,736
17/02/2023	00:00:00	fora ponta	sexta-feira	1,703
17/02/2023	01:00:00	fora ponta	sexta-feira	1,636
17/02/2023	02:00:00	fora ponta	sexta-feira	1,528
17/02/2023	03:00:00	fora ponta	sexta-feira	1,525
17/02/2023	04:00:00	fora ponta	sexta-feira	1,512
17/02/2023	05:00:00	fora ponta	sexta-feira	1,306
17/02/2023	06:00:00	fora ponta	sexta-feira	0,142
17/02/2023	07:00:00	fora ponta	sexta-feira	7,021
17/02/2023	08:00:00	fora ponta	sexta-feira	1,370
17/02/2023	09:00:00	fora ponta	sexta-feira	7,048
17/02/2023	10:00:00	fora ponta	sexta-feira	8,735

Data	Hora	Tipo	Dia da Semana	Consumo (kWh)
17/02/2023	11:00:00	fora ponta	sexta-feira	16,934
17/02/2023	12:00:00	fora ponta	sexta-feira	17,425
17/02/2023	13:00:00	fora ponta	sexta-feira	14,505
17/02/2023	14:00:00	fora ponta	sexta-feira	11,482
17/02/2023	15:00:00	fora ponta	sexta-feira	9,538
17/02/2023	16:00:00	fora ponta	sexta-feira	4,174
17/02/2023	17:00:00	intermediário	sexta-feira	4,838
17/02/2023	18:00:00	intermediário	sexta-feira	0,027
17/02/2023	19:00:00	ponta	sexta-feira	1,535
17/02/2023	20:00:00	ponta	sexta-feira	1,506
17/02/2023	21:00:00	ponta	sexta-feira	1,512
17/02/2023	22:00:00	intermediário	sexta-feira	1,488
17/02/2023	23:00:00	fora ponta	sexta-feira	1,422
18/02/2023	00:00:00	fora ponta	sábado	1,398
18/02/2023	01:00:00	fora ponta	sábado	1,464
18/02/2023	02:00:00	fora ponta	sábado	1,537
18/02/2023	03:00:00	fora ponta	sábado	1,541
18/02/2023	04:00:00	fora ponta	sábado	1,516
18/02/2023	05:00:00	fora ponta	sábado	1,310
18/02/2023	06:00:00	fora ponta	sábado	0,685
18/02/2023	07:00:00	fora ponta	sábado	7,224
18/02/2023	08:00:00	fora ponta	sábado	14,338
18/02/2023	09:00:00	fora ponta	sábado	19,527
18/02/2023	10:00:00	fora ponta	sábado	21,743
18/02/2023	11:00:00	fora ponta	sábado	20,916
18/02/2023	12:00:00	fora ponta	sábado	19,550
18/02/2023	13:00:00	fora ponta	sábado	19,009
18/02/2023	14:00:00	fora ponta	sábado	18,416
18/02/2023	15:00:00	fora ponta	sábado	16,349
18/02/2023	16:00:00	fora ponta	sábado	11,883
18/02/2023	17:00:00	intermediário	sábado	5,405
18/02/2023	18:00:00	intermediário	sábado	0,319
18/02/2023	19:00:00	ponta	sábado	1,521
18/02/2023	20:00:00	ponta	sábado	1,484
18/02/2023	21:00:00	ponta	sábado	1,441
18/02/2023	22:00:00	intermediário	sábado	1,468
18/02/2023	23:00:00	fora ponta	sábado	1,558

Data	Hora	Tipo	Dia da Semana	Consumo (kWh)
19/02/2023	00:00:00	fora ponta	domingo	1,515
19/02/2023	01:00:00	fora ponta	domingo	1,513
19/02/2023	02:00:00	fora ponta	domingo	1,534
19/02/2023	03:00:00	fora ponta	domingo	1,523
19/02/2023	04:00:00	fora ponta	domingo	1,461
19/02/2023	05:00:00	fora ponta	domingo	1,253
19/02/2023	06:00:00	fora ponta	domingo	1,008
19/02/2023	07:00:00	fora ponta	domingo	7,086
19/02/2023	08:00:00	fora ponta	domingo	14,251
19/02/2023	09:00:00	fora ponta	domingo	19,352
19/02/2023	10:00:00	fora ponta	domingo	21,514
19/02/2023	11:00:00	fora ponta	domingo	20,823
19/02/2023	12:00:00	fora ponta	domingo	19,938
19/02/2023	13:00:00	fora ponta	domingo	18,151
19/02/2023	14:00:00	fora ponta	domingo	17,080
19/02/2023	15:00:00	fora ponta	domingo	14,790
19/02/2023	16:00:00	fora ponta	domingo	9,898
19/02/2023	17:00:00	intermediário	domingo	3,023
19/02/2023	18:00:00	intermediário	domingo	0,427
19/02/2023	19:00:00	ponta	domingo	2,158
19/02/2023	20:00:00	ponta	domingo	2,800
19/02/2023	21:00:00	ponta	domingo	1,657
19/02/2023	22:00:00	intermediário	domingo	1,604
19/02/2023	23:00:00	fora ponta	domingo	1,519

## APÊNDICE C – CONSUMO SEMANAL EMPRESA 3

Data	Hora	Tipo	Dia da Semana	Consumo (kWh)
27/03/2023	00:00:00	fora ponta	segunda-feira	1,749
27/03/2023	01:00:00	fora ponta	segunda-feira	1,249
27/03/2023	02:00:00	fora ponta	segunda-feira	1,253
27/03/2023	03:00:00	fora ponta	segunda-feira	1,238
27/03/2023	04:00:00	fora ponta	segunda-feira	1,163
27/03/2023	05:00:00	fora ponta	segunda-feira	1,046
27/03/2023	06:00:00	fora ponta	segunda-feira	0,398
27/03/2023	07:00:00	fora ponta	segunda-feira	4,964
27/03/2023	08:00:00	fora ponta	segunda-feira	2,114
27/03/2023	09:00:00	fora ponta	segunda-feira	3,831
27/03/2023	10:00:00	fora ponta	segunda-feira	8,646
27/03/2023	11:00:00	fora ponta	segunda-feira	15,232
27/03/2023	12:00:00	fora ponta	segunda-feira	14,682
27/03/2023	13:00:00	fora ponta	segunda-feira	7,572
27/03/2023	14:00:00	fora ponta	segunda-feira	7,639
27/03/2023	15:00:00	fora ponta	segunda-feira	7,063
27/03/2023	16:00:00	fora ponta	segunda-feira	3,401
27/03/2023	17:00:00	intermediário	segunda-feira	1,036
27/03/2023	18:00:00	intermediário	segunda-feira	1,476
27/03/2023	19:00:00	ponta	segunda-feira	3,734
27/03/2023	20:00:00	ponta	segunda-feira	4,774
27/03/2023	21:00:00	ponta	segunda-feira	2,728
27/03/2023	22:00:00	intermediário	segunda-feira	2,008
27/03/2023	23:00:00	fora ponta	segunda-feira	2,647
28/03/2023	00:00:00	fora ponta	terça-feira	1,826
28/03/2023	01:00:00	fora ponta	terça-feira	1,753
28/03/2023	02:00:00	fora ponta	terça-feira	1,852
28/03/2023	03:00:00	fora ponta	terça-feira	1,873
28/03/2023	04:00:00	fora ponta	terça-feira	1,860
28/03/2023	05:00:00	fora ponta	terça-feira	1,883
28/03/2023	06:00:00	fora ponta	terça-feira	1,298
28/03/2023	07:00:00	fora ponta	terça-feira	13,106
28/03/2023	08:00:00	fora ponta	terça-feira	13,275

Data	Hora	Tipo	Dia da Semana	Consumo (kWh)
28/03/2023	09:00:00	fora ponta	terça-feira	9,807
28/03/2023	10:00:00	fora ponta	terça-feira	4,911
28/03/2023	11:00:00	fora ponta	terça-feira	0,660
28/03/2023	12:00:00	fora ponta	terça-feira	4,352
28/03/2023	13:00:00	fora ponta	terça-feira	10,336
28/03/2023	14:00:00	fora ponta	terça-feira	9,970
28/03/2023	15:00:00	fora ponta	terça-feira	10,773
28/03/2023	16:00:00	fora ponta	terça-feira	13,720
28/03/2023	17:00:00	intermediário	terça-feira	0,933
28/03/2023	18:00:00	intermediário	terça-feira	1,854
28/03/2023	19:00:00	ponta	terça-feira	5,926
28/03/2023	20:00:00	ponta	terça-feira	2,395
28/03/2023	21:00:00	ponta	terça-feira	2,752
28/03/2023	22:00:00	intermediário	terça-feira	2,729
28/03/2023	23:00:00	fora ponta	terça-feira	1,788
29/03/2023	00:00:00	fora ponta	quarta-feira	1,762
29/03/2023	01:00:00	fora ponta	quarta-feira	1,805
29/03/2023	02:00:00	fora ponta	quarta-feira	1,917
29/03/2023	03:00:00	fora ponta	quarta-feira	1,899
29/03/2023	04:00:00	fora ponta	quarta-feira	1,909
29/03/2023	05:00:00	fora ponta	quarta-feira	1,885
29/03/2023	06:00:00	fora ponta	quarta-feira	2,691
29/03/2023	07:00:00	fora ponta	quarta-feira	11,579
29/03/2023	08:00:00	fora ponta	quarta-feira	3,550
29/03/2023	09:00:00	fora ponta	quarta-feira	14,247
29/03/2023	10:00:00	fora ponta	quarta-feira	14,662
29/03/2023	11:00:00	fora ponta	quarta-feira	0,301
29/03/2023	12:00:00	fora ponta	quarta-feira	7,043
29/03/2023	13:00:00	fora ponta	quarta-feira	3,097
29/03/2023	14:00:00	fora ponta	quarta-feira	6,120
29/03/2023	15:00:00	fora ponta	quarta-feira	1,045
29/03/2023	16:00:00	fora ponta	quarta-feira	0,387
29/03/2023	17:00:00	intermediário	quarta-feira	2,145
29/03/2023	18:00:00	intermediário	quarta-feira	2,079
29/03/2023	19:00:00	ponta	quarta-feira	5,094
29/03/2023	20:00:00	ponta	quarta-feira	4,115
29/03/2023	21:00:00	ponta	quarta-feira	2,316

Data	Hora	Tipo	Dia da Semana	Consumo (kWh)
29/03/2023	22:00:00	intermediário	quarta-feira	3,410
29/03/2023	23:00:00	fora ponta	quarta-feira	1,872
30/03/2023	00:00:00	fora ponta	quinta-feira	1,844
30/03/2023	01:00:00	fora ponta	quinta-feira	1,870
30/03/2023	02:00:00	fora ponta	quinta-feira	1,869
30/03/2023	03:00:00	fora ponta	quinta-feira	1,882
30/03/2023	04:00:00	fora ponta	quinta-feira	1,899
30/03/2023	05:00:00	fora ponta	quinta-feira	1,830
30/03/2023	06:00:00	fora ponta	quinta-feira	1,035
30/03/2023	07:00:00	fora ponta	quinta-feira	13,007
30/03/2023	08:00:00	fora ponta	quinta-feira	5,340
30/03/2023	09:00:00	fora ponta	quinta-feira	3,663
30/03/2023	10:00:00	fora ponta	quinta-feira	6,178
30/03/2023	11:00:00	fora ponta	quinta-feira	15,558
30/03/2023	12:00:00	fora ponta	quinta-feira	9,249
30/03/2023	13:00:00	fora ponta	quinta-feira	0,715
30/03/2023	14:00:00	fora ponta	quinta-feira	6,059
30/03/2023	15:00:00	fora ponta	quinta-feira	15,208
30/03/2023	16:00:00	fora ponta	quinta-feira	17,857
30/03/2023	17:00:00	intermediário	quinta-feira	4,346
30/03/2023	18:00:00	intermediário	quinta-feira	2,315
30/03/2023	19:00:00	ponta	quinta-feira	3,301
30/03/2023	20:00:00	ponta	quinta-feira	2,348
30/03/2023	21:00:00	ponta	quinta-feira	2,394
30/03/2023	22:00:00	intermediário	quinta-feira	2,863
30/03/2023	23:00:00	fora ponta	quinta-feira	2,521
31/03/2023	00:00:00	fora ponta	sexta-feira	1,894
31/03/2023	01:00:00	fora ponta	sexta-feira	1,866
31/03/2023	02:00:00	fora ponta	sexta-feira	1,957
31/03/2023	03:00:00	fora ponta	sexta-feira	1,940
31/03/2023	04:00:00	fora ponta	sexta-feira	1,899
31/03/2023	05:00:00	fora ponta	sexta-feira	1,868
31/03/2023	06:00:00	fora ponta	sexta-feira	1,689
31/03/2023	07:00:00	fora ponta	sexta-feira	8,383
31/03/2023	08:00:00	fora ponta	sexta-feira	3,217
31/03/2023	09:00:00	fora ponta	sexta-feira	6,127
31/03/2023	10:00:00	fora ponta	sexta-feira	4,212

Data	Hora	Tipo	Dia da Semana	Consumo (kWh)
31/03/2023	11:00:00	fora ponta	sexta-feira	3,742
31/03/2023	12:00:00	fora ponta	sexta-feira	6,154
31/03/2023	13:00:00	fora ponta	sexta-feira	6,652
31/03/2023	14:00:00	fora ponta	sexta-feira	6,190
31/03/2023	15:00:00	fora ponta	sexta-feira	17,127
31/03/2023	16:00:00	fora ponta	sexta-feira	14,302
31/03/2023	17:00:00	intermediário	sexta-feira	1,638
31/03/2023	18:00:00	intermediário	sexta-feira	1,375
31/03/2023	19:00:00	ponta	sexta-feira	1,806
31/03/2023	20:00:00	ponta	sexta-feira	1,822
31/03/2023	21:00:00	ponta	sexta-feira	1,917
31/03/2023	22:00:00	intermediário	sexta-feira	1,918
31/03/2023	23:00:00	fora ponta	sexta-feira	1,923
01/04/2023	00:00:00	fora ponta	sábado	1,882
01/04/2023	01:00:00	fora ponta	sábado	1,863
01/04/2023	02:00:00	fora ponta	sábado	1,869
01/04/2023	03:00:00	fora ponta	sábado	1,850
01/04/2023	04:00:00	fora ponta	sábado	1,832
01/04/2023	05:00:00	fora ponta	sábado	1,999
01/04/2023	06:00:00	fora ponta	sábado	12,656
01/04/2023	07:00:00	fora ponta	sábado	6,936
01/04/2023	08:00:00	fora ponta	sábado	5,120
01/04/2023	09:00:00	fora ponta	sábado	1,060
01/04/2023	10:00:00	fora ponta	sábado	6,999
01/04/2023	11:00:00	fora ponta	sábado	18,296
01/04/2023	12:00:00	fora ponta	sábado	11,988
01/04/2023	13:00:00	fora ponta	sábado	11,652
01/04/2023	14:00:00	fora ponta	sábado	19,980
01/04/2023	15:00:00	fora ponta	sábado	11,996
01/04/2023	16:00:00	fora ponta	sábado	10,327
01/04/2023	17:00:00	intermediário	sábado	3,346
01/04/2023	18:00:00	intermediário	sábado	1,238
01/04/2023	19:00:00	ponta	sábado	1,840
01/04/2023	20:00:00	ponta	sábado	1,823
01/04/2023	21:00:00	ponta	sábado	1,847
01/04/2023	22:00:00	intermediário	sábado	1,856
01/04/2023	23:00:00	fora ponta	sábado	1,985

Data	Hora	Tipo	Dia da Semana	Consumo (kWh)
02/04/2023	00:00:00	fora ponta	domingo	1,954
02/04/2023	01:00:00	fora ponta	domingo	1,972
02/04/2023	02:00:00	fora ponta	domingo	1,926
02/04/2023	03:00:00	fora ponta	domingo	1,934
02/04/2023	04:00:00	fora ponta	domingo	1,852
02/04/2023	05:00:00	fora ponta	domingo	1,802
02/04/2023	06:00:00	fora ponta	domingo	0,236
02/04/2023	07:00:00	fora ponta	domingo	4,589
02/04/2023	08:00:00	fora ponta	domingo	5,748
02/04/2023	09:00:00	fora ponta	domingo	12,707
02/04/2023	10:00:00	fora ponta	domingo	18,144
02/04/2023	11:00:00	fora ponta	domingo	15,902
02/04/2023	12:00:00	fora ponta	domingo	19,833
02/04/2023	13:00:00	fora ponta	domingo	18,224
02/04/2023	14:00:00	fora ponta	domingo	16,467
02/04/2023	15:00:00	fora ponta	domingo	12,722
02/04/2023	16:00:00	fora ponta	domingo	9,347
02/04/2023	17:00:00	intermediário	domingo	2,655
02/04/2023	18:00:00	intermediário	domingo	4,553
02/04/2023	19:00:00	ponta	domingo	3,724
02/04/2023	20:00:00	ponta	domingo	2,067
02/04/2023	21:00:00	ponta	domingo	2,086
02/04/2023	22:00:00	intermediário	domingo	1,937
02/04/2023	23:00:00	fora ponta	domingo	1,948

**APÊNDICE D – PROJEÇÃO DAS TARIFAS AO LONGO DA VIDA  
UTIL DO PROJETO**

<b>Tarifas TUSD+TE (com PIS e COFINS)</b>	<b>Convencional (R\$/kWh)</b>	<b>Branca - Fora Ponta (R\$/kWh)</b>	<b>Branca - Intermediário (R\$/kWh)</b>	<b>Branca - Ponta (R\$/kWh)</b>
1	0,8889	0,7266	1,1676	1,7915
2	0,9320	0,7697	1,2107	1,8346
3	0,9751	0,8128	1,2538	1,8777
4	1,0182	0,8559	1,2969	1,9208
5	1,0613	0,8990	1,3400	1,9639
6	1,1044	0,9421	1,3831	2,0070
7	1,1475	0,9852	1,4262	2,0501
8	1,1906	1,0283	1,4693	2,0932
9	1,2337	1,0714	1,5124	2,1363
10	1,2768	1,1145	1,5555	2,1794
11	1,3199	1,1576	1,5986	2,2225
12	1,3630	1,2007	1,6417	2,2656
13	1,4061	1,2438	1,6848	2,3087
14	1,4492	1,2869	1,7279	2,3518
15	1,4923	1,3300	1,7710	2,3949
16	1,5354	1,3731	1,8141	2,4380
17	1,5785	1,4162	1,8572	2,4811
18	1,6216	1,4593	1,9003	2,5242
19	1,6647	1,5024	1,9434	2,5673
20	1,7078	1,5455	1,9865	2,6104
21	1,7509	1,5886	2,0296	2,6535
22	1,7940	1,6317	2,0727	2,6966
23	1,8371	1,6748	2,1158	2,7397
24	1,8802	1,7179	2,1589	2,7828
25	1,9233	1,7610	2,2020	2,8259
<b>Média</b>	<b>1,4061</b>	<b>1,2438</b>	<b>1,6848</b>	<b>2,3087</b>

**APÊNDICE E – GERAÇÃO DE ENERGIA EM CADA ANO DO  
PROJETO - CENÁRIO 2**

	<b>Empresa 1</b>	<b>Empresa 2</b>	<b>Empresa 3</b>
<b>Ano</b>	<b>Geração (kWh)</b>	<b>Geração (kWh)</b>	<b>Geração (kWh)</b>
1	43.743,84	55.818,48	44.648,88
2	43.512,87	55.523,76	44.413,13
3	43.283,12	55.230,59	44.178,63
4	43.054,59	54.938,98	43.945,37
5	42.827,26	54.648,90	43.713,34
6	42.601,13	54.360,35	43.482,53
7	42.376,20	54.073,33	43.252,94
8	42.152,45	53.787,82	43.024,57
9	41.929,89	53.503,82	42.797,40
10	41.708,50	53.221,32	42.571,43
11	41.488,28	52.940,31	42.346,65
12	41.269,22	52.660,79	42.123,06
13	41.051,32	52.382,74	41.900,65
14	40.834,57	52.106,16	41.679,42
15	40.618,96	51.831,04	41.459,35
16	40.404,49	51.557,37	41.240,44
17	40.191,16	51.285,15	41.022,69
18	39.978,95	51.014,36	40.806,09
19	39.767,86	50.745,01	40.590,64
20	39.557,88	50.477,07	40.376,32
21	39.349,02	50.210,55	40.163,13
22	39.141,26	49.945,44	39.951,07
23	38.934,59	49.681,73	39.740,13
24	38.729,02	49.419,41	39.530,30
25	38.524,53	49.158,48	39.321,58
<b>TOTAL</b>	<b>1.027.030,95</b>	<b>1.310.522,95</b>	<b>1.048.279,75</b>

**APÊNDICE F – GERAÇÃO DE ENERGIA EM CADA ANO DO  
PROJETO - CENÁRIO 3**

	<b>Empresa 1</b>	<b>Empresa 2</b>	<b>Empresa 3</b>
<b>Ano</b>	<b>Geração (kWh)</b>	<b>Geração (kWh)</b>	<b>Geração (kWh)</b>
1	3.356,88	3.173,40	3.818,40
2	3.339,16	3.156,64	3.798,24
3	3.321,52	3.139,98	3.778,18
4	3.303,99	3.123,40	3.758,24
5	3.286,54	3.106,91	3.738,39
6	3.269,19	3.090,50	3.718,65
7	3.251,93	3.074,18	3.699,02
8	3.234,76	3.057,95	3.679,49
9	3.217,68	3.041,81	3.660,06
10	3.200,69	3.025,75	3.640,74
11	3.183,79	3.009,77	3.621,51
12	3.166,98	2.993,88	3.602,39
13	3.150,26	2.978,07	3.583,37
14	3.133,62	2.962,35	3.564,45
15	3.117,08	2.946,71	3.545,63
16	3.100,62	2.931,15	3.526,91
17	3.084,25	2.915,67	3.508,29
18	3.067,96	2.900,28	3.489,76
19	3.051,77	2.884,96	3.471,34
20	3.035,65	2.869,73	3.453,01
21	3.019,62	2.854,58	3.434,78
22	3.003,68	2.839,51	3.416,64
23	2.987,82	2.824,51	3.398,60
24	2.972,04	2.809,60	3.380,66
25	2.956,35	2.794,76	3.362,81
<b>TOTAL</b>	<b>78.813,83</b>	<b>74.506,03</b>	<b>89.649,54</b>

## ANEXO A – SIMULAÇÃO DAS FATURAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Figura 23 – Simulação das Faturas de Energia Elétrica

Mês	Tipo de faturamento	Posto Tarifário	Consumo [kWh]	Valor [R\$]	Valor [R\$]
07/2021	Fatura com Tarifa Convencional com FV e com BESS	Consumo < 150 kWh	150	R\$ 86,40	R\$ 810,00
		Consumo >= 150 kWh	1070	R\$ 723,60	
	Fatura com Tarifa Branca sem FV e sem BESS	Ponta	163	R\$ 150,71	R\$ 812,56
		Intermediária	57	R\$ 34,25	
		Fora Ponta	1374	R\$ 627,60	
	Fatura com Tarifa Branca com FV e sem BESS	Ponta	163	R\$ 150,71	R\$ 645,38
		Intermediária	57	R\$ 34,25	
		Fora Ponta	1008	R\$ 460,42	
	Fatura com Tarifa Branca com FV e com BESS	Ponta	112	R\$ 103,69	R\$ 615,43
		Intermediária	39	R\$ 23,47	
		Fora Ponta	1069	R\$ 488,28	
	08/2021	Fatura com Tarifa Convencional com FV e com BESS	Consumo < 150 kWh	150	R\$ 86,62
Consumo >= 150 kWh			977	R\$ 662,65	
Fatura com Tarifa Branca sem FV e sem BESS		Ponta	169	R\$ 156,33	R\$ 804,29
		Intermediária	76	R\$ 45,60	
		Fora Ponta	1319	R\$ 602,36	
Fatura com Tarifa Branca com FV e sem BESS		Ponta	169	R\$ 156,33	R\$ 605,55
		Intermediária	76	R\$ 45,60	
		Fora Ponta	884	R\$ 403,62	
Fatura com Tarifa Branca com FV e com BESS		Ponta	112	R\$ 103,70	R\$ 574,37
		Intermediária	49	R\$ 29,23	
		Fora Ponta	967	R\$ 441,44	
09/2021		Fatura com Tarifa Convencional com FV e com BESS	Consumo < 150 kWh	150	R\$ 93,03
	Consumo >= 150 kWh		371	R\$ 271,46	
	Fatura com Tarifa Branca sem FV e sem BESS	Ponta	87	R\$ 81,05	R\$ 418,74
		Intermediária	40	R\$ 24,29	
		Fora Ponta	686	R\$ 313,40	
	Fatura com Tarifa Branca com FV e sem BESS	Ponta	87	R\$ 81,05	R\$ 287,26
		Intermediária	40	R\$ 24,29	
		Fora Ponta	398	R\$ 181,92	
	Fatura com Tarifa Branca com FV e com BESS	Ponta	48	R\$ 44,84	R\$ 263,78
		Intermediária	21	R\$ 12,58	
		Fora Ponta	452	R\$ 206,36	
	10/2021	Fatura com Tarifa Convencional com FV e com BESS	Consumo < 150 kWh	150	R\$ 94,02
Consumo >= 150 kWh			371	R\$ 272,94	
Fatura com Tarifa Branca sem FV e sem BESS		Ponta	120	R\$ 111,55	R\$ 500,05
		Intermediária	44	R\$ 26,33	
		Fora Ponta	793	R\$ 362,17	
Fatura com Tarifa Branca com FV e sem BESS		Ponta	120	R\$ 111,55	R\$ 350,66
		Intermediária	44	R\$ 26,27	
		Fora Ponta	466	R\$ 212,84	
Fatura com Tarifa Branca com FV e com BESS		Ponta	75	R\$ 69,46	R\$ 330,51
		Intermediária	26	R\$ 15,77	
		Fora Ponta	537	R\$ 245,29	
11/2021		Fatura com Tarifa Convencional com FV e com BESS	Consumo < 150 kWh	150	R\$ 94,22
	Consumo >= 150 kWh		371	R\$ 273,46	
	Fatura com Tarifa Branca sem FV e sem BESS	Ponta	130	R\$ 120,92	R\$ 455,58
		Intermediária	57	R\$ 34,57	
		Fora Ponta	657	R\$ 300,10	
	Fatura com Tarifa Branca com FV e sem BESS	Ponta	130	R\$ 120,92	R\$ 310,56
		Intermediária	55	R\$ 33,31	
		Fora Ponta	342	R\$ 156,33	
	Fatura com Tarifa Branca com FV e com BESS	Ponta	76	R\$ 70,88	R\$ 289,84
		Intermediária	31	R\$ 18,38	
		Fora Ponta	439	R\$ 200,58	

Fonte: (GOMES *et al.*, 2022).

## ANEXO B – ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS MÓDULO

<b>Modelo</b>	<b>JAM72S30-550/MR</b>
<b>Especificações</b>	
Células	Monocristalinas
Peso	27,3kg
Dimensões	2278x1134x30mm
Nº de Células	144 (6x24)
Diodos de By-pass	3
Proteção	IP68
<b>Parâmetros STC</b>	
Potência Máxima (Wp)	550
Tensão de Circuito Aberto (Voc) (V)	49,90
Tensão Máxima de Operação (Vmp) (V)	41,96
Corrente Máxima de Curto Circuito (Isc) (A)	14
Corrente Máxima de Operação (Imp) (A)	13,11
Eficiência do módulo (%)	21,30%
Tolerância da potência de saída	+/- 5W
<b>Parâmetros NOCT</b>	
NOCT (Temperatura de operação nominal do módulo)	45°C(±2°C)
Coeficiente de temperatura de Pmax	-0,350%/°C
Coeficiente de temperatura de Voc	-0,275%/°C
Coeficiente de temperatura de Isc	+0,045%/°C
<b>Condições de Operação</b>	
Tensão Máxima do Sistema	1500V DC
Temperatura de Operação	-40°C a 85°C
Corrente Máxima do Fusível de Proteção	25A
Carga Estática Máxima na Frente	5400pa
Carga Estática Máxima Atrás	2400pa
Nível de Proteção IEC	Classe 2
<b>Certificados</b>	
IEC	61215, 61730 e 62941
UL	61215 e 61730
<b>Garantia</b>	
Produto	12 anos
Eficiência Linear de 84,8%	25 anos

## ANEXO C – ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS INVERSORES

Figura 24 – *Datasheet* Inversores SOLIS

Folha de Dados		S5-GC(25-50)K						
Modelo	25K	30K	33K	36K	37.5K	40K	40K-HV	50K-HV
<b>Entrada CC</b>								
Potência máxima de entrada	37.5 kW	45 kW	48.5 kW	54 kW	63.8 kW	68 kW	68 kW	75 kW
Tensão máx de entrada	1100 V							
Tensão nominal	600 V							
Tensão de partida	180 V							
Intervalo de tensão MPPT	200-1000 V							
Corrente máx de entrada	32 A / 32 A / 32 A					4*32 A		
Corrente máx de curto-circuito	40 A / 40 A / 40 A					4*40 A		
MPPTs / Número de Entradas	3/6					4/8		
<b>Saída CA</b>								
Potência nominal de saída	25 kW	30 kW	33 kW	36 kW	37.5kW	40 kW	40 kW	50 kW
Potência nominal de saída a 40°C	25 kW	30 kW	33 kW	36 kW	37.5kW	40 kW	40 kW	50 kW
Potência máx de saída aparente	27.5 kVA	33 kVA	36.3 kVA	39.6 kVA	37.5 kVA	44 kVA	44 kVA	55 kVA
Potência máx de saída	27.5 kW	33 kW	36.3 kW	39.6 kW	37.5kW	44 kW	44 kW	55 kW
Potência máx de saída a 40°C	27.5 kW	33 kW	36.3 kW	39.6 kW	37.5kW	44 kW	44 kW	55 kW
Tensão nominal da rede	3/N/PE, 220 V / 380 V, 230V / 400 V						3/PE, 480 V	
Frequência nominal da rede	50 Hz / 60 Hz							
Corrente nominal de saída da rede	38.0 A / 36.1 A	45.6 A / 43.3 A	50.1 A / 47.6 A	54.7 A / 52.0 A	57 A / 54.1 A	60.8 A / 57.7 A	48.1 A	60.1 A
Corrente máx de saída	41.8 A	50.2 A	55.1 A	60.2 A	57 A	66.9 A	53.0 A	66.2 A
Fator de potência	> 0,99 (0,8 inicial - 0,8 atrasado)							
Harmônicas (THD <sub>i</sub> )	<3%							
<b>Eficiência</b>								
Eficiência máxima	98.5%		98.6%		98.7%		98.8%	
Eficiência EU	98.1%		98.2%		98.3%		98.4%	
Eficiência MPPT	>99.5%							
<b>Proteção</b>								
Proteção contra inversão de polaridade CC	Sim							
Proteção contra curto-circuito	Sim							
Proteção de sobrecorrente de saída	Sim							
Proteção contra sobretensão	CC Tipo II / CA Tipo II							
Monitoramento de rede	Sim							
Proteção de ilhamento	Sim							
Proteção de temperatura	Sim							
Monitorização de Strings	Sim							
Digitização de curva I/V	Sim							
Recuperação PID integrado	Opcional							
AFCI integrado (proteção de circuito de falha de arco CC)	Sim <sup>(4)</sup>							
Interruptor CC integrado	Opcional							
<b>Dados gerais</b>								
Dimensões (L*A*P)	647*629*252 mm							
Peso	37 kg							
Topologia	Sem Transformador							
Consumo próprio (noite)	<1 W							
Faixa de temperatura ambiente de operação	-25 - +60°C							
Umidade relativa	0-100%							
Grau de proteção (IP)	IP65							
Conceito de refrigeração	Refrigeração por ventilador redundante inteligente							
Altitude máx de operação	4000 m							
Certificados de padrão de conexão da rede	NBR 16149, NBR 16150, IEC 62116, IEC 61000-3-4/-5, IEC 61000-3-11/-12							
Padrão de segurança / EMC	IEC 62109-1/-2, IEC 61000-6-1/-2/-3/-4							
<b>Características</b>								
Conexão CC	Conectores MC4							
Conexão CA	Terminal OT							
Tela	LCD							
Comunicação	RS485, Opcional: Wi-Fi, GPRS, USB							

Fonte: SOLIS (2020).

# ANEXO D – DATASHEET BATERIA LÍTIO ESCOLHIDA

Figura 25 – Datasheet Bateria UPLFP24-30

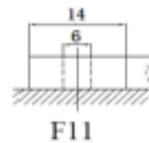


Especificações		Specifications
Tensão Nominal		25,6 V
Capacidade Nominal (C5)		≥ 29,5 Ah
Nominal Capacity (C5)		
Dimensões	Altura	213 mm
	Comprimento	229 mm
	Largura	138 mm
±2%	Weight	9,4 kg
Peso aproximado		
Terminal		F11
Janela de tensão		18,4 V a 30,4 V
Tensão de flutuação		27,6 V
Corrente máxima de descarga - contínua		30 A
Corrente máxima de descarga - pulso		70 A, 10 segundos
Corrente máxima de recarga		30,0 A

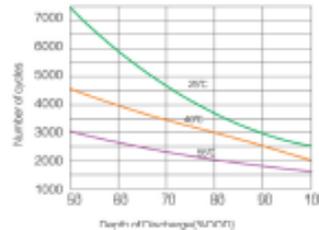


Terminal Terminal

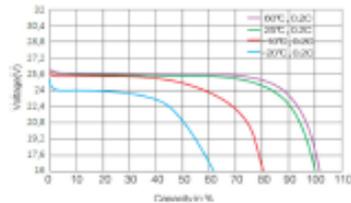
Condições Operacionais		Operating conditions
Vida útil (80% DOD)		> 4000 ciclos
Temperatura de operação		Discharge: -20°C - 60°C Recharge: 0°C - 60°C
Temperatura de armazenamento		0°C - 30°C
Tempo de armazenamento		12 meses a 25°C
Grau IP		UI1642 nível célula
Grau IP		IP55



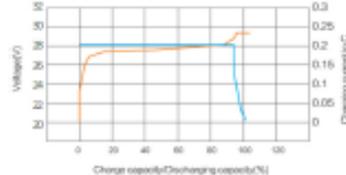
Cycle life versus DOD and temperature at 0.2C



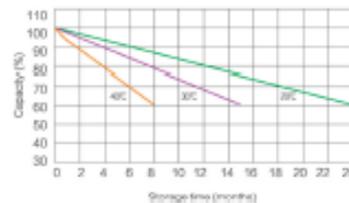
Dis charge curves under different temperatures



0.2C CC-CV charge characteristic



Self-discharge characteristic



Devido as contínuas pesquisas e melhorias em nossos produtos, as especificações nesta folha de dados estão sujeitas a mudanças sem prévio aviso.

ver 12032019

Av. Cambiá Matão, 1375 - 11ª andar - 05423-100 - Butantã - São Paulo - SP - Brasil  
Tel.: +55 11 50786255 www.unipower.com.br

Fonte: Unipower (2020).

## ANEXO E – DATASHEET BATERIA CHUMBO-ÁCIDA ESCOLHIDA

<b>Bateria Chumbo-ácido Modelo: 12MS234</b>			
Características Gerais			
Capacidade Nominal (120hs; 1 .80Vpe, 25°C)	234 Ah		
Tipo	Estacionária- Selada		
Marca	Moura Solar		
Características Elétricas			
1. Gerais			
Tensão Nominal	12 Volts		
Temperatura de Referência	25°C		
Temperatura Máxima de trabalho	65°C		
Temperatura Mínima de trabalho	-10°C		
Vida útil Projetada	5 anos		
2. Características de recarga			
2.1 Tensões de trabalho para equipamentos com dois regimes de carga			
Faixa de tensão de flutuação	13,2 ± 0,1 Volts		
Faixa de tensão de carga	14,4 ± 0,1 Volts		
2.2 Tensões de trabalho para equipamentos com regime único de carga			
Faixa de tensão única de flutuação	13,6 ± 0,2 Volts		
Compensação com a temperatura	±0,024 V/°C abaixo/acima de 25°C		
3. Característica de descarga			
Tempo de Descarga	10h	20h	120h
Ca acidade Nominal (1.75Vpe, 25°C)	200Ah	220Ah	244Ah
Características Dimensionais			
Comprimento	517 mm		
Lar	272 mm		
Altura	246 mm		
Peso	57,3 kg		
Características Internas			
Liga da Grade Positiva	Chumbo Estanho Prata		
Liga de Grade Negativa	Chumbo Cálcio		
Tipo Separador	Envelope de Polietileno microporoso		
Eletrólito	Solução de Acido Sulfúrico 1250 g/l		
Material dos Conjuntos Plásticos	Polipropileno		
Olho Mágico (Hidrómetro)	Sim		
Terminais	Tipo "L" com parafuso M8, porcas e arruelas em aço Inox		

## ANEXO F – ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS INVERSORES HÍBRIDOS

Figura 26 – *Datasheet* Inversores DEYE

Modelo	SUN-3K -SG04LP1-24-EU	SUN-3K -SG04LP1-EU	SUN-3.6K -SG04LP1-EU	SUN-5K -SG04LP1-EU	SUN-6K -SG04LP1-EU
<b>Dados da bateria</b>					
Tipo de bateria	Chumbo ácido ou lítio				
Faixa de tensão da bateria (V)	20–30	40–60	40–60	40–60	40–60
Corrente máxima de carga (A)	140	70	90	120	135
Corrente máxima de descarga (A)	140	70	90	120	135
Sensor de temperatura externo	Sim				
Curva de carregamento	3 estágios / equalização				
Carregamento para baterias de lítio	auto-adaptação ao BMS				
<b>Dados de entrada CC</b>					
Potência máxima de entrada CC (W)	3900	3900	4680	6500	7800
Tensão nominal de entrada CC (V)	370 (125–500)				
Tensão de partida CC (V)	125				
Faixa de operação da MPPT (V)	150–425				
Faixa de tensão CC à plena carga (V)	300–425				
Corrente máxima de entrada CC (A)	13		13+13		
Corrente de curto circuito CC (A)	17		17+17		
Número de MPPT	1		2		
Número de strings por MPPT	1				
<b>Dados de saída CA</b>					
Potência nominal de saída CA (W)	3000		3600	5000	6000
Potência máxima de saída CA (W)	3300		3690	5500	6600
Corrente nominal de saída CA (A)	13.6		16.4	22.7	27.3
Corrente máxima de saída CA (A)	15		18	25	30
Máxima passagem contínua de CA (A)			35		40
Potência de pico	2 vezes a potência nominal por 10 segundos				
Fator de potência	0.8 adiantado a 0.8 atrasado				
Tensão e frequência nominal de saída CA	50/60Hz; L/N/PE 220/230V CA (monofásico)				
Tipo de rede	Monofásico				
Injeção de corrente CC (mA)	THD<3% (em carga linear <1.5%)				
<b>Eficiência</b>					
Eficiência máxima	97.60%				
Eficiência euro	96.50%				
Eficiência da MPPT	99.90%				
<b>Proteção</b>					
Integrado	Proteção contra descargas atmosféricas na entrada CC, proteção de anti-ilhamento, proteção contra polaridade reversa CC, detecção de resistência de isolamento, monitoramento de corrente residual, proteção contra sobrecorrente CA, proteção contra curto-circuito CA e proteção contra surto.				
Proteção contra surto	CC tipo II / CA tipo III				
<b>Certificações e normas</b>					
Padrão de conexão à rede	CEI 0-21, VDE-AR-N 4105, NRS 097, IEC 62116, IEC 61727, G99, G98, VDE 0126-1-1, RD 1699, C10-11				
Segurança EMC e normas	IEC/EN 61000-6-1/2/3/4, IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2				
<b>Dados gerais</b>					
Temperatura de operação	-40–60°C, >45°C reduzindo potência				
Refrigeração	Arrefecimento inteligente				
Ruído	<30 dB				
Comunicação com o BMS	RS485; CAN				
Peso (kg)	14		15.1		
Dimensões (mm)	330L x 433A x 238P				
Grau de proteção	IP65				
Tipo de instalação	Montagem na parede				
Garantia	10 anos				

Fonte: DEYE (2021).