



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**LETÍCIA BEZERRA DE VASCONCELOS**

**ESTRATÉGIAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COM BATERIAS PARA  
ATENDER UM CONSUMIDOR DO GRUPO A NO HORÁRIO DE PONTA**

**FORTALEZA**  
**2022**

LETÍCIA BEZERRA DE VASCONCELOS

ESTRATÉGIAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COM BATERIAS PARA  
ATENDER UM CONSUMIDOR DO GRUPO A NO HORÁRIO DE PONTA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Me. Carlos Gustavo Castelo Branco.

FORTALEZA  
2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Biblioteca Universitária  
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

- V45e Vasconcelos, Letícia Bezerra de.  
Estratégias de armazenamento de energia com baterias para atender um consumidor do grupo A no horário de ponta / Letícia Bezerra de Vasconcelos. – 2022.  
103 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2022.  
Orientação: Prof. Me. Carlos Gustavo Castelo Branco.
1. Solar fotovoltaica. 2. Armazenamento de energia. 3. Baterias. 4. Sistema off-grid. 5. Sistema híbrido.  
I. Título.

CDD 621.3

---

LETÍCIA BEZERRA DE VASCONCELOS

ESTRATÉGIAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COM BATERIAS PARA  
ATENDER UM CONSUMIDOR DO GRUPO A NO HORÁRIO DE PONTA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Me. Carlos Gustavo Castelo Branco (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Eng. Tomás Dahas Jorge Muniz  
Energio Engenharia e Consultoria em Energias

A Deus.

Aos meus pais, Maria do Socorro e Leonardo.  
A todos aqueles que fizeram a diferença na  
minha trajetória.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pelo dom da vida, por sempre guiar e iluminar meus caminhos e por me dar força e coragem para enfrentar as dificuldades.

Aos meus pais, Maria do Socorro e Leonardo, por todo o cuidado e dedicação na minha formação, por sempre acreditarem no meu potencial e me incentivarem.

Às minhas avós e aos meus familiares, por se fazerem sempre presentes e quererem sempre o melhor para mim. Aos meus primos Fernando e Arthur, meus companheiros de carona no caminho da universidade.

Ao Lucas Vieira, por todo o apoio, por ser meu companheiro em todos os momentos e por tornar meus dias mais divertidos e leves.

À Tecsys Jr, por ter me proporcionado uma vivência empreendedora ainda na graduação e por todas as pessoas que aí pude conhecer e conviver e que me ajudaram a me desenvolver pessoalmente e profissionalmente.

A todos os amigos do curso, pelo incentivo e ajuda durante as dificuldades, pelo apoio durante as noites viradas estudando e projetando e por todos os momentos de descontração. Às minhas amigas Vitória e Mariana, por todo o apoio e carinho de sempre.

Aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica da UFC, por todo o conhecimento ministrado e por terem contribuído na minha formação profissional. Ao professor Carlos Gustavo Castelo Branco, pela orientação desse trabalho e por ter me proporcionado tantos aprendizados acerca de instalações elétricas, e ao professor Paulo Cesar Carvalho e ao engenheiro Tomás Muniz, por terem aceitado fazer parte da banca examinadora desse trabalho.

À Plug Engenharia, por ter me concedido a primeira oportunidade de estágio e por ter sido o local onde pude aprender e ter novas experiências.

À toda equipe da Energo Engenharia e Consultoria em Energias, pelo acolhimento, pela troca de conhecimentos e por sempre incentivarem à excelência no trabalho.

“É justo que muito custe o que muito vale.”  
(Santa Teresa D’Ávila)

## RESUMO

Esse trabalho analisa técnica e financeiramente três opções de sistemas de armazenamento com baterias, com geração solar fotovoltaica integrada, para suprir o consumo de uma unidade consumidora do Grupo A, localizada no município de Iguatu/CE, durante o Horário de Ponta. A implementação desses sistemas visa desconectar a unidade consumidora da rede elétrica durante esse posto tarifário, a fim de diminuir as sobrecargas no sistema da distribuidora e de evitar o faturamento desse consumo na conta de energia, pois é caracterizado por possuir tarifas de energia mais elevadas. Inicialmente foram apresentados o cenário elétrico brasileiro e as perspectivas de aumento de consumo até 2030, mostrando a necessidade de expansão e de diversificação da matriz elétrica brasileira, sendo a geração solar fotovoltaica uma das soluções. Porém, como a energia solar e todas as outras fontes renováveis dependem de fatores climáticos, se torna fundamental avaliar as aplicações dos sistemas de armazenamento de energia no Sistema Elétrico de Potência, a fim de aumentar a eficiência das usinas geradoras que utilizam fontes renováveis de energia. Logo, para a unidade consumidora em estudo foram dimensionados o Sistema *Off-Grid* com baterias de chumbo-ácido, o Sistema *Off-Grid* com baterias de íon-lítio e o Sistema Híbrido com baterias de íon-lítio. Nesses sistemas será considerada também a geração solar fotovoltaica, tal que essa geração será utilizada diretamente para carregar as baterias nos Sistemas *Off-Grid* e será utilizada como Geração Distribuída no Sistema Híbrido, em que nesse último a energia elétrica gerada não é utilizada para armazenamento, mas sim para compensar o consumo excedente do carregamento das baterias através da energia da distribuidora. Dessa forma, foi possível realizar a análise financeira para cada um, obtendo os valores de CAPEX, respectivamente, igual a R\$ 5.351,87/kWh, R\$ 6.846,64/kWh e R\$ 28.339,62/kWh. Nenhuma dessas análises financeiras concluíram que os investimentos proporcionam retorno financeiro, porém devido aos benefícios que esses sistemas promovem ao sistema elétrico e devido à redução contínua dos preços das baterias, cerca de 8,30% ao ano, é importante continuar se realizando as análises dessas aplicações, pois é estimado que a partir de 2030 o modelo do Sistema *Off-Grid* passe a gerar retorno financeiro para o consumidor investidor.

**Palavras-chave:** solar fotovoltaica; armazenamento de energia; baterias; sistema *off-grid*; sistema híbrido; análise financeira.

## ABSTRACT

This work analyzes technically and financially three options for battery storage systems, with integrated photovoltaic solar generation, to supply the consumption of a consumer unit of Group A, located in the city of Iguatu/CE, during peak hours. The implementation of these systems aims to disconnect the consumer unit from the electricity grid during those peak hours, in order to reduce overloads in the electrical system and to avoid billing this consumption in the energy bill, as it is characterized by having higher energy tariffs. Initially, the Brazilian electrical scenario and the perspectives of consumption increase until 2030 were presented, showing the need for expansion and diversification of the Brazilian electrical matrix, with photovoltaic solar generation being one of the solutions. However, as solar energy and all other renewable sources depend on climatic factors, it is essential to evaluate the applications of energy storage systems in the Electric Power System, in order to increase the efficiency of generating plants that use renewable energy sources. Therefore, for the consumer unit under study, the Off-Grid System with lead-acid batteries, the Off-Grid System with lithium-ion batteries and the Hybrid System with lithium-ion batteries were dimensioned. In these systems, photovoltaic solar generation will also be considered, such that this generation will be used directly to charge the batteries in the Off-Grid Systems and will be used as Distributed Generation in the Hybrid System, in which the generated electrical energy is not used for storage, but to compensate for the consumption excess of charging the batteries through the energy of the electric system. Thus, it was possible to perform the financial analysis for each one, obtaining CAPEX values, respectively, equal to R\$ 5,351.87/kWh, R\$ 6,846.64/kWh and R\$ 28,339.62/kWh. None of these financial analysis concluded that the investments provide a financial return, but due to the benefits that these systems provide to the electrical system and due to the continuous reduction in battery prices, nearly 8.30% per year, it is important to continue performing the analysis of these applications, as it is estimated that from 2030 onwards, the Off-Grid System model will generate financial returns for the investor consumer.

**Keywords:** photovoltaic solar; energy storage; batteries; off-grid system; hybrid system; financial analysis.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Bandeiras tarifárias.....	25
Figura 2 – Mapa brasileiro de média de irradiação global horizontal diária (Wh/m <sup>2</sup> .dia) .....	29
Figura 3 – Esquemático de um SFCR da Geração Distribuída .....	33
Figura 4 – Esquemático de um SFI .....	34
Figura 5 – Tipos de armazenamento de energia .....	35
Figura 6 – Relação entre os tipos de armazenamento de energia e parâmetros dos projetos ...	36
Figura 7 – Estrutura da bateria de chumbo-ácido.....	38
Figura 8 – Estrutura da bateria de íon-lítio cilíndrica.....	40
Figura 9 – Comparativo entre as baterias de íon-lítio de LiFePO <sub>4</sub> e NCM.....	41
Figura 10 – Processo de descarga e carga da bateria de íon-lítio .....	41
Figura 11 – Aplicações de bancos de baterias no SEP .....	44
Figura 12 – Diagrama elétrico de contadores com intertravamento mecânico .....	50
Figura 13 – Bateria de chumbo-ácido da Victron Energy .....	51
Figura 14 – Bateria de íon-lítio da BYD .....	53
Figura 15 – Módulo fotovoltaico bifacial da Risen Solar .....	55
Figura 16 – Detalhamento das ligações da série FV para o Sistema Off-Grid.....	57
Figura 17 – Inversor off-grid da Growatt .....	58
Figura 18 – Controlador de carga da Garnde Solar .....	60
Figura 19 – Chave de transferência automática da Asco.....	62
Figura 20 – Detalhamento das ligações do banco de baterias de chumbo-ácido .....	63
Figura 21 – Detalhamento das ligações do banco de baterias de íon-lítio .....	63
Figura 22 – BESS em eletrocentro da Weg .....	65
Figura 23 - Baterias de íon-lítio do BESS da Weg .....	65
Figura 24 – Funcionamento do Sistema Híbrido para a UC em estudo .....	66
Figura 25 – Esquemático simplificado do Sistema Híbrido.....	68
Figura 26 – Detalhamento das ligações do sistema FV para o Sistema Híbrido.....	69
Figura 27 – Conversor bidirecional da Weg.....	70
Figura 28 – Detalhamento das ligações do banco de baterias do Sistema Híbrido.....	73

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Matriz elétrica brasileira.....	22
Gráfico 2 – Perspectivas de aumento do consumo de energia elétrica no Brasil (TWh) .....	22
Gráfico 3 – Evolução da capacidade instalada (GW).....	23
Gráfico 4 – Tarifa Branca e Convencional para consumidor Grupo B.....	27
Gráfico 5 – Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil (MW) .....	31
Gráfico 6 – Relação entre o preço e o volume de importações de módulos FV no Brasil.....	32
Gráfico 7 – Capacidade instalada mundial de armazenamento eletroquímico (GW) .....	42
Gráfico 8 – Previsão mundial de capacidade de armazenamento (GW) por país .....	42
Gráfico 9 – Preço médio do <i>pack</i> de baterias de íon-lítio (US\$/kWh).....	43
Gráfico 10 - Fluxo de caixa descontado do pagamento da conta de energia.....	82
Gráfico 11 - Fluxo de caixa descontado do Sistema Off-Grid com Opção 1 de baterias.....	86
Gráfico 12 - Fluxo de caixa descontado do Sistema Off-Grid com Opção 2 de baterias.....	89
Gráfico 13 - Fluxo de caixa descontado do Sistema Híbrido .....	92

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características dos principais tipos de baterias .....	37
Tabela 2 - Irradiação solar diária média mensal .....	47
Tabela 3 - Valores máximos de demanda e consumo da UC no horário de ponta.....	48
Tabela 4 - Valores máximos de demanda e consumo da UC no horário fora de ponta .....	48
Tabela 5 - Características elétricas do módulo fotovoltaico.....	56
Tabela 6 - Características elétricas do módulo corrigidas pela temperatura .....	57
Tabela 7 - Características elétricas do inversor off-grid.....	59
Tabela 8 - Características elétricas do controlador de carga.....	60
Tabela 9 - Características elétricas do conversor bidirecional .....	70
Tabela 10 - Especificações técnicas do módulo de baterias do BESS.....	71
Tabela 11 - OPEX considerado para a análise financeira.....	77
Tabela 12 - Dados da conta de energia elétrica do consumidor em estudo .....	78
Tabela 13 - Tarifas da conta de energia sem tributos.....	79
Tabela 14 – Tributos considerados na conta de energia .....	79
Tabela 15 - Tarifas da conta de energia com tributos .....	80
Tabela 16 - Fluxo de caixa descontado do pagamento da conta de energia .....	81
Tabela 17 - CAPEX do Sistema Off-Grid com Opção 1 de baterias.....	83
Tabela 18 - Fluxo de caixa descontado do Sistema Off-Grid com Opção 1 de baterias .....	85
Tabela 19 - CAPEX do Sistema Off-Grid com Opção 2 de baterias.....	87
Tabela 20 - Fluxo de caixa descontado do Sistema Off-Grid com Opção 2 de baterias .....	88
Tabela 21 - CAPEX do Sistema Híbrido .....	90
Tabela 22 - Fluxo de caixa descontado do Sistema Híbrido.....	91
Tabela 23 – Comparação dos indicadores econômicos e financeiros dos sistemas.....	93

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BMS	<i>Battery Management System</i>
CA	Corrente Alternada
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CC	Corrente Contínua
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito
CTA	Chave de Transferência Automática
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surtos
EMS	<i>Energy Management System</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fluxo de Caixa
FV	Fotovoltaico
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases do Efeito Estufa
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGD	Micro e Mini Geração Distribuída
NBR	Norma Brasileira Regulamentar
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ONU	Organização das Nações Unidas
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PIS	Programa de Integração Social
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão

SELIC	Sistema Especial de Liquidação e Custódia
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
VPL	Valor Presente Líquido

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	17
<b>1.1</b>	<b>Motivação</b> .....	18
<b>1.2</b>	<b>Objetivos</b> .....	19
<i>1.2.1</i>	<i>Objetivo Geral</i> .....	19
<i>1.2.2</i>	<i>Objetivos Específicos</i> .....	19
<b>1.3</b>	<b>Das Delimitações do Trabalho</b> .....	19
<b>1.4</b>	<b>Estrutura do Trabalho</b> .....	20
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	21
<b>2.1</b>	<b>Cenário Elétrico Brasileiro</b> .....	21
<b>2.2</b>	<b>Faturamento das Contas de Energia</b> .....	23
<i>2.2.1</i>	<i>Postos Tarifários</i> .....	25
<i>2.2.2</i>	<i>Modalidade Tarifária Horosazonal</i> .....	27
<b>2.3</b>	<b>Geração Solar Fotovoltaica</b> .....	28
<i>2.3.1</i>	<i>Geração Solar FV na Matriz Elétrica Brasileira</i> .....	30
<i>2.3.2</i>	<i>Situação do Mercado de Energia Solar Fotovoltaica</i> .....	31
<i>2.3.3</i>	<i>Tipos de Sistemas Fotovoltaicos</i> .....	32
<i>2.3.3.1</i>	<i>Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR)</i> .....	33
<i>2.3.3.2</i>	<i>Sistema Fotovoltaico Isolado (SFI)</i> .....	34
<b>2.4</b>	<b>Armazenamento de Energia Elétrica com Baterias</b> .....	35
<i>2.4.1</i>	<i>Armazenamento Eletroquímico</i> .....	36
<i>2.4.1.1</i>	<i>Baterias de Chumbo-Ácido</i> .....	38
<i>2.4.1.2</i>	<i>Baterias de Íon-Lítio</i> .....	39
<i>2.4.2</i>	<i>Situação do Mercado de Baterias</i> .....	42
<i>2.4.3</i>	<i>Aplicações de Bancos de Baterias no SEP</i> .....	44
<b>3</b>	<b>DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS OFF-GRID</b> .....	46
<b>3.1</b>	<b>Avaliação do Recurso Solar</b> .....	46
<b>3.2</b>	<b>Levantamento da Demanda e do Consumo Elétrico</b> .....	47
<b>3.3</b>	<b>Dimensionamento do Sistema Off-Grid</b> .....	49
<i>3.3.1</i>	<i>Dimensionamento do Banco de Baterias</i> .....	51
<i>3.3.1.1</i>	<i>Opção 1: Banco de Baterias de Chumbo-Ácido</i> .....	51
<i>3.3.1.2</i>	<i>Opção 2: Banco de Baterias de Íon-Lítio</i> .....	53
<i>3.3.2</i>	<i>Dimensionamento do Arranjo Fotovoltaico</i> .....	54

3.3.3	<i>Dimensionamento do Inversor</i> .....	58
3.3.4	<i>Dimensionamento do Controlador de Carga</i> .....	59
3.3.5	<i>Conexão do Sistema ao Quadro Geral de Baixa Tensão do Consumidor</i> .....	61
3.3.6	<i>Esquemático do Sistema Off-Grid</i> .....	62
4	<b>DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA HÍBRIDO</b> .....	64
4.1	<b>Dimensionamento do Arranjo Fotovoltaico</b> .....	68
4.2	<b>Dimensionamento do Conversor Bidirecional</b> .....	69
4.3	<b>Dimensionamento do Banco de Baterias</b> .....	71
5	<b>ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA</b> .....	74
5.1	<b>Metodologia da Análise de Viabilidade Financeira</b> .....	74
5.2	<b>Estudo da Conta de Energia Atual do Consumidor</b> .....	77
5.3	<b>Análise para o Sistema <i>Off-Grid</i> com Baterias de Chumbo-Ácido</b> .....	82
5.4	<b>Análise para o Sistema <i>Off-Grid</i> com Baterias de Íon-Lítio</b> .....	86
5.5	<b>Análise para o Sistema Híbrido com Baterias de Íon-Lítio</b> .....	89
5.6	<b>Comparação entre as Análises</b> .....	93
6	<b>CONCLUSÃO</b> .....	95
6.1	<b>Sugestão para Trabalhos Futuros</b> .....	96
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	97
	<b>ANEXOS</b> .....	102

## 1 INTRODUÇÃO

O termo “desenvolvimento sustentável” foi usado pela primeira vez apenas na década de 80 na Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento da ONU, ele significa “suprir as necessidades do presente sem afetar a habilidade das gerações futuras de suprirem as próprias necessidades.” (BRUNDTLAND *et al.*, 1987). Desde então, passou a ser de extrema importância conciliar o crescimento econômico com a preservação do meio ambiente.

Como há necessidade de energia, principalmente energia elétrica, para garantir o crescimento econômico e o desenvolvimento de um país, uma das questões fundamentais para o desenvolvimento sustentável está na inovação e aprimoramento de tecnologias de conversão e aproveitamento de recursos energéticos naturais (PEREIRA *et al.*, 2017). Por isso, os países possuem metas de descarbonização das matrizes energética e elétrica ao se utilizar mais fontes renováveis de energia, visando diminuir as emissões de Gases do Efeito Estufa (GEE) que acarretam em diversos impactos ambientais negativos, como o aquecimento global e a extinção de espécies e danos aos ecossistemas.

No cenário brasileiro atualmente, a matriz elétrica é composta em sua maior parte por fontes de energia renováveis, ou seja, fontes de energia que “são consideradas inesgotáveis, pois suas quantidades se renovam constantemente ao serem usadas.” (EPE, 2022). Exemplos dessas fontes são: hídrica, solar, eólica, biomassa, geotérmica e oceânica. Segundo ABSOLAR (2022), a fonte hídrica compõe 60,21% da matriz elétrica brasileira, enquanto a eólica 11,48%, a biomassa 8,73% e a solar 2,55%.

O Brasil, portanto, apresenta forte dependência da fonte hídrica, logo fica sujeito à influência de fatores climáticos para garantir o fornecimento de eletricidade. Esse fato já resultou em períodos de racionamento de energia e de elevação do preço das tarifas, devido às estiagens que comprometeram os reservatórios de água e, então, a necessidade de se acionar termelétricas para suprir a demanda elétrica, tal que elas possuem alto valor para o seu funcionamento.

Dessa forma, se torna indispensável o crescimento e, principalmente, a diversificação da matriz elétrica brasileira. As fontes renováveis eólica e solar conseguem complementar a geração de hidrelétricas, sendo ainda fontes que não emitem GEE para gerar eletricidade, ou seja, o aumento do número de usinas eólica e solar é fundamental para o desenvolvimento sustentável do Brasil.

Todavia, as fontes eólica e solar também dependem de fatores climáticos, o regime de ventos e a radiação solar, por isso podem apresentar picos de geração em determinados períodos em que não há elevada demanda, assim como podem não conseguir suprir os picos de demanda devido à baixa geração de energia elétrica. Esse comportamento, e a diversificação da matriz elétrica como um todo, aumenta o nível de complexidade do sistema elétrico, portanto aumenta também a atuação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que visa coordenar e garantir que a geração seja equivalente para suprir a demanda.

A fim de aumentar a eficiência das usinas eólica e solar e das redes elétricas, estão sendo cada vez mais utilizados sistemas de armazenamento de energia, para que, por exemplo, o excesso de geração possa ser utilizado posteriormente em momentos de pico de demanda. Esses sistemas otimizam o funcionamento dessas usinas, pois toda a energia gerada será utilizada, e contribuem para evitar sobrecargas no sistema elétrico no período de alta demanda, chamado de Horário de Ponta.

## **1.1 Motivação**

Em vista do cenário brasileiro atual, com o grande desenvolvimento da fonte solar FV e a previsão de aumento das tarifas de energia ao longo dos anos, esse trabalho tem como motivação estudar as estratégias de armazenamento de energia elétrica para suprir o consumo de uma unidade consumidora do Grupo A durante um período do dia em que as tarifas de energia são mais caras, chamado de Horário de Ponta. Essas estratégias têm o intuito de diminuir a sobrecarga no sistema da distribuidora durante essas horas e de diminuir os custos com eletricidade, além de promover a utilização de fontes renováveis para geração de energia elétrica, já que esses sistemas a serem estudados também possuem geração solar FV integrada, contribuindo para a diversificação da matriz elétrica brasileira.

Atualmente, uma das soluções adotadas em unidades consumidoras do Grupo A para suprir o consumo durante o Horário de Ponta corresponde à implantação de grupo gerador à diesel, que também permite que a instalação seja desconectada da rede elétrica durante esse período. Todavia, essa solução possui inúmeras desvantagens, como a emissão de gases poluentes e nocivos à saúde, a total dependência de combustíveis fósseis para a produção de energia e a necessidade de cuidados adicionais para prevenir vazamentos e contaminação (OCA ENERGIA, 2015). Portanto, se torna ainda mais relevante o estudo dos sistemas de armazenamento de energia elétrica para suprir o consumo do Horário de Ponta de consumidores

do Grupo A, como uma possibilidade de solução para os elevados valores cobrados na conta de energia do consumo desse posto tarifário.

## **1.2 Objetivos**

Os objetivos desse trabalho são divididos em gerais e específicos, conforme indicado nas Seções 1.2.1 e 1.2.2.

### **1.2.1 Objetivo Geral**

Esse trabalho tem como objetivo analisar técnica e financeiramente três opções de sistemas de armazenamento de energia elétrica para implantação em uma unidade consumidora pertencente ao Grupo A localizada no município de Iguatu/CE, com o intuito de desconectá-la da rede elétrica durante o Horário de Ponta e evitar o faturamento desse consumo na conta de energia, ao se realizar o fornecimento de eletricidade para a instalação através da energia armazenada em baterias.

Nesses sistemas será considerada também a geração solar FV. Essa geração será utilizada diretamente para carregar as baterias nos Sistemas *Off-Grid* e será utilizada como Geração Distribuída no Sistema Híbrido, em que nesse último a geração FV não é utilizada para armazenamento, mas sim para compensar o consumo excedente do carregamento das baterias através da energia da concessionária.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

Dentre os objetivos específicos desse trabalho, estão:

- a) Explicar de forma simplificada a cobrança do consumo e da demanda na conta de energia de consumidores do Grupo A;
- b) Dimensionar soluções de armazenamento de energia elétrica com baterias, apresentando os principais equipamentos que as compõem;
- c) Analisar financeiramente cada uma das soluções de armazenamento.

## **1.3 Das Delimitações do Trabalho**

Esse trabalho limita-se ao estudo de três opções de implementação de sistemas de armazenamento para suprir o consumo de eletricidade de uma unidade consumidora do Grupo A durante o Horário de Ponta. O dimensionamento e a análise financeira desses sistemas foram realizados considerando os valores de demanda e de consumo verificados nas contas de energia dessa UC.

O estudo realizado não propõe mudanças no contrato de fornecimento de energia elétrica com a distribuidora, assim como não propõe mudanças de hábito, a instalação ou mudança de equipamentos específicos que visem melhorar a eficiência energética. Além disso, não é analisado nesse trabalho o consumo excedente de reativos, consumo esse que pode gerar cobranças extras na conta de energia.

#### **1.4 Estrutura do Trabalho**

O trabalho encontra-se dividido em seis capítulos visando detalhar melhor o estudo.

O Capítulo 1 se refere à introdução ao tema, apresentando a motivação desse estudo frente ao cenário elétrico brasileiro e definindo os objetivos e a estrutura do trabalho.

O Capítulo 2 apresenta os fundamentos teóricos que embasam o estudo, como a composição da matriz elétrica brasileira, a cobrança da demanda e do consumo nas contas de energia dos consumidores do Grupo A, a evolução do uso da fonte solar FV e seus respectivos tipos de sistemas, além dos tipos de sistemas de armazenamento de energia, com foco nas baterias de chumbo-ácido e de íon-lítio.

No Capítulo 3 há a descrição das características da unidade consumidora em estudo, além do dimensionamento de dois sistemas de armazenamento: Sistema *Off-Grid* com baterias de chumbo-ácido e Sistema *Off-Grid* com baterias de íon-lítio. Nesses sistemas a geração através da fonte solar fotovoltaica é utilizada para carregar as baterias.

No Capítulo 4 é apresentado o dimensionamento do terceiro tipo de sistema de armazenamento: Sistema Híbrido com baterias de íon-lítio. Nesse sistema as baterias são carregadas através da energia do sistema elétrico e a energia gerada através da fonte solar FV poderá ser exportada para a rede da distribuidora.

O Capítulo 5 detalha a análise financeira da implementação dos três tipos de sistemas de armazenamento.

O Capítulo 6 apresenta as conclusões do trabalho com a análise dos resultados obtidos e as sugestões para trabalhos futuros.

## **2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

A fundamentação teórica embasa os dados e os conhecimentos necessários para desenvolver uma análise técnica e financeira sobre estratégias de uso de armazenadores de energia elétrica para atender um consumidor do setor elétrico.

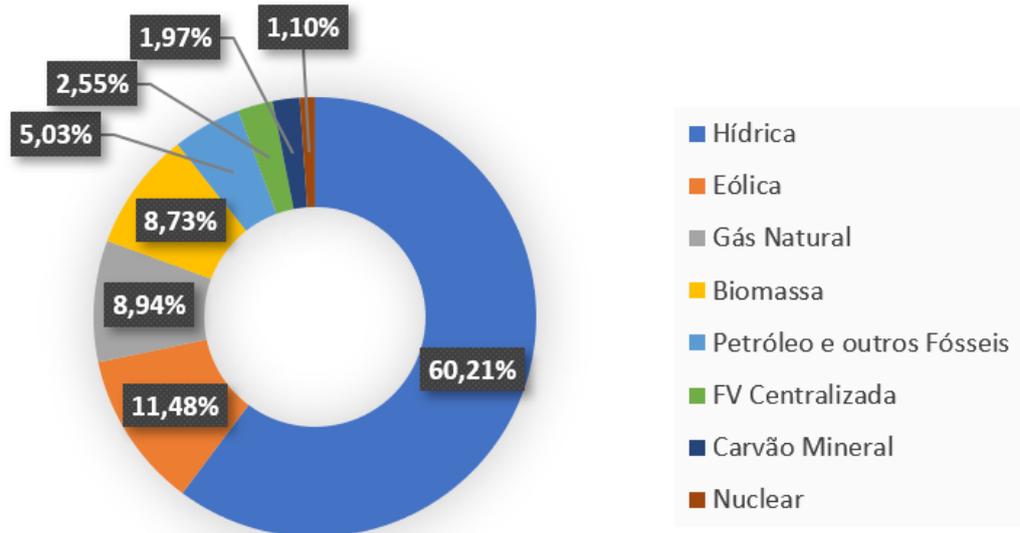
Inicialmente serão apresentados dados do cenário elétrico brasileiro e será contemplado a metodologia de faturamento da conta de energia. Em seguida, é apresentado o setor de geração solar FV no Brasil, fonte de energia que usualmente é considerada para o carregamento de baterias em sistemas isolados, ou seja, sistemas que não se conectam com a rede elétrica. Depois, são apontados os tipos de armazenamento de energia, destacando especialmente o armazenamento eletroquímico das baterias, e é indicada a situação desse mercado e suas perspectivas de crescimento.

### **2.1 Cenário Elétrico Brasileiro**

O Brasil é um país de grande extensão territorial, fato que reflete na complexidade do seu sistema elétrico. O SIN (Sistema Interligado Nacional) é composto por unidades geradoras e pela malha de transmissão de energia elétrica que interliga todos os estados brasileiros, exceto Roraima, o que permite o atendimento do mercado com segurança e economicidade, segundo o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico).

As unidades geradoras do SIN são em sua maioria baseadas em fonte hídrica, já que a hidrografia brasileira é caracterizada por rios caudalosos e de longas extensões, o que favorece a produção de energia elétrica. Atualmente, a matriz elétrica brasileira é composta por 181.614 MW de potência instalada, segundo ABSOLAR (2022), sendo 60,21% correspondente apenas à fonte hídrica, como indicado no Gráfico 1.

Gráfico 1 – Matriz elétrica brasileira em 2021

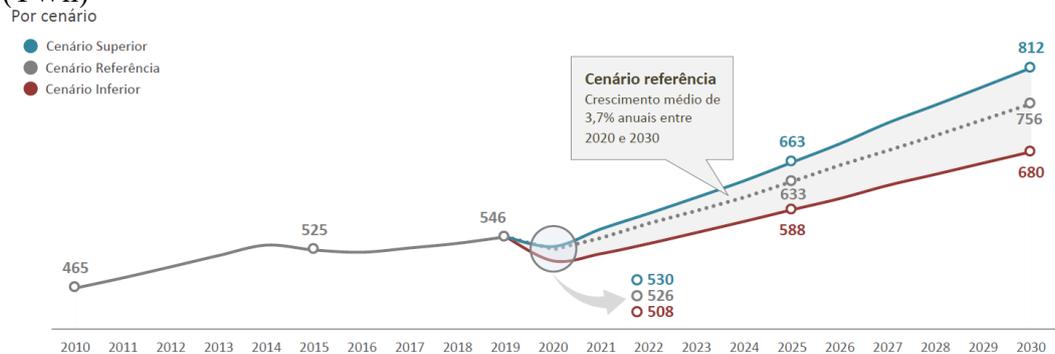


Fonte: adaptado de ABSOLAR (2022).

Observa-se, portanto, que a matriz elétrica brasileira é composta em sua maioria por fontes renováveis de energia. Todavia, a forte dependência da geração por meio de hidrelétricas, provocou impactos negativos nos consumidores durante os períodos de estiagem, levando à aplicação de medidas de racionamento do uso de energia elétrica e ao aumento da tarifa cobrada nas contas de energia.

À vista disso e do crescente consumo de eletricidade ao longo dos anos, como indicado no Gráfico 2, se torna necessário o aumento da capacidade instalada do sistema e a diversificação da matriz elétrica, a fim de que as outras fontes de energia se complementem às características das hidrelétricas, por exemplo, que essas fontes alternativas consigam suprir a demanda em períodos de estiagem.

Gráfico 2 – Perspectivas de aumento do consumo de energia elétrica no Brasil (TWh)

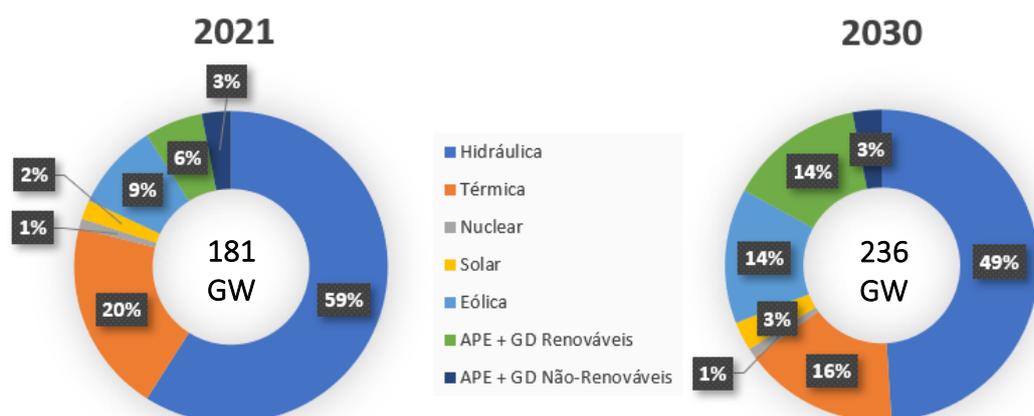


Fonte: EPE (2021).

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2030), desenvolvido pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética), é esperado um aumento do consumo de eletricidade em 3,7% ao ano entre 2020 e 2030, podendo chegar a 812 TWh em 2030, como indicado no Gráfico 2 no cenário superior, ou seja, nas melhores condições de crescimento econômico. Essa tendência do aumento do consumo de energia elétrica é verificada para todos os setores, sendo eles: residencial, comercial e industrial.

Logo, estima-se também o crescimento da capacidade instalada da matriz elétrica brasileira visando atender esse crescente consumo, como ilustrado no Gráfico 3, podendo atingir a marca de 236 GW de potência de usinas geradoras em 2030, segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2021, desenvolvido pela EPE.

Gráfico 3 – Evolução da capacidade instalada (GW)



Nota: “APE” corresponde à Autoprodutor de Energia e “GD” à Geração Distribuída.  
Fonte: adaptado de EPE (2021).

Além disso, o Gráfico 3 também reflete a maior diversificação da matriz elétrica brasileira ao longo dos anos, com a redução da porcentagem de participação da fonte hídrica devido ao aumento da participação das fontes eólica e solar. Também merece destaque o crescimento do APE e da GD com fontes renováveis, contribuindo para que a geração de energia elétrica no Brasil provoque cada vez menos impactos ambientais negativos, tornando a matriz elétrica mais sustentável.

## 2.2 Faturamento das Contas de Energia

O acesso ao sistema elétrico por parte de consumidores residenciais, comerciais e industriais de pequeno porte, chamados de consumidores cativos, obrigatoriamente é feito

através da rede da concessionária distribuidora de energia e esses consumidores não podem escolher a fonte de geração. Esse fornecimento de eletricidade está condicionado ao pagamento da conta de energia, seguindo as regras da Resolução Normativa da ANEEL N°1.000 (publicada em 7 de dezembro de 2021, que revogou a Resolução Normativa N° 414 dessa agência), nas quais estão dispostos os direitos e deveres do consumidor e demais usuários do serviço.

Os consumidores como um todo são divididos em dois grupos: Grupo B e Grupo A. As regras que enquadram os consumidores nesses grupos, de acordo com a Resolução Normativa da ANEEL N° 1.000, são:

a) Grupo B, com tensão menor que 2,3 kV em rede aérea: se a carga e a potência de geração instalada na unidade consumidora forem iguais ou menores que 75 kW;

b) Grupo B, com tensão menor que 2,3 kV em sistema subterrâneo: até o limite de potência instalada, conforme padrão de atendimento da distribuidora, observado o direito de opção para o subgrupo AS do Grupo A disposto no § 3º da REN N° 1.000;

c) Grupo A, com tensão maior ou igual a 2,3 kV e menor que 69 kV: se a carga ou a potência instalada de geração na unidade consumidora forem maiores que 75 kW e a maior demanda a ser contratada for menor ou igual a 2.500 kW; e

d) Grupo A, com tensão maior ou igual a 69 kV: se a maior demanda a ser contratada for maior que 2.500 kW.

Além dos consumidores cativos, existem os consumidores livres e os consumidores especiais. Os consumidores livres, que são os que possuem demanda contratada no mínimo igual a 1.000 kW, segundo a Portaria do MME N°514/2018, podem negociar a compra de energia elétrica diretamente com agentes geradores ou comercializadores, independente da potência e da fonte de energia da planta de geração. Os consumidores especiais, que são os que possuem demanda mínima igual a 500 kW e que fazem parte do Grupo A, podem negociar a compra de energia elétrica também diretamente com agentes geradores ou comercializadores, desde que a planta de geração tenha potência máxima igual a 5 MW de qualquer fonte ou igual a 50 MW de fontes incentivadas, como hidráulica, solar, eólica, cogeração qualificada ou biomassa.

A conta de energia será cobrada pela distribuidora aos consumidores cativos. Para esses consumidores que fazem parte do Grupo B, o faturamento será de acordo com o consumo de eletricidade ao longo de um mês. Para os consumidores cativos do Grupo A, a cobrança é feita de forma binômica, ou seja, cobra-se pelo consumo e pela demanda. De tal modo que a

demanda, dada em kW, corresponde a potência necessária para contemplar a UC e o consumo, dado em kWh, corresponde a quanto de potência é utilizada no decorrer do tempo.

As tarifas aplicadas, dadas em R\$/kWh para o consumo e em R\$/kW para a demanda, são definidas pela ANEEL e o valor total da conta de energia também leva em consideração a cobrança de tributos e de encargos setoriais e a aplicação de bandeiras tarifárias, sendo elas: verde, amarela, vermelha patamar 1 e vermelha patamar 2, como indicado na Figura 1.

Figura 1 – Bandeiras tarifárias



Fonte: ENEL (2021).

A aplicação das bandeiras é determinada pela ANEEL e é decorrente da situação dos reservatórios das hidrelétricas, que se estiverem com baixo volume, os custos de geração de energia elétrica se tornam maiores devido à necessidade de se acionar mais termelétricas.

Para os consumidores do Grupo A, a cobrança de consumo e de demanda depende ainda dos postos tarifários e da modalidade tarifária horosazonal, que são explicados nas Seções 2.2.1 e 2.2.2.

### 2.2.1 Postos Tarifários

Para evitar sobrecargas no sistema elétrico no período do dia em que se tem demanda mais alta (geralmente no fim do expediente dos trabalhadores, em que esses retornam para suas residências), a ANEEL prevê medidas para desencorajar o consumo excessivo de energia elétrica nesse momento, como por exemplo a aplicação de tarifas mais elevadas.

Nesse cenário se apresentam os postos tarifários, que são “diferentes períodos de tempo no dia em que cada distribuidora de energia define uma tarifação diferente no consumo de energia elétrica para os consumidores que se encaixam na modalidade de tarifação horária.” (GARCIA, 2020).

Esses são definidos pelas distribuidoras de energia elétrica de acordo com a Resolução Normativa da ANEEL N° 1.000 e se dividem em três postos:

a) Horário (posto) de ponta: período diário de 3h consecutivas, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais;

b) Horário (posto) intermediário: período de horas conjugadas ao horário de ponta, aplicado exclusivamente às unidades consumidoras do grupo B que optem pela Tarifa Branca. Pode variar de 1h à 1h30 antes e depois do horário de ponta; e

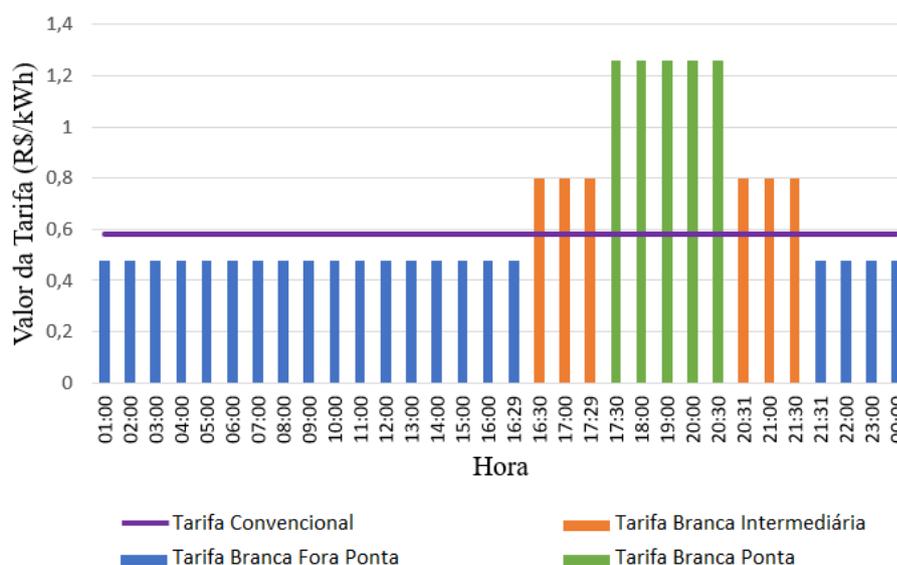
c) Horário (posto) fora de ponta: período diário composto pelas horas consecutivas e complementares ao horário de ponta e intermediário.

Para os consumidores do Grupo A são considerados somente os postos tarifários de ponta e fora de ponta, já para os consumidores do Grupo B com contrato de Tarifa Branca se aplicam os três postos.

As tarifas cobradas no horário de ponta e intermediário são mais caras visando desestimular o consumo de energia elétrica nesses períodos de dias úteis. Na concessionária de distribuição Enel Ceará, o horário de ponta ocorre das 17:30 às 20:30 e o horário intermediário ocorre das 16:30 às 17:30 e das 20:30 às 21:30, sendo todo o restante do dia classificado como horário fora de ponta, como indicado no Gráfico 4.

Para os consumidores do Grupo B que não possuem contrato de Tarifa Branca, não são considerados os postos tarifários em sua conta de energia e eles são cobrados somente com a Tarifa Convencional para todo o consumo registrado no mês, tal que essa tarifa costuma ser maior do que a cobrada no horário fora de ponta e menor do que a cobrada nos postos de ponta e intermediário.

Gráfico 4 – Tarifa Branca e Convencional para consumidor Grupo B



Fonte: adaptado de Enel Ceará (2021).

### 2.2.2 Modalidade Tarifária Horosazonal

A modalidade tarifária horária, em que se consideram diferentes postos tarifários ao longo do dia, é aplicada para todos os consumidores do Grupo A e para os consumidores do Grupo B com contrato de Tarifa Branca. Todavia, a modalidade tarifária horosazonal é aplicada somente para os consumidores do Grupo A, tal que eles possuem o direito de escolher entre as duas opções:

- Horosazonal verde: caracterizada por tarifas diferenciadas para o consumo em diferentes postos tarifários e por tarifa única para a demanda medida;
- Horosazonal azul: caracterizada por tarifas diferenciadas para o consumo e para a demanda medida em diferentes postos tarifários.

Dessa forma, para as duas modalidades horosazonais, a cobrança do consumo no Grupo A se dá de acordo com as Equações 2.1 e 2.2, tal que “FP” corresponde ao posto tarifário fora ponta e “HP” corresponde ao posto tarifário de ponta.

$$Cobrança_{ConsumoFP} = Consumo_{FP} \cdot Tarifa_{ConsumoFP} \quad 2.1$$

$$Cobrança_{ConsumoHP} = Consumo_{HP} \cdot Tarifa_{ConsumoHP} \quad 2.2$$

A demanda medida corresponde ao maior valor, registrado no mês de faturamento, das médias de todas as potências registradas em intervalos de 15 em 15 minutos. Portanto, a demanda medida pode ser inferior ou superior à demanda contratada. Para os casos em que a demanda medida é inferior ou até 5% superior à demanda contratada, o valor cobrado para a demanda segue a Equação 2.3, e para os casos em que a demanda medida é superior à demanda contratada em pelo menos 5%, o valor cobrado segue a Equação 2.4.

$$Cobrança_{Demanda} = Demanda_{Contratada} \cdot Tarifa_{Demanda} \quad 2.3$$

$$Cobrança_{Demanda} = Demanda_{Medida} \cdot Tarifa_{Demanda} + (Demanda_{Medida} - Demanda_{Contratada}) \cdot Tarifa_{Ultrapassagem} \quad 2.4$$

Os consumidores do Grupo A na modalidade horosazonal verde seguem esse procedimento para o cálculo da fatura de demanda na conta de energia. Já os consumidores do Grupo A na modalidade horosazonal azul seguem o mesmo raciocínio, porém possuem duas demandas medidas e duas tarifas, para posto tarifário de ponta e para fora ponta, tal que eles também podem contratar valores de demandas diferentes para diferentes postos tarifários.

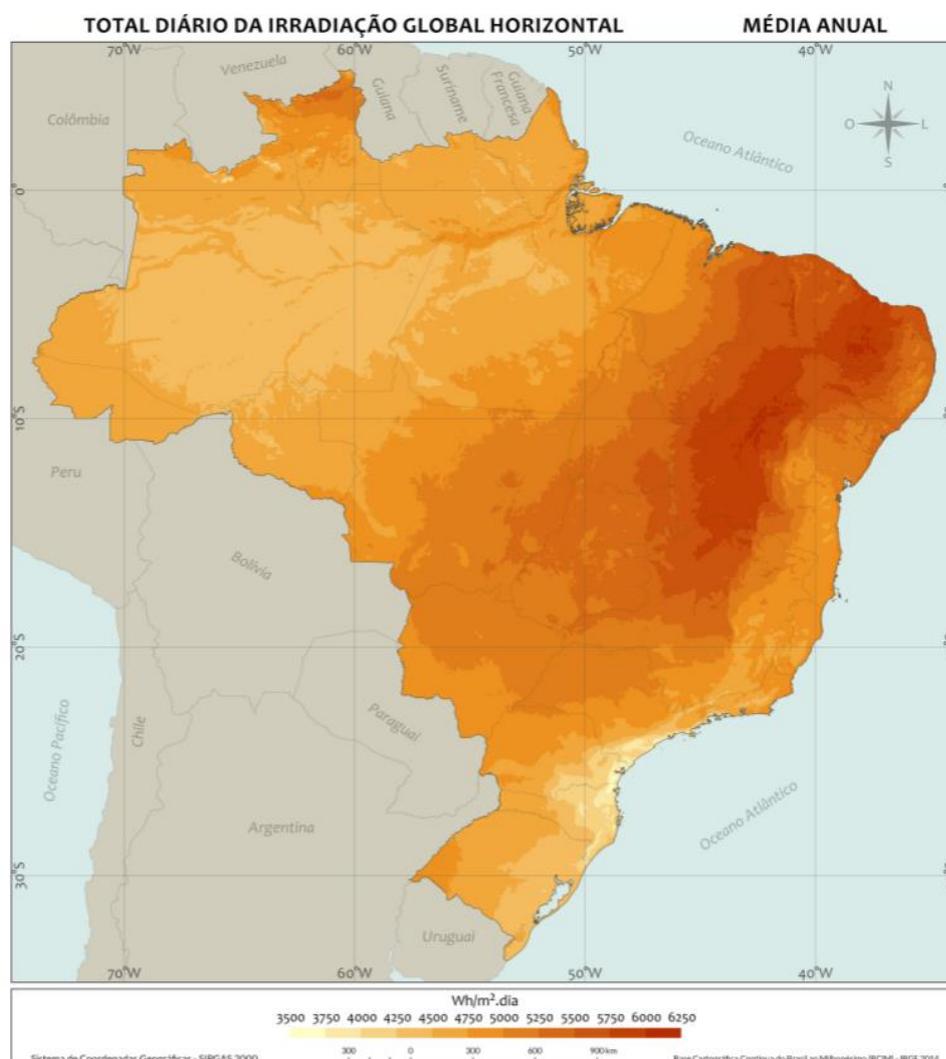
### 2.3 Geração Solar Fotovoltaica

Uma das fontes de energia elétrica que tem apresentado elevados níveis de crescimento de capacidade instalada em todo o mundo, inclusive em grandes centros urbanos, ao longo dos anos, é a solar FV. Essas usinas geradoras utilizam a radiação solar, também conhecida como irradiância, como fonte primária de energia, tal que ela representa o fluxo de energia radiante instantâneo que incide sobre uma superfície, logo sua unidade de medida é dada em W/m<sup>2</sup>.

A conversão da energia solar em energia elétrica é decorrente dos efeitos da radiação sobre alguns materiais semicondutores. Esse processo ocorre através do efeito fotovoltaico, que foi inicialmente observado por Alexandre-Edmond Becquerel em 1839 e que corresponde a situação “onde os fótons da luz estimulam os elétrons a saltar para a camada de condução, que sob condições favoráveis irá originar uma tensão e corrente elétrica.” (SANTIAGO; ROCHA; CARVALHO, 2016).

Para comparar o potencial de geração solar de dois locais distintos comumente se consideram os valores de irradiação, que “é a quantidade de energia radiante que incide em uma superfície durante um certo intervalo de tempo” (ENERGÊS, 2020), ou seja, pode-se dizer que a irradiação solar diária corresponde a irradiância num intervalo de tempo e sua unidade de medida é dada em  $\text{Wh/m}^2.\text{dia}$ . A Figura 2 apresenta a comparação dos valores de irradiação ao longo do território brasileiro, cujos dados foram coletados por estações solarimétricas pertencentes ao INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais).

Figura 2 – Mapa brasileiro de média de irradiação global horizontal diária ( $\text{Wh/m}^2.\text{dia}$ )



Fonte: Pereira *et al.* (2017).

Observa-se, portanto, o alto potencial de geração de energia elétrica no Brasil através da fonte solar FV, especialmente na região Nordeste. Estima-se que incide sobre o

território brasileiro anualmente uma média de 1.200 a 2.400 kWh/m<sup>2</sup>.ano, enquanto em países europeus, como a Alemanha, incide em média 900 a 1.250 kWh/m<sup>2</sup>.ano (SILVESTRE;TAKASAKI, 2014).

Todavia, mesmo com menores valores de irradiação global, a Alemanha possui uma elevada potência instalada de usinas geradoras fotovoltaicas, aproximadamente 56,3 GW em 2021. Esse fato, por isso, também ressalta as perspectivas de elevado crescimento dessa fonte ao longo dos anos no Brasil, devido ao maior potencial de geração, seja em usinas de menor escala classificadas como Geração Distribuída (GD), seja em usinas de maior porte, classificadas como Geração Centralizada (GC).

### ***2.3.1 Geração Solar FV na Matriz Elétrica Brasileira***

As unidades geradoras de energia através da fonte solar fotovoltaica começaram de fato sua operação no Brasil em 2012 com a implantação de sistemas de pequeno porte, quando a ANEEL publicou a Resolução Normativa N° 482, que estabelecia as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição e definia o sistema de compensação de energia elétrica.

Esses projetos de pequeno porte correspondem à GD, que para a fonte solar FV, segundo o Art. 1° da Lei N° 14.300, de 6 de janeiro de 2022 (Brasil, 2022), é composta pela microgeração (central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW) e pela minigeração (central geradora de energia elétrica com potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 3 MW), tal que esses projetos são conectados na rede de distribuição e, geralmente, são instalados na própria unidade consumidora.

A GD funciona tendo como base o sistema de compensação de energia elétrica, tal que a energia gerada e entregue à rede da concessionária se transforma em créditos de energia, que são usados para abater o valor do consumo verificado na UC.

Os projetos de maior porte fazem parte da Geração Centralizada, que para a fonte solar FV correspondem a uma central geradora de energia elétrica com potência instalada maior que 3 MW. A Geração Centralizada só começou a funcionar em 2014 no Brasil, com a ocorrência do Leilão de Energia de Reserva (LER), que foi quando a fonte de energia FV foi contratada pela primeira vez no Brasil. Devido ao tempo para implantação da usina, a sua operação só começou de fato em 2017.

A Geração Centralizada não faz parte do sistema de compensação de créditos e sua elevada produção de energia é enviada para os grandes centros urbanos através de linhas de transmissão.

O Gráfico 5 apresenta o crescimento da fonte solar FV no Brasil ao longo dos anos para a Geração Distribuída e Centralizada. Observa-se o grande salto da potência instalada em 2017, ano em que começaram a operar as usinas de GC.

Gráfico 5 – Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil (MW)



Fonte: adaptada de ABSOLAR (2022).

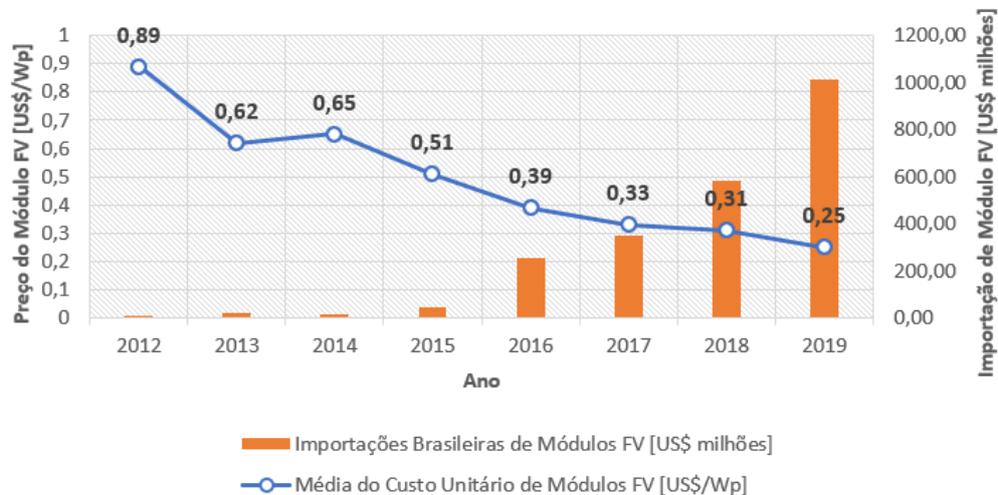
O Brasil apresentou um crescimento de 65% ao longo do ano de 2021, com a potência total instalada passando de 7,9 GW para 13,0 GW. A tendência é que a fonte solar FV continue se desenvolvendo no país, como indicado no Gráfico 3, tal que, considerando-se apenas a Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD), poderá atingir capacidade instalada entre 16,8 GW a 35,8 GW até 2030, considerando, respectivamente, o pior e o melhor cenário, segundo o PDE 2030 publicado pela EPE.

### 2.3.2 Situação do Mercado de Energia Solar Fotovoltaica

A utilização de energia solar FV se tornou questão relevante em todo o mundo, especialmente em países desenvolvidos que são pressionados para a descarbonização de suas matrizes elétricas, chegando a atingir a marca de 709 GW de potência instalada em 2020 (IRENA, 2020). Além disso, esse crescimento também está atrelado a redução de custos contínua e ao desenvolvimento da tecnologia.

No Brasil, a ampliação desse mercado deveu-se principalmente pela implantação do sistema de compensação de energia elétrica para a MMGD e também pela redução dos custos da tecnologia aliada a energia solar ser uma matéria-prima gratuita. O Gráfico 6 ilustra a expansão desse mercado através da relação entre a contínua redução dos preços dos módulos fotovoltaicos, em US\$/Wp, com a elevação das importações brasileiras desse equipamento, dada em milhões de dólares americanos.

Gráfico 6 – Relação entre o preço e o volume de importações de módulos FV no Brasil



Fonte: adaptado de RUIZ *et al.* (2021)

Segundo a ABSOLAR (2022), considerando os dados acumulados desde 2012, esse mercado movimentou no Brasil mais de R\$ 66,3 bilhões em novos investimentos privados, além de ter gerado, até então, 390.000 novos empregos e ter contribuído com mais de R\$ 17,1 bilhões em arrecadação de tributos. Ademais, no Brasil, a geração solar FV evitou a emissão de mais de 17,5 milhões de toneladas de gás carbônico, evidenciando seu impacto positivo no meio ambiente.

### 2.3.3 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

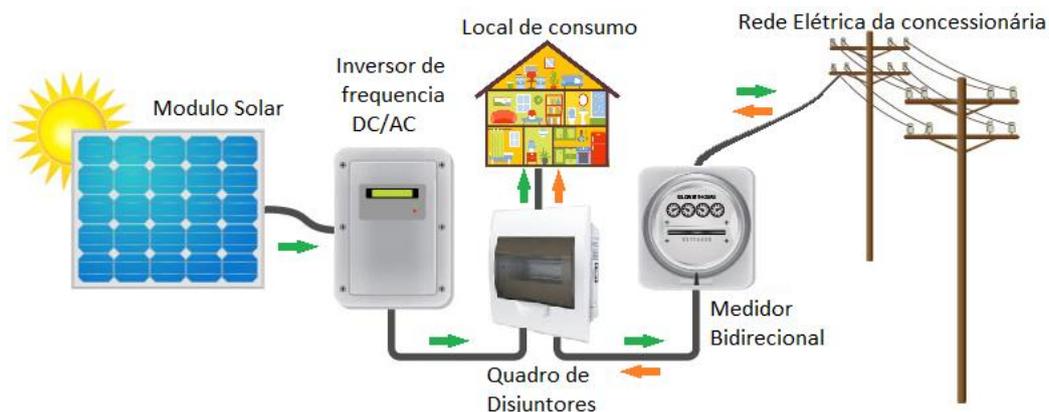
A geração de energia elétrica a partir da fonte solar FV pode ser destinada a diferentes objetivos, como por exemplo o acionamento e funcionamento de bombas hidráulicas, porém as utilizações mais comuns são a injeção de energia na rede elétrica ou o armazenamento dessa energia para uso posterior. Esses modelos de geração são chamados, respectivamente, de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) e de Sistema Fotovoltaico Isolado (SFI), que são explanados nas Seções 2.3.3.1 e 2.3.3.2.

### 2.3.3.1 Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR)

O SFCR é caracterizado pela energia gerada ser inicialmente utilizada na unidade consumidora e o excedente ser injetado na rede. Caso o consumo na UC seja maior que a geração, por exemplo durante o período da noite, ela será abastecida pela energia da rede.

Esse funcionamento é possível graças a instalação do medidor bidirecional no padrão de entrada dessas UCs que fazem parte da MMGD, tal que o excedente injetado fica contabilizado como crédito de energia e há a medição do consumo de energia proveniente da rede. Diferentemente do medidor convencional, o bidirecional permite o fluxo de eletricidade nas duas direções, como ilustrado na Figura 3.

Figura 3 – Esquemático de um SFCR da Geração Distribuída



Fonte: BMC Energia (2022).

A Figura 3 também apresenta os equipamentos principais do SFCR, entre eles: módulos FV, inversor e quadro de proteção de corrente alternada (CA). Os módulos fotovoltaicos são responsáveis por gerar energia elétrica em corrente contínua (CC) através da radiação solar, os inversores realizam a conversão da energia em CC para CA e o quadro de proteção CA apresenta principalmente disjuntores e DPS, a fim de proteger contra sobrecargas e contra surtos. Além desses equipamentos, podem ser instalados outros a depender da potência e da complexidade do sistema.

Esses sistemas devem atender aos requisitos normativos da ABNT e das especificações técnicas das concessionárias de energia, entre elas se destacam para o estado do Ceará: ABNT NBR 16274-2014, ABNT NBR 16612-2017, ABNT NBR 16690-2019, ABNT

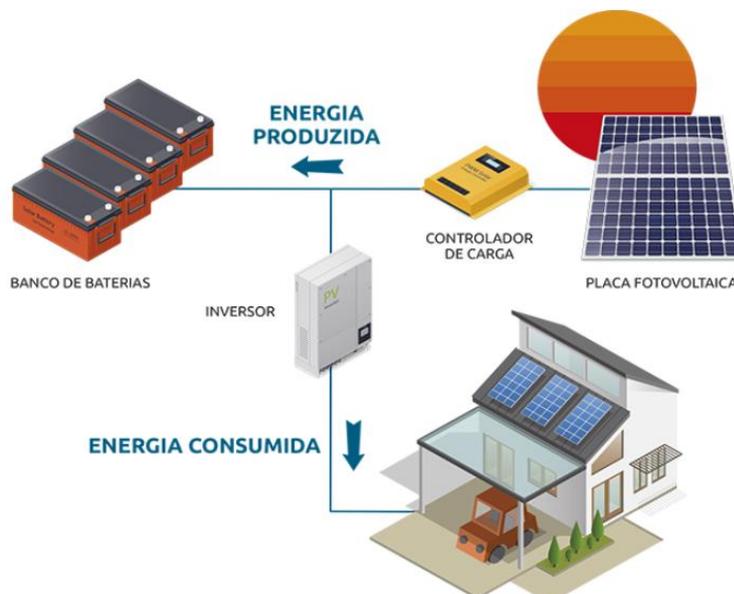
NBR 5410-2008, Especificação Técnica Enel Ceará N° 122 – 2018 e Especificação Técnica Enel Ceará N° 131 – 2018.

### 2.3.3.2 Sistema Fotovoltaico Isolado (SFI)

Os SFI, também chamados de Sistemas *Off-Grid*, são caracterizados por não apresentarem conexão direta com a rede elétrica e por geralmente possuírem armazenadores de energia, principalmente armazenadores eletroquímicos como as baterias. Esses sistemas são usualmente instalados em locais de difícil acesso sem fornecimento de energia elétrica ou onde não se compensa economicamente a expansão da rede elétrica para atender a região. Todavia, também podem ser instalados em centros urbanos por consumidores motivados pela questão ambiental de utilizar energia totalmente renovável ou por consumidores que não desejam arcar com os custos das contas de energia cobradas pela distribuidora.

Esses sistemas são constituídos principalmente pelos equipamentos destacados na Figura 4. A energia elétrica é gerada em CC nos módulos FV e poderá ser utilizada diretamente pelas cargas do consumidor no período em que há geração, ou seja, durante o dia, após passar pelo inversor que realiza a conversão de CC para CA. O excedente da geração em CC será utilizado para carregar as baterias, após passar pelo controlador de carga, que realiza o gerenciamento de carga e descarga das baterias. Quando não houver radiação solar, as cargas elétricas serão alimentadas pela energia armazenada após passar pelo inversor.

Figura 4 – Esquemático de um SFI



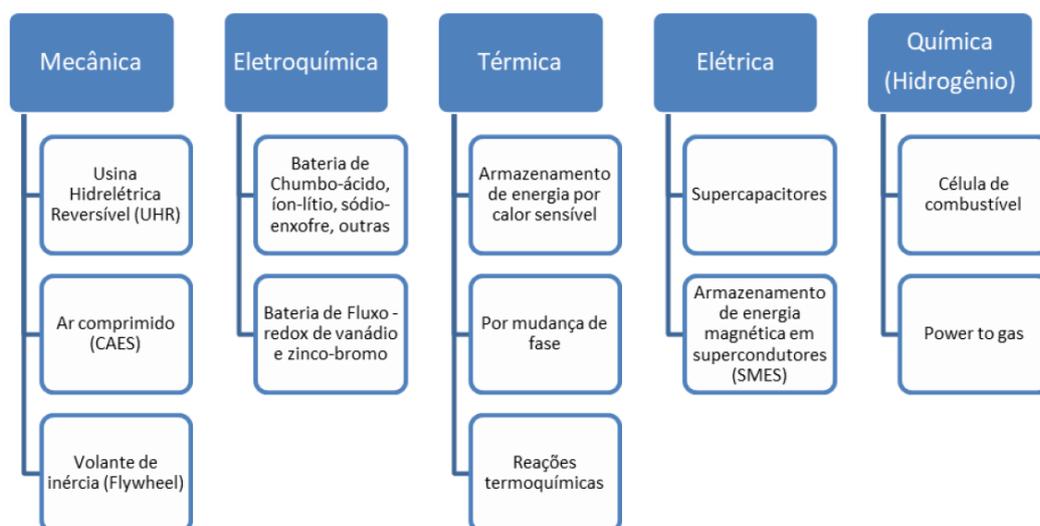
Fonte: BMC Energia (2022).

## 2.4 Armazenamento de Energia Elétrica com Baterias

A fonte de energia solar fotovoltaica é caracterizada como uma fonte intermitente, assim como a eólica, pois não é possível prever com certeza a geração ao longo do dia, pois depende da radiação solar, e da mesma forma a eólica depende do regime de ventos. Portanto, torna-se interessante avaliar formas de armazenar essa energia gerada, para utilização posterior quando a demanda for maior do que a geração de eletricidade.

O armazenamento de energia elétrica consiste em gerá-la ou consumi-la da rede, transformá-la em alguma outra forma que possa ser estocada e, posteriormente, transformá-la em energia elétrica novamente (CHEN et al., 2009). Há diversas alternativas para realizar o armazenamento de energia, como indicado na Figura 5, em que cada uma apresenta suas vantagens, desvantagens e aplicações principais.

Figura 5 – Tipos de armazenamento de energia

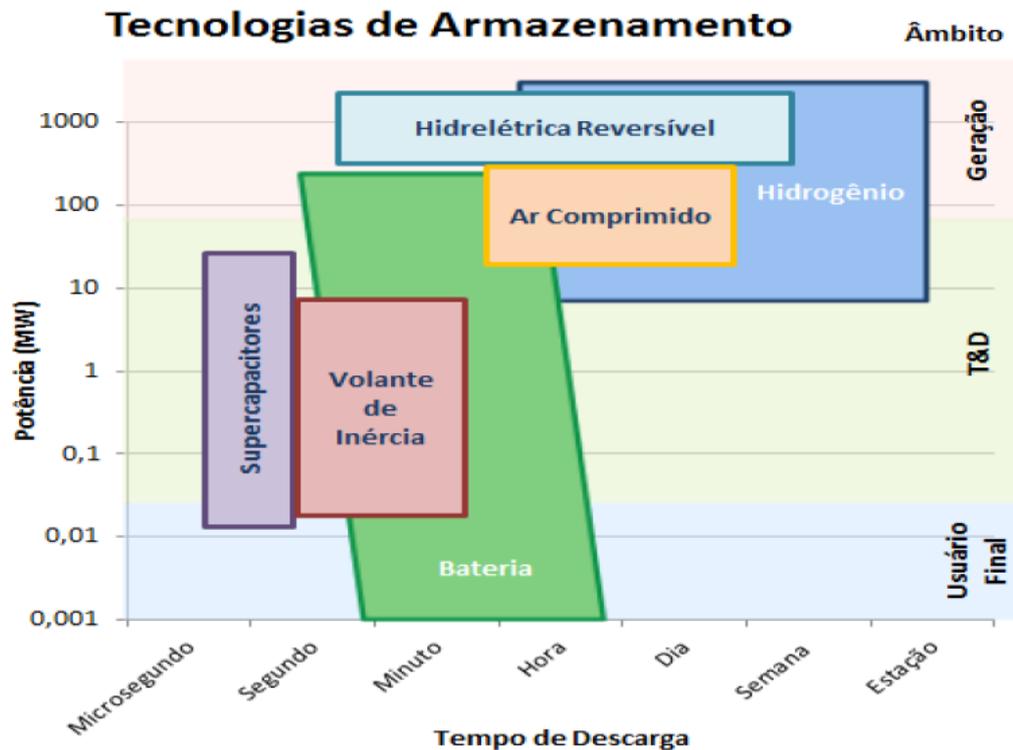


Fonte: EPE (2019).

Destaca-se, principalmente, o armazenamento eletroquímico, que são as baterias. Devido ao aumento da capacidade instalada em todo o mundo de usinas de fontes solar FV e eólica, vê-se as baterias como uma solução para a questão da intermitência, permitindo fornecer energia elétrica para a rede ou para o consumidor mesmo em momentos que a geração é menor do que a demanda. Além disso, o armazenamento através de baterias vem ganhando destaque pela redução de preço contínua das tecnologias, além de serem mais adequadas para o porte e para a finalidade dos projetos de geração solar FV e eólica.

A Figura 6 indica quais são as tecnologias de armazenamento de energia mais adequadas a depender da potência do projeto, do tempo de descarga da eletricidade e da finalidade, se é destinado para o usuário final, se será utilizado no sistema de transmissão e distribuição ou se será utilizado em conjunto com grandes usinas de geração de energia elétrica.

Figura 6 – Relação entre os tipos de armazenamento de energia e parâmetros dos projetos



Fonte: EPE (2019).

Observa-se, portanto, que cada tecnologia de armazenamento tem suas características e suas aplicações principais. Logo, a comparação técnica e financeira entre elas sempre deve ser realizada caso a caso, pois a viabilidade de cada solução é variável a depender do dimensionamento e da aplicação desejada (REIS, 2020).

As Seções 2.4.1, 2.4.2 e 2.4.3 se referem ao armazenamento eletroquímico das baterias de chumbo-ácido e íon-lítio, por serem as mais utilizadas atualmente para aplicação conjunta com fontes intermitentes e serem objetos de estudo deste trabalho.

#### 2.4.1 Armazenamento Eletroquímico

Os métodos de armazenamento eletroquímico, que correspondem às baterias, são capazes de transformar energia elétrica em energia química para armazenamento e, posteriormente, realizar operação inversa para fornecer eletricidade à carga. As baterias são utilizadas em diversas aplicações no sistema elétrico, entre elas: operação conjunta com plantas de geração para fornecimento de energia elétrica em sistemas isolados e operação com fontes intermitentes para abastecer a rede elétrica em momentos de alta demanda e baixa geração. Além disso, as baterias também se destacam por sua utilização em aparelhos eletrônicos e em carros elétricos, setores que estimularam principalmente o desenvolvimento das baterias de íon-lítio.

A escolha do tipo de bateria para um sistema depende principalmente da tensão nominal (V), da capacidade de armazenamento (Ah) e da vida útil. Porém, as baterias também se diferenciam umas das outras pelas características de composição química e densidade energética (W/kg).

Outra característica importante e que impacta diretamente no dimensionamento do banco de baterias é a profundidade de descarga, também conhecida como DoD (do acrônimo em inglês *Depth of Discharge*), que corresponde ao percentual da capacidade da bateria que pode ser descarregado a cada ciclo. As baterias são desenhadas para permitir um DoD específico a fim de garantir uma vida útil especificada (HUGGINS, 2016), tal que a vida útil significa o número de ciclos de carga e descarga que uma bateria pode executar antes de falhar, isto é, não conseguir prover a tensão mínima aceitável em seus terminais (FEDALTO, 2020).

A Tabela 1 apresenta uma comparação entre as principais características dos dois tipos de baterias que são mais utilizados atualmente para aplicações no sistema elétrico, a bateria de chumbo-ácido e de íon-lítio.

Tabela 1 - Características dos principais tipos de baterias

<b>Característica</b>	<b>Chumbo-Ácido</b>	<b>Íon-Lítio</b>
<b>Composição Química</b>	Pb + H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	LFP, NMC, NCA
<b>Tempo de Descarga</b>	Flexível, pode ser otimizado para até 20 horas	Até 4 horas
<b>Vida Útil (ciclos)</b>	200 - 800	2.000 – 8.000
<b>Eficiência Total</b>	60% - 70%	85% - 98%
<b>Densidade Energética</b>	Baixa	Alta
<b>Preço Baterias (US\$)</b>	Até US\$ 100/kWh	Até US\$ 200/kWh
<b>Segurança</b>	Média	Baixa - Média
<b>Toxicidade</b>	Elevada	Média

Nota: “LFP” corresponde à fosfato de ferro-lítio, “NMC” à óxido de lítio níquel-manganês-cobalto, “NCA” à óxido de lítio níquel-cobalto-alumínio.

Fonte: Greener (2021).

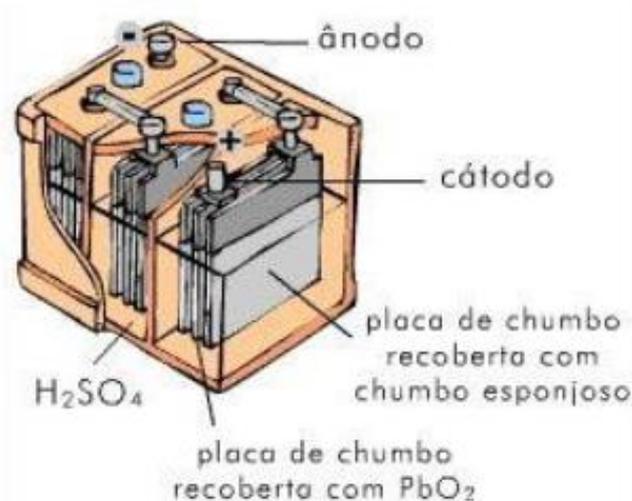
É possível, portanto, identificar que cada bateria possui suas vantagens e desvantagens, por exemplo, as baterias de chumbo-ácido possuem preço menor e tempo maior de descarga, porém apresentam baixa vida útil e eficiência, já as baterias de íon-lítio possuem alta vida útil e eficiência, porém possuem preço maior, menor segurança e menor tempo de descarga. As Seções 2.4.1.1 e 2.4.1.2 detalham mais sobre essas baterias e suas características.

#### 2.4.1.1 Baterias de Chumbo-Ácido

As baterias de chumbo-ácido foram inventadas em 1859 pelo francês Gaston Planté. Elas correspondem a uma associação de pilhas, geralmente cada uma com tensão elétrica de 2 V, em série. As baterias de chumbo-ácido mais comuns são as com tensão elétrica de 12 V e elas podem ser do tipo estacionárias ou automotivas, tal que as primeiras são utilizadas em aplicações no setor elétrico.

Essas baterias são constituídas por um eletrodo de chumbo esponjoso e outro eletrodo de dióxido de chumbo, ambos mergulhados em uma solução, chamada de eletrólito, de ácido sulfúrico ( $H_2SO_4$ ), tal como ilustrado na Figura 7 (CARNEIRO *et al.*, 2017).

Figura 7 – Estrutura da bateria de chumbo-ácido

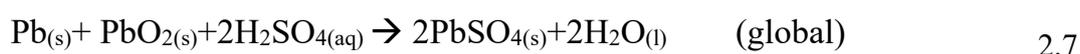
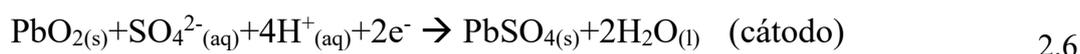


Fonte: Júnior (2017).

O armazenamento eletroquímico dessas baterias é baseado em reações redox (também chamada de reação de redução-oxidação), que consiste num processo que envolve a transferência de elétrons, tal que a redução é o ganho de elétrons e a oxidação é a perda de

elétrons. (ZUMDAHL, S.S; ZUMDAHL, S.A, 2014). Esse processo eletroquímico resulta em um potencial elétrico.

Os eletrodos de uma bateria são designados de acordo com a reação que ocorre neles, tal que no ânodo ocorre a oxidação e no cátodo ocorre a redução. Na bateria de chumbo-ácido durante a descarga, ocorre a oxidação no chumbo e a redução no dióxido de chumbo, ou seja, o chumbo é o ânodo e o dióxido de chumbo é o cátodo. Já durante a recarga das baterias, a corrente contínua passa do eletrodo de dióxido de chumbo para o de chumbo, ocorrendo a inversão das reações, ou seja, o chumbo passa a ser o cátodo e o dióxido de chumbo passa a ser o ânodo. As reações químicas que ocorrem durante a descarga são representadas nas Equações 2.5, 2.6 e 2.7. (CARNEIRO *et al.*, 2017).

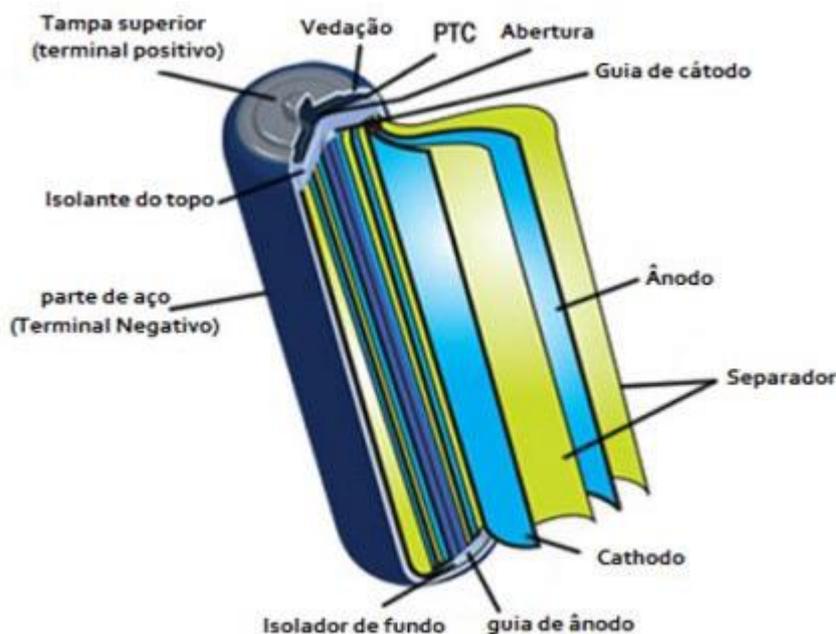


As baterias de chumbo-ácido apesar de possuírem menor preço em comparação com outros tipos de baterias, elas geram maiores custos se forem pensadas para aplicações de longo prazo, devido ao baixo número de ciclos de carga e descarga que as fabricantes garantem seu funcionamento, sendo necessário a troca delas em um período curto de utilização.

#### 2.4.1.2 Baterias de Íon-Lítio

Esses armazenadores eletroquímicos são os que apresentam a movimentação de íons de lítio entre cátodo e ânodo durante os ciclos de carga e descarga. Essas baterias tiveram seu primeiro protótipo desenvolvido por Akira Yoshino, em 1985, que utilizou como base as pesquisas de John Goodenough da década de 70. Posteriormente, em 1991, a empresa Sony desenvolveu a primeira bateria de íon-lítio comercial. (IBERDROLA, 2022). A Figura 8 apresenta a estrutura e as partes dessa bateria em formato cilíndrico, porém elas também podem ser encontradas em formatos prismáticos.

Figura 8 – Estrutura da bateria de íon-lítio cilíndrica



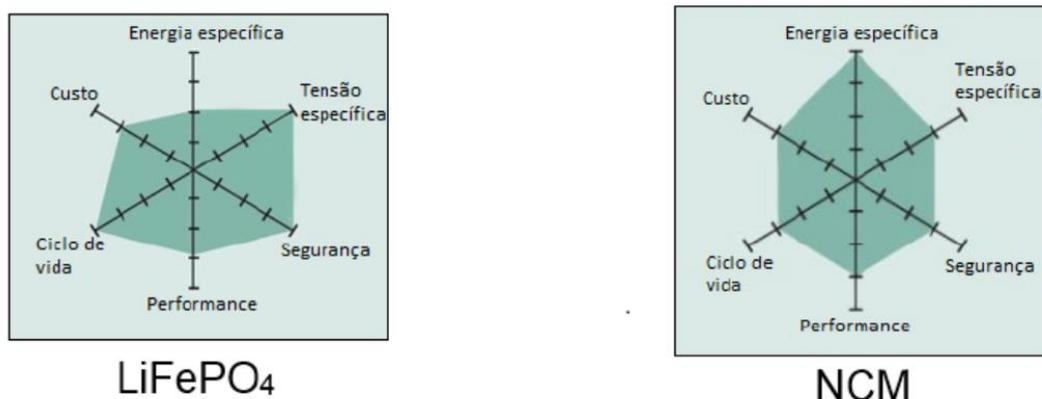
Fonte: Bento (2022).

As principais vantagens desta tecnologia são: a maior densidade de energia (Wh/Kg) e o baixo peso. (CHAGAS, 2012). Por isso, as baterias de íon-lítio são utilizadas em equipamentos eletrônicos portáteis e em veículos elétricos, dois setores que foram responsáveis pelo seu desenvolvimento nas últimas décadas.

Segundo Chagas (2012), o princípio de funcionamento das baterias de íon-lítio é baseado na intercalação iônica, em que há a difusão dos íons de lítio ( $\text{Li}^+$ ) numa rede cristalina tanto do cátodo como do ânodo. O composto mais utilizado no ânodo é o carbono grafite ( $\text{C}_g$ ) e o eletrólito é uma mistura de solventes orgânicos e sais de lítio, como perclorato de lítio ( $\text{LiClO}_4$ ) e hexafluorofosfato de lítio ( $\text{LiPF}_6$ ).

Já os principais compostos utilizados no cátodo são óxidos de metais litiados com base no manganês ( $\text{LiMn}_2\text{O}_4$ ), no cobalto ( $\text{LiCoO}_2$ ), no níquel ( $\text{LiNiO}_2$ ), na combinação entre níquel-manganês-cobalto ( $\text{LiNiMnCoO}_2$ ) ou no ferrofosfato ( $\text{LiFePO}_4$ ). (BENTO, 2022). Entre eles, os mais encontrados no mercado atualmente são com base de níquel-manganês-cobalto (NCM) e de  $\text{LiFePO}_4$ , tal que cada um possui suas características, como indicado na Figura 9.

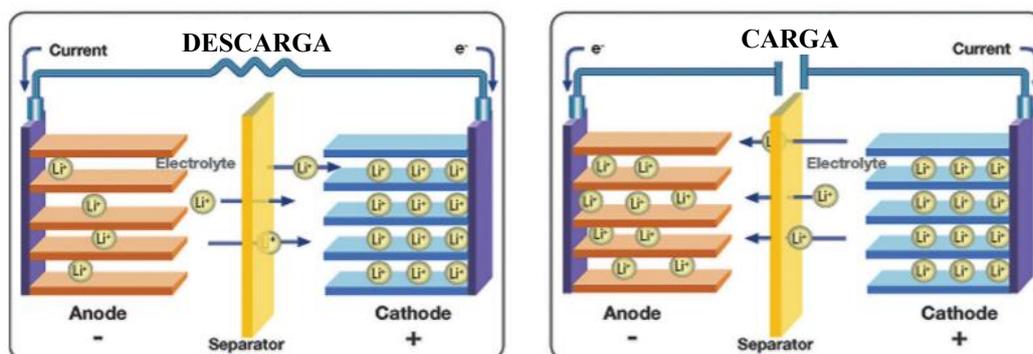
Figura 9 – Comparativo entre as baterias de íon-lítio de  $\text{LiFePO}_4$  e NCM



Fonte: FEDALTO (2020).

Para armazenar energia nessas baterias, a fonte de eletricidade faz passar corrente contínua em direção ao cátodo e, então, os íons de lítio se movem do cátodo para o ânodo através do eletrólito e a bateria é carregada pela diferença de potencial entre os dois eletrodos. No processo de descarga, os íons de lítio que estavam no ânodo se movem para o cátodo e, então, cria-se uma corrente elétrica que flui do cátodo em direção ao ânodo passando pelas cargas elétricas. (TOSHIBA, 2022). Esse processo é ilustrado na Figura 10.

Figura 10 – Processo de descarga e carga da bateria de íon-lítio



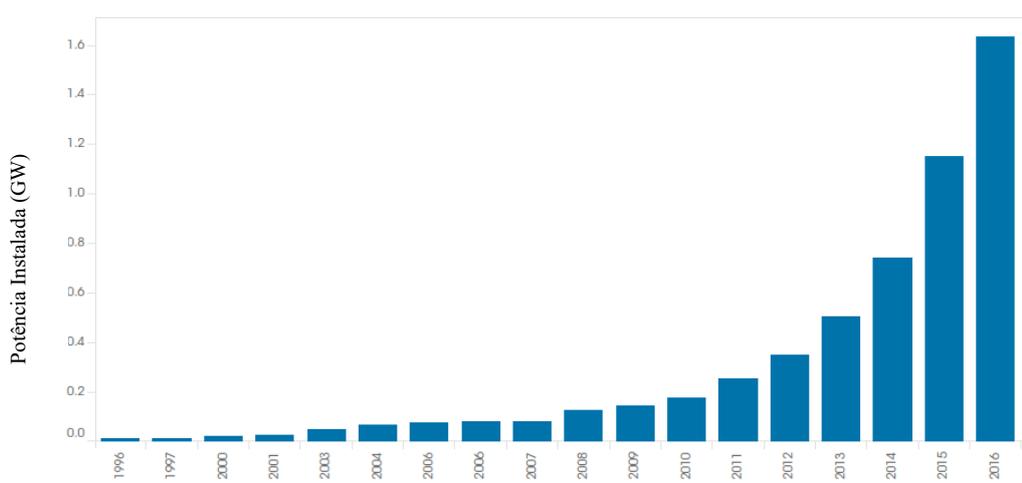
Fonte: adaptado de Voelker (2014).

Todavia, as baterias de íon-lítio devem sempre ser acompanhadas de mecanismos de controle que visem monitorar os processos de carga e descarga, pois o lítio é um metal altamente reagente em contato com a água ou o ar, o que torna essa bateria mais suscetível a explosões, ao desencadear uma rápida oxidação que libera grande quantidade de calor. Por isso, em sua construção foram considerados eletrólitos não aquosos. (FEDALTO, 2020).

### 2.4.2 Situação do Mercado de Baterias

Os sistemas de armazenamento de energia através de baterias apresentaram crescimento exponencial ao longo dos anos, tal como indicado no Gráfico 7, atingindo a marca de 1,6 GW em 2016 de capacidade instalada desses sistemas em todo o mundo.

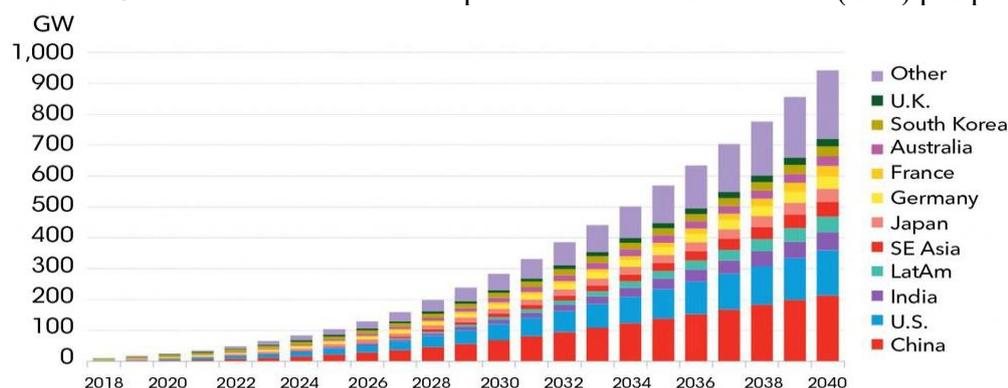
Gráfico 7 – Capacidade instalada mundial de armazenamento eletroquímico (GW)



Fonte: adaptado de IRENA (2017).

Esse crescimento se deve especialmente à utilização de baterias em equipamentos eletrônicos portáteis e em veículos elétricos. Além desses fatores, a utilização de sistemas de armazenamento em conjunto com fontes de energia elétrica intermitentes, visando tornar a matriz elétrica dos países sustentável e renovável, também providenciará o desenvolvimento do setor. É estimado, segundo o BNEF (2018), que o mercado irá crescer com investimentos da ordem de US\$ 660 bilhões até 2040. Esse desenvolvimento é ilustrado a partir da previsão de crescimento da capacidade instalada no Gráfico 8.

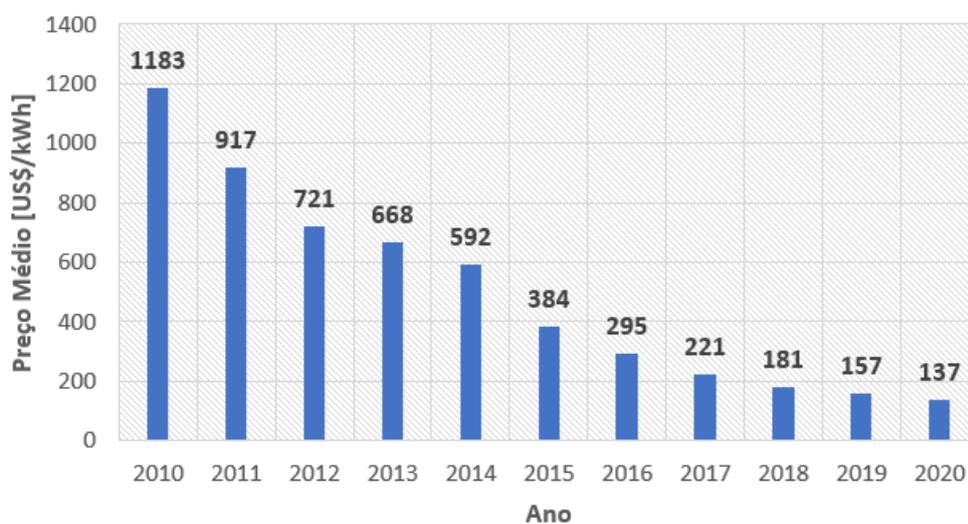
Gráfico 8 – Previsão mundial de capacidade de armazenamento (GW) por país



Nota: exclui-se o armazenamento através de hidrelétricas reversíveis.

Fonte: BNEF (2018).

Outro fator que impulsiona esse mercado é a redução contínua dos preços das baterias, especialmente das baterias de íon-lítio. Segundo BNEF (2020), o preço médio delas caiu em 89% desde 2010 até 2020, como indicado no Gráfico 9, ao mesmo tempo em que nesse período a densidade energética das baterias quase triplicou, passando de 100 Wh/Kg em 2010 para aproximadamente 300 Wh/Kg em 2020.

Gráfico 9 – Preço médio do *pack* de baterias de íon-lítio (US\$/kWh)

Nota: Considera-se o *pack* de baterias de íon-lítio com BMS, contatos elétricos e receptáculo metálico.

Fonte: adaptado de BNEF (2020).

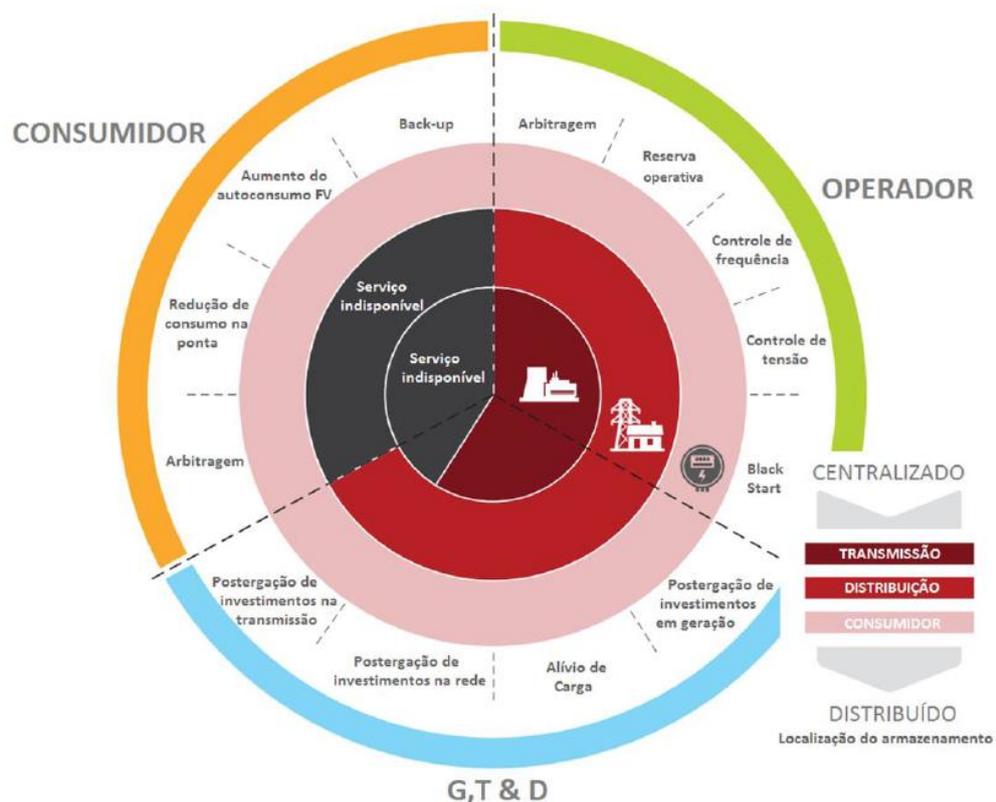
A redução dos preços das baterias e o desenvolvimento da tecnologia promovendo maior densidade energética e mais segurança, continuará promovendo o aumento do número de sistemas de armazenamento ao redor do mundo.

Esse crescimento também é esperado para o Brasil, tal que, segundo Greener (2021), é estimado que em 2025 o mercado de armazenamento para aplicações atrás do medidor, ou seja, aplicações diretas em instalações dos consumidores, principalmente de média tensão, trará retorno financeiro para aproximadamente 21.000 unidades consumidoras brasileiras, cuja principal motivação desse resultado é a redução dos custos do sistema.

### 2.4.3 Aplicações de Bancos de Baterias no SEP

As baterias tendem a ser cada vez mais utilizadas no Sistema Elétrico de Potência (SEP), tal que suas aplicações se dividem em quatro grupos principais, segundo a Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia (ABAQUE), sendo eles: deslocamento da energia no tempo, capacidade adicional de fornecimento, integração de fontes renováveis e serviços ancilares. (MACHIAVELLI, 2018). A Figura 11 apresenta alguns exemplos dessas aplicações em diferentes agentes do setor elétrico, como o consumidor, o operador, o gerador e as concessionárias de transmissão e de distribuição.

Figura 11 – Aplicações de bancos de baterias no SEP



Fonte: EPE (2019).

As aplicações no operador e nos agentes gerador, transmissor e distribuidor são comumente chamadas de sistemas de armazenamento em frente ao medidor e as aplicações diretas nas unidades consumidoras são chamadas de sistemas de armazenamento atrás do medidor.

Os sistemas de grande porte em frente ao medidor, segundo Greener (2021), para os agentes geradores facilitam o despacho de usinas renováveis, como eólica e solar FV, pois absorvem os picos de geração e os transferem para momentos de alta carga, além disso em conjunto com a geração FV podem substituir os geradores à diesel de sistemas isolados. Já para os agentes transmissores e distribuidores, podem oferecer maior eficiência nas redes, ao postergar investimentos se instalando armazenadores em pontos estratégicos a fim suprir os picos de demanda, e permitem melhora da qualidade da energia elétrica, ao absorver flutuações de tensão ou de frequência, contribuindo para a redução de quedas o fornecimento de eletricidade.

As aplicações de sistemas de armazenamento atrás do medidor podem ser instaladas em consumidores residenciais, mas principalmente em comerciais e industriais. As principais aplicações nesses agentes, segundo Machiavelli (2018), são:

a) Redução de ponta de carga (ou também chamado de *Peak-shaving*), que consiste em armazenar a energia em momentos de maior disponibilidade e utilizar durante o pico de demanda;

b) Arbitragem de energia, que consiste em armazenar energia nos momentos que sua tarifa é mais barata e utilizar quando é mais cara;

c) Deslocamento de consumo, é usado em sistemas isolados, que consiste em armazenar energia em momentos de maior geração para utilizar em períodos de elevado consumo e baixa ou nenhuma geração;

d) *Backup*, são os sistemas que armazenam energia para suprir o consumo elétrico da instalação em momentos de falta de fornecimento pela distribuidora.

Também é importante frisar que a energia armazenada em BESS (do acrônimo em inglês *Battery Energy Storage System*, ou seja, sistema de armazenamento de energia em baterias) instalados atrás do medidor não pode ser injetada na rede, por não haver regulamentação da ANEEL para esse funcionamento, porém eles podem ser utilizados por esses consumidores para gerenciar sua energia das formas indicadas por Machiavelli (2018).

### 3 DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS *OFF-GRID*

Para suprir o consumo de energia elétrica do cliente durante o horário de ponta – correspondente ao período entre às 17:30 e às 20:30 nos dias úteis para a concessionária Enel Ceará – é necessário que as estratégias de armazenamento de energia elétrica estejam bem dimensionadas, visando garantir a continuidade do serviço para gerar economia na conta de energia.

As duas estratégias a serem abordadas para o consumidor em estudo são Sistema *Off-Grid* e Sistema Híbrido, tal que esse último é abordado no Capítulo 4. Nos dois casos haverá geração de energia a partir de módulos fotovoltaicos, porém no Sistema *Off-Grid* a energia gerada será diretamente armazenada no banco de baterias para posterior utilização no horário de ponta, enquanto no Sistema Híbrido essa energia gerada será utilizada instantaneamente na UC e o excedente será exportado para a rede elétrica da concessionária, fazendo com que a unidade consumidora faça parte da Geração Distribuída, segundo as Resoluções Normativas N° 482 de 2012 e N° 687 de 2015 da ANEEL. No Sistema Híbrido, o carregamento das baterias se dará apenas pela própria energia da rede elétrica, sendo a geração FV usada com o objetivo de compensar esse consumo excedente no horário fora de ponta.

Para o dimensionamento dos dois tipos de sistemas, inicialmente será avaliada a irradiação solar do local de instalação dos módulos fotovoltaicos, que correspondem a planta de geração. Depois serão verificados os valores de demanda e de consumo elétrico do cliente pelas faturas de energia e pelo sistema de telemedição disponível no sítio eletrônico da Enel Ceará. De posse desses dados, é possível dimensionar os equipamentos principais dos sistemas, como baterias, módulos FV, controlador de carga e inversor *off-grid* para o Sistema *Off-Grid*, abordado no Capítulo 3, assim como baterias, módulos FV e conversor bidirecional para o Sistema Híbrido, abordado no Capítulo 4.

#### 3.1 Avaliação do Recurso Solar

Os painéis solares convertem energia solar em energia elétrica a partir do efeito fotovoltaico, logo o montante de geração de eletricidade está diretamente relacionado a irradiação solar do local, tal que essa é a quantidade de energia radiante que incide em uma superfície durante um certo intervalo de tempo, por unidade de área desta. (ENERGÊS, 2020).

O projeto será localizado na cidade de Iguatu, na região Centro-Sul do estado do Ceará, que apresenta temperatura ambiente média igual a 26,8 °C e umidade relativa média

igual a 62,1%, características do clima semiárido. A Tabela 2 indica os valores de irradiação solar diária média mensal, obtidas pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB), para a estação solarimétrica mais próxima das coordenadas geográficas do local do sistema. Nesse caso, foi considerado o ângulo de instalação dos módulos fotovoltaicos igual a latitude, aproximadamente 6°, já que o telhado da unidade consumidora é plano e essa inclinação na estrutura é necessária para promover a limpeza natural dos módulos a partir da chuva.

Tabela 2 - Irradiação solar diária média mensal

Mês	Irradiação Solar Diária Média Mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]
Janeiro	5,54
Fevereiro	5,69
Março	5,85
Abril	5,59
Maió	5,43
Junho	5,42
Julho	5,69
Agosto	6,37
Setembro	6,49
Outubro	6,38
Novembro	6,27
Dezembro	5,85
<b>Média</b>	<b>5,88</b>

Fonte: CRESESB, 2021.

A partir da Tabela 2, é possível visualizar que o local apresenta menores valores de irradiação solar diária no primeiro semestre, correspondendo ao período chuvoso da região. Então para o dimensionamento do sistema FV será considerada a menor irradiação, ou seja, a do mês de junho, igual a 5,42 kWh/m<sup>2</sup>.dia, de modo que o sistema será capaz de gerar o necessário para ser armazenado ou para compensar o consumo excedente do carregamento das baterias mesmo nesse mês menos ensolarado.

### 3.2 Levantamento da Demanda e do Consumo Elétrico

O consumidor em estudo é uma pessoa jurídica que faz parte do setor comercial e de serviços, tendo como atividade principal a manutenção de automóveis. O cliente faz parte do grupo A e subgrupo A4, segundo a Resolução Normativa da ANEEL n° 1.000 de 2021, por ser uma unidade consumidora (UC) com tensão de fornecimento de energia igual a 13,8 kV. As

UCs desse grupo são caracterizadas pela tarifa binômia, em que o cliente é faturado pela demanda e pelo consumo elétrico. Além disso, o consumidor é da modalidade tarifária horosazonal verde, que possui tarifa única de demanda e tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica para o horário de ponta e o horário fora ponta.

Devido a pandemia do Covid-19, que gerou mudanças na curva de carga de diversos consumidores, principalmente do setor do comércio e da indústria, não se analisou apenas os dados da telemetria dos meses mais recentes ao estudo, mas considerou-se o período de janeiro de 2019 a setembro de 2021, com o objetivo de verificar também a curva de carga antes do período da pandemia.

Para os 33 meses averiguados desse período, foram levantados os valores de demanda máximos e os valores de consumo na hora ponta máximos, a fim de que os sistemas de armazenamento sejam capazes de suprir o consumo durante o horário de ponta também na pior condição. A Tabela 3 e a Tabela 4 resumem os maiores valores encontrados de demanda e de consumo no posto tarifário de ponta e fora de ponta, respectivamente, no período analisado entre os anos de 2019 e de 2021.

Tabela 3 - Valores máximos de demanda e consumo da UC no horário de ponta

<b>Mês/Ano</b>	<b>Demanda Ponta Mensal Máxima [kW]</b>	<b>Consumo Ponta Mensal [kWh]</b>
Julho de 2019	53,42	1084,46
Janeiro de 2020	42,82	1061,77
Fevereiro de 2020	52,94	768,56
Junho de 2021	52,85	824,05
Setembro de 2021	59,76	771,05

Fonte: adaptada do sistema de telemetria da Enel Ceará (2021).

Tabela 4 - Valores máximos de demanda e consumo da UC no horário fora de ponta

<b>Mês/Ano</b>	<b>Demanda Fora Ponta Mensal Máxima [kW]</b>	<b>Consumo Fora Ponta Mensal [kWh]</b>
Julho de 2019	67,49	6699,37
Janeiro de 2020	66,47	7636,11
Fevereiro de 2020	64,75	5578,76
Junho de 2021	61,92	6103,32
Setembro de 2021	68,35	5356,88

Fonte: adaptada do sistema de telemetria da Enel Ceará (2021).

A maior demanda máxima encontrada nesse período no horário de ponta é de 59,76 kW, referente ao mês de setembro de 2021. Como a demanda representa o somatório de potência da carga conectada ao sistema elétrico no momento da medição desse consumidor, logo será

considerado esse valor como a Potência Instalada ( $P_{inst}$ ) para o dimensionamento do inversor *off-grid* e do conversor bidirecional dos dois sistemas analisados.

O maior consumo ponta mensal encontrado nesse período é de 1.084,46 kWh, referente ao mês de julho de 2019. Esse valor corresponde ao somatório de todo o consumo registrado no horário de ponta durante os 31 dias desse mês. Como os sistemas de armazenamento visam atender o consumo de ponta em cada dia, ou seja, os ciclos de carga e descarga das baterias ocorrem em todos os dias úteis, então analisou-se o consumo ponta diário para cada dia do mês de julho de 2019 pela plataforma de telemetria da Enel Ceará e verificou-se que o maior valor foi de 98,65 kWh, referente ao dia 04 de julho de 2019. Logo, considerou-se esse consumo ponta para o dimensionamento do banco de baterias e do arranjo fotovoltaico.

Para efetivar a correta entrega da energia armazenada para as cargas, corrigiu-se o consumo de acordo com a eficiência das baterias e do inversor *off-grid* para o Sistema *Off-Grid* e das baterias e do conversor bidirecional para o Sistema Híbrido, como indicado nas Equações 3.1 e 3.2 (SOLSIST, 2019), respectivamente, tal que  $\eta_{bateria}$ ,  $\eta_{inversor}$  e  $\eta_{conversor}$  correspondem, nessa ordem, ao fator de eficiência das baterias, do inversor e do conversor bidirecional.

$$\text{Consumo}(SO)_{\text{corrigido}} = \frac{\text{Consumo}_{\text{diário máximo}}}{\eta_{bateria} \cdot \eta_{inversor}} \quad 3.1$$

$$\text{Consumo}(SH)_{\text{corrigido}} = \frac{\text{Consumo}_{\text{diário máximo}}}{\eta_{bateria} \cdot \eta_{conversor}} \quad 3.2$$

Dado que o consumo diário máximo considerado é de 98,65 kWh, a eficiência da bateria é de 86% (SOLSIST, 2019), a do inversor *off-grid* é de 97,4% (GROWATT, 2021) e a do conversor bidirecional é de 96,4% (WEG, 2021), obtém-se o consumo corrigido igual a 117,8 kWh para o Sistema *Off-Grid* e igual a 119 kWh para o Sistema Híbrido, que serão utilizados para o dimensionamento dos equipamentos.

### 3.3 Dimensionamento do Sistema *Off-Grid*

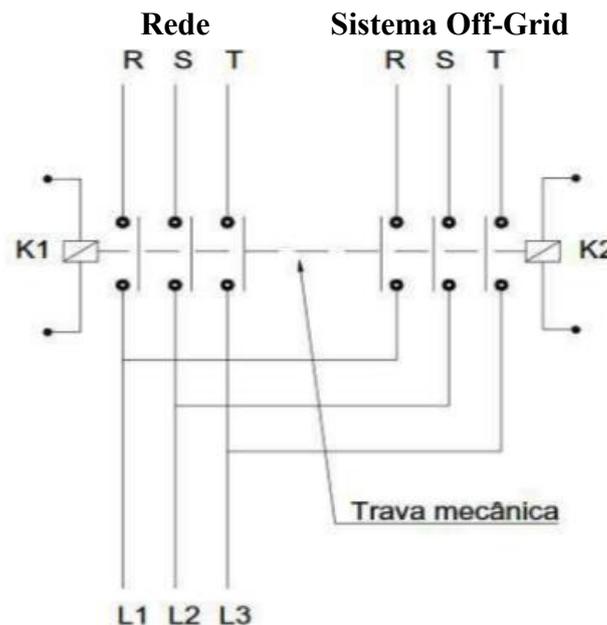
Uma das estratégias analisadas para evitar o faturamento do consumo de energia elétrica no horário de ponta é a utilização de um sistema de geração e de armazenamento totalmente *off-grid*, em que o carregamento das baterias se dá unicamente pela energia gerada através dos módulos FV. Essa energia em corrente contínua (CC) a ser entregue às baterias

passa primeiramente pelo controlador de carga, protegendo-as dos efeitos de sobrecarga ou descarga abrupta, ou seja, é um equipamento de extrema importância pois é responsável por preservar a vida útil das baterias. Durante o período de descarga, a energia em CC passa pelo inversor, que a converte em corrente alternada (CA), para então poder alimentar as cargas da instalação na tensão de 380 V se trifásicas e de 220 V se monofásicas.

Nesse sistema *off-grid* em nenhum momento a energia gerada pelos painéis solares é entregue à rede da concessionária, assim como a energia elétrica da rede não é responsável por carregar as baterias, pois será instalada uma chave de transferência automática próxima ou no Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT) do consumidor, em que as cargas da instalação serão alimentadas somente pela rede da distribuidora ou somente pela energia que foi armazenada. Nesse sistema não ocorre em nenhum momento paralelismo entre as duas fontes, sendo caracterizada por uma transferência aberta, que deve ser realizada sem cargas conectadas.

Dessa forma, a chave de transferência será automatizada para fechar o contato do sistema *off-grid* ao mesmo tempo em que abre o contato da rede da concessionária no início do horário de ponta. Ao final desse posto tarifário, às 20:30, ocorre a operação inversa. Esse funcionamento da chave é possível graças ao intertravamento mecânico entre o contato das duas fontes, como indicado na Figura 12

Figura 12 – Diagrama elétrico de contatores com intertravamento mecânico



Fonte: adaptado de PEREIRA (2018).

O esquemático de conexão entre os equipamentos e os respectivos dispositivos de proteção estão indicados no Anexo A, assim como o detalhamento do dimensionamento do banco de baterias, do arranjo fotovoltaico, do inversor, do controlador de carga e da chave de transferência estão indicados nas Seções 3.3.1, 3.3.2, 3.3.3, 3.3.4 e 3.3.5, respectivamente.

### 3.3.1 Dimensionamento do Banco de Baterias

Para o sistema de armazenamento foram dimensionadas duas opções: Opção 1, banco de baterias do tipo chumbo-ácido, e Opção 2, banco de baterias do tipo íon-lítio. Conforme apresentado na Seção 2.4.1, cada tipo dessas baterias apresenta suas vantagens e desvantagens, de forma que os dois costumam ser utilizados para instalações desconectadas da rede elétrica. Por isso, foi dimensionado essas duas opções de armazenamento para posteriormente analisar financeiramente cada uma delas, verificando a atual diferença entre um sistema mais convencional, com baterias de chumbo-ácido, e um sistema mais atual, com baterias de íon-lítio.

#### 3.3.1.1 Opção 1: Banco de Baterias de Chumbo-Ácido

A bateria de chumbo-ácido considerada para o projeto é da fabricante Victron Energy, apresentada na Figura 13, do tipo AGM (acrônimo inglês para *Absorbent Glass Mat*, ou seja, fibra de vidro absorvente) com tecnologia VRLA (acrônimo inglês para *Valve Regulated Lead Acid*, ou seja, chumbo-ácido com válvula reguladora de pressão).

Figura 13 – Bateria de chumbo-ácido da Victron Energy



Fonte: Victron Energy (2021).

Nestas baterias AGM, o eletrólito é absorvido numa malha de fibra de vidro entre as placas por ação capilar, e por serem do tipo VRLA, indica que são seladas e o gás emitido escapa através das válvulas de segurança, o que faz com que elas não precisem de manutenção interna ao longo de sua vida útil. (VICTRON ENERGY, 2021).

As baterias AGM são mais adequadas para o fornecimento rápido de correntes elevadas, como é o caso do da unidade consumidora em estudo que terá uma corrente de operação de 90,8 A, considerando a  $P_{inst}$  igual a 59,76 kW e tensão de operação trifásica igual a 380 V. Além disso, foi considerado esse modelo da fabricante Victron Energy no lugar de outros modelos de fabricantes brasileiros devido ao valor elevado de capacidade de armazenamento, encontrado apenas para as baterias do mercado exterior.

O modelo da bateria de chumbo-ácido escolhido é da Victron Energy AGM Ciclo Profundo com tensão de operação de 12 V e capacidade nominal de 240 Ah, considerando o ciclo de operação de 20 horas e temperatura de 25°C. Essa bateria terá de ser mantida em ambiente refrigerado, com o objetivo de operar conforme a fabricante recomenda e de preservar a vida útil, que é de 1.500 ciclos para uma profundidade de descarga de 30 %. Como a bateria terá um ciclo completo de carga e descarga somente em dias úteis, então estima-se que a vida útil será de aproximadamente 6 anos.

Para o dimensionamento do banco de baterias da Opção 1, consideram-se 2 dias de autonomia ( $Dias_{autonomia}$ ) para o sistema, tal que seja possível fornecer energia mesmo em dias nublados, e considera-se a profundidade de descarga ( $P_D$ ) igual a 30 %. Dessa forma, é possível obter a capacidade de armazenamento do banco para um ciclo de 20 horas ( $CBI_{C20}$ ) conforme descrito na Equação 3.3, dada segundo Solsist (2019).

$$CBI_{C20} = \frac{\text{Consumo}(SO)_{corrigido} \cdot Dias_{autonomia}}{V_{bateria} \cdot P_D} \quad 3.3$$

Sabendo que a tensão de operação de cada bateria ( $V_{bateria}$ ) de chumbo-ácido é de 12 V, obtém-se o  $CBI_{C20}$  da Opção 1 igual a 65,43 kAh. Então, será necessário fazer associação entre as baterias para conseguir obter essa capacidade total.

O número mínimo de baterias necessário é calculado conforme a Equação 3.4 (SOLSIST, 2019), em que  $CBI_{bateriaC20}$  corresponde a capacidade de armazenamento de cada, igual a 240 Ah para o modelo considerado.

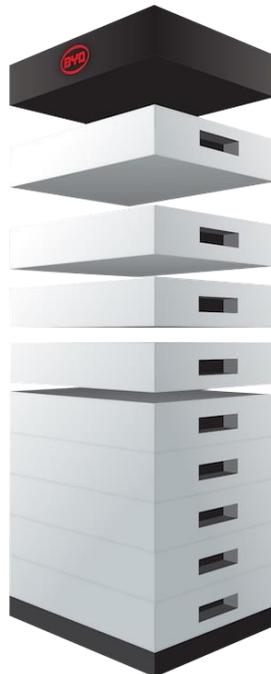
$$Quantidade_{baterias} = \frac{CBI_{C20}}{CBI_{bateriaC20}} \quad 3.4$$

O resultado é de pelo menos 272,62 baterias para o banco da Opção 1. Logo, serão consideradas 280 baterias de chumbo-ácido para compor esse sistema de armazenamento *off-grid*, pois essa quantidade irá se adequar às características do inversor e do controlador de carga, conforme indicadas nas Seções 3.3.3 e 3.3.4, respectivamente.

### 3.3.1.2 Opção 2: Banco de Baterias de Íon-Lítio

A bateria de íon-lítio considerada para o projeto é da fabricante BYD destinada especialmente para operações *off-grid* e de *backup*. Ela é desenvolvida em módulos, conforme apresentado na Figura 14, o que otimiza a utilização do espaço e permite a expansão do sistema de forma mais simples. Essa bateria é livre do elemento Cobalto, sendo do tipo Lítio Ferrofosfato, ou seja, menos agressiva ao meio ambiente.

Figura 14 – Bateria de íon-lítio da BYD



Fonte: BYD (2021).

O módulo de baterias de íon-lítio da BYD escolhido é o HVM 13.8, com tensão de operação entre 200 V a 288 V e capacidade nominal de 13,80 kWh, equivalente a 57,5 Ah para uma tensão de operação setada em 240 V, considerando o ciclo de operação de 20 horas e

temperatura de 25°C. Essa bateria terá de ser mantida em ambiente refrigerado, com o objetivo de operar conforme a fabricante recomenda e de preservar a vida útil, que é de 6.000 ciclos para uma profundidade de descarga de 80 %. Como a bateria terá um ciclo completo de carga e descarga somente em dias úteis, então estima-se que a vida útil será de aproximadamente 23 anos (BYD, 2021).

Para o dimensionamento do banco de baterias da Opção 2, consideram-se 2 dias de autonomia ( $Dias_{autonomia}$ ) para o sistema, tal que seja possível fornecer energia mesmo em dias nublados, e considera-se a profundidade de descarga ( $P_D$ ) igual a 80 %. Dessa forma, é possível obter a capacidade de armazenamento do banco para um ciclo de 20 horas ( $CBI_{C20}$ ) conforme descrito na Equação 3.5, dada segundo Solsist (2019).

$$CBI_{C20} = \frac{Consumo(SO)_{corrigido} \cdot Dias_{autonomia}}{V_{bateria} \cdot P_D} \quad 3.5$$

Sabendo que a tensão de operação de cada bateria ( $V_{bateria}$ ) de íon-lítio é de 240 V, obtém-se o  $CBI_{C20}$  da Opção 2 igual a 1,22 kAh. Então, será necessário fazer associação entre as baterias para conseguir obter essa capacidade total.

O número mínimo de baterias necessário é calculado conforme a Equação 3.6 (SOLSIST, 2019), em que  $CBI_{bateriaC20}$  corresponde a capacidade de armazenamento de cada, igual a 57,5 Ah para o modelo considerado.

$$Quantidade_{baterias} = \frac{CBI_{C20}}{CBI_{bateriaC20}} \quad 3.6$$

O resultado é de 21,33 baterias para o banco da Opção 2. Logo, arredondando esse valor, serão consideradas 21 baterias de íon-lítio para compor esse sistema de armazenamento *off-grid*, de forma que também se atende às características do inversor e do controlador de carga, conforme indicadas nas Seções 3.3.3 e 3.3.4, respectivamente.

### 3.3.2 Dimensionamento do Arranjo Fotovoltaico

Para garantir que as baterias consigam entregar toda a energia demandada no horário de ponta, é necessário que o arranjo FV esteja bem dimensionado para efetivar o carregamento delas.

A potência total do arranjo ( $P_{FV}$ ) é calculada conforme a Equação 3.7 (SOLSIST, 2019), tal que HSP corresponde às Horas de Sol Pleno do local de instalação dos módulos fotovoltaicos, que é equivalente a irradiação solar diária média de 5,42 kWh/m<sup>2</sup>.dia, como indicado na Seção 3.1. Além disso,  $\eta_{FV}$  e  $\eta_{instalação}$  correspondem, respectivamente, a eficiência do sistema FV – que leva em conta perdas na geração devido a sujidade dos módulos, a temperatura elevada e a degradação – e a eficiência da instalação elétrica – que leva em conta perdas gerais do sistema, como queda de tensão e eficiência do controlador de carga.

$$P_{FV} = \frac{\text{Consumo}(SO)_{\text{corrigido}}}{HSP \cdot \eta_{FV} \cdot \eta_{instalação}} \quad 3.7$$

Considerando  $\eta_{FV}$  igual a 75% e  $\eta_{instalação}$  igual a 90%, segundo Solsist (2019), obtém-se  $P_{FV}$  igual a 32,19 kWp. Dessa forma, para compor o arranjo foi escolhido o módulo FV bifacial de potência unitária igual a 600 Wp da fabricante Risen Solar, indicado na Figura 15. A escolha de um módulo FV bifacial deve-se ao fato de que essa característica proporciona aumento na eficiência da geração, fator de grande importância para um sistema de armazenamento que depende dessa geração FV para ser carregado.

Figura 15 – Módulo fotovoltaico bifacial da Risen Solar



Fonte: Risen Solar (2020).

O modelo escolhido é o RSM120-8-600BMDG, cujas características elétricas considerando um acréscimo de até 10% na potência devido a bifacialidade, segundo as

condições de teste padrão (ou STC, do inglês *Standard Test Conditions*), estão especificadas na Tabela 5.

Tabela 5 - Características elétricas do módulo fotovoltaico

<b>Característica Elétrica Segundo a STC</b>	<b>Valor</b>
Tensão de Circuito Aberto ( $V_{OC}$ )	41,70 V
Corrente de Curto-Circuito ( $I_{SC}$ )	20,09 A
Tensão de Máxima Potência ( $V_{MPP}$ )	34,80 V
Corrente de Máxima Potência ( $I_{MPP}$ )	18,98 A
Eficiência do Módulo	21,2 %
Tensão Máxima da String	1.500 V
Coefficiente de Temperatura de $V_{OC}$	-0,25%/°C
Coefficiente de Temperatura de $I_{SC}$	0,04%/°C
Coefficiente de Temperatura da Potência Máxima	-0,34%/°C

Fonte: Risen Solar (2020).

Para se calcular a quantidade mínima de módulos fotovoltaicos necessários para o arranjo, basta realizar a divisão entre a potência total do arranjo e a potência do módulo FV ( $P_{módulo}$ ) de 600 Wp, como indicado na Equação 3.8, segundo Solsist (2019).

$$Quantidade_{módulos} = \frac{P_{FV}}{P_{módulo}} \quad 3.8$$

Logo, encontra-se a quantidade mínima de módulos igual a 53,65. Dessa forma, serão utilizados um total de 56 módulos FV, pois essa quantidade também irá se adequar às características do controlador de carga, conforme indicadas na Seção 3.3.4. A potência total do arranjo será de 33,60 kWp, podendo ser elevada até 36,96 kWp devido a característica bifacial dos módulos que podem prover um aumento de até 10% na potência, porém esse acréscimo depende do fator de Albedo do material do telhado e das condições de instalação, como tipo de estrutura, altura, ângulo de inclinação, entre outras.

Na Seção 3.3.4 serão analisadas algumas características do controlador de carga para validar a conexão dos módulos fotovoltaicos a ele. Por isso, os dados de tensão e corrente dos módulos, indicados na Tabela 5, são corrigidos para a temperatura de operação do sistema – considerada de 40 °C para a cidade de Iguatu, Ceará – de acordo com os respectivos coeficientes de temperatura, também indicados na Tabela 5. Sabendo que a temperatura dos dados na STC é de 25 °C, que a corrente é diretamente proporcional à variação de temperatura

e que a tensão é inversamente proporcional, obtém-se os dados de tensão e corrente corrigidos, que são indicados na Tabela 6.

Tabela 6 - Características elétricas do módulo corrigidas pela temperatura

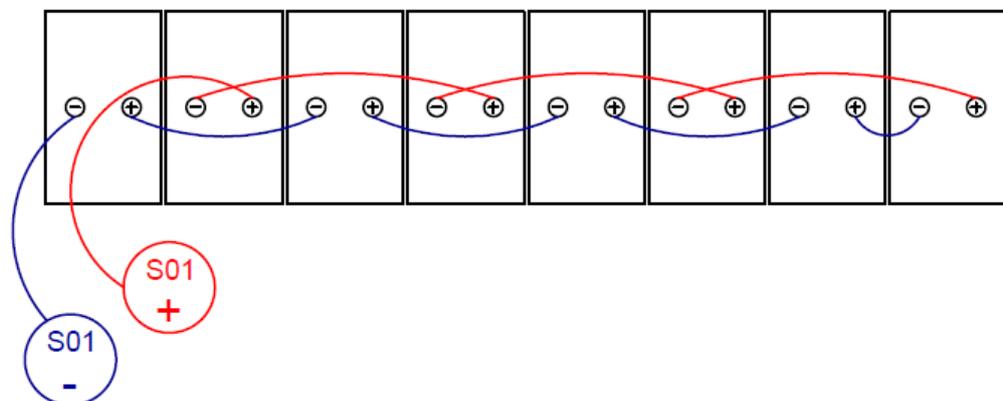
Características Elétricas Corrigidas pela Temperatura	Valor
$V_{OC}$ máxima	42,74 V
$V_{MPP}$ máxima	35,98 V
$V_{MPP}$ mínima	30,07 V
$I_{SC}$ máxima	20,41 A

Fonte: autoria própria

Além disso, outro ponto a ser levado em consideração é que para garantir o carregamento correto das baterias, é necessário que os módulos conectados a elas estejam associados de tal forma que a  $V_{MPP}$  mínima das *strings* seja superior a tensão de operação do banco de baterias. Para esse caso, a menor tensão de operação que a *string* pode atingir é de 240,56 V, considerando oito módulos FV em série, e esse valor ainda é superior a tensão dos bancos de baterias de 240 V, o que permite o correto carregamento delas, pois só é possível quando estão a um potencial elétrico menor que os módulos fotovoltaicos.

Ademais, é possível ainda completar a validação da associação dos módulos FV verificando que a  $V_{OC}$  máxima da *string* é igual a 341,92 V, considerando oito módulos em série, e é inferior a tensão máxima de 1.500 V para uma *string*, conforme indicada pela Tabela 5. A Figura 16 apresenta as ligações entre os oito módulos que compõem cada *string* da geração fotovoltaica do Sistema *Off-Grid*.

Figura 16 – Detalhamento das ligações da série FV para o Sistema *Off-Grid*



Fonte: autoria própria.

### 3.3.3 Dimensionamento do Inversor

O inversor é o equipamento responsável por converter corrente contínua em corrente alternada e ele deve conseguir fornecer potência suficiente para atender a demanda da unidade consumidora, que para o caso considerado é de 59,76 kW, como indicado na Seção 3.2.

Para que o inversor não funcione no limite da sua potência máxima, considera-se um fator de segurança de 10% para o seu dimensionamento. Portanto, a potência nominal do inversor deve ser de pelo menos 65,74 kW.

Foram pesquisados modelos de inversores *off-grid* que estivessem disponíveis no mercado e que possuíssem a tensão de saída trifásica de 380 V, para permitir a conexão do sistema ao QGBT da instalação. A maioria dos modelos encontrados não possuíam potência nominal acima de 65,74 kW, logo para o Sistema *Off-Grid* foi necessário considerar mais de um inversor para conseguir suprir essa potência.

O modelo considerado é o SPA 10000 TL3 da fabricante Growatt, apresentado na Figura 17, que possui potência nominal de 10 kW e tensão de saída trifásica de 380 V. Então, para compor o sistema serão considerados 7 inversores desse modelo, totalizando a potência de saída igual a 70 kW, suficiente para suprir a demanda da UC. Dessa forma, o Sistema *Off-Grid* como um todo será dividido igualmente em 7 subsistemas, cada um com 1 inversor *off-grid*, 1 controlador de carga, 8 módulos fotovoltaicos e 40 baterias de chumbo-ácido para a Opção 1 e 3 baterias de íon-lítio para a Opção 2.

Figura 17 – Inversor *off-grid* da Growatt

	<b>Dispositivos de proteção</b>	
	Proteção reversa da bateria	sim
	Monitoramento de resistência de isolamento	sim
	Proteção contra sobretensão CA	Tipo II
	Proteção contra curto-circuito CA	sim
	Monitoramento de falta à terra	sim
	Monitoramento de grade	sim
<b>Dados Gerais</b>		
Dimensões (L/A/P)	505/453/198mm	
Peso	28kg	
Faixa de temperatura operacional	- 25°C ... + 60°C	
Emissão de ruído (típico)	≤ 35 dB(A)	
Altitude	3000m	
Auto-consumo	< 13 W	
Topologia do inversor	sem transformador	
Método de resfriamento	Natural	
Grau de proteção ambiental	IP65	
Humidade relativa	0 ~100%	

Fonte: Growatt (2021).

As características elétricas de cada inversor de 10 kW são indicadas na Tabela 7. Para esse modelo é recomendado a conexão de baterias apenas do tipo chumbo-ácido e íon-lítio, ou seja, ele é eficaz para as duas opções de armazenamento consideradas.

Tabela 7 - Características elétricas do inversor *off-grid*

<b>Características Elétricas</b>	<b>Valor</b>
Potência Nominal de Saída CA	10 kW
Tensão Nominal CA	230/400 V
Frequência da Rede CA	60 Hz
Máxima Corrente de Saída	15,2 A
Faixa de Tensão da Bateria	160 – 550 V

Fonte: Growatt (2021).

A faixa de tensão de operação do banco de baterias que pode ser conectado a cada inversor é de 160 V a 550 V. Dessa forma, foi escolhida a tensão de operação do banco de baterias, tanto da Opção 1 como da Opção 2, igual a 240 V, pois atende às especificações do inversor e também do controlador de carga, como indicadas na Seção 3.3.4. As baterias de chumbo-ácido da Opção 1 e as de íon-lítio da Opção 2 terão de ser associadas de forma a garantir essa tensão de operação e a capacidade de armazenamento necessária para cada um dos subsistemas, que corresponde a 40 baterias para a Opção 1 e 3 baterias para Opção 2. A descrição dessas associações é indicada na Seção 3.3.6.

### **3.3.4 Dimensionamento do Controlador de Carga**

Como o Sistema *Off-Grid* será dividido em 7 subsistemas devido a necessidade de 7 inversores, então será necessária essa mesma quantidade de controladores de carga, para que cada subsistema consiga operar de forma independente e que esse equipamento consiga controlar toda a energia gerada dos 8 módulos fotovoltaicos correspondentes que será utilizada para carregar cada banco de baterias.

O modelo do controlador de carga considerado é o Rosefinch XXL RF 240-100 da fabricante Garnde Solar, apresentado na Figura 18, que foi desenvolvido visando atender sistemas *off-grid* e de backup. O controlador possui tecnologia de carregamento por MPPT (acrônimo em inglês para *Maximum Power Point Tracking*, ou seja, rastreador do ponto de máxima potência), que pode aumentar de 20 a 30 % a eficiência dos painéis solares em comparação aos modelos com tecnologia PWM (acrônimo em inglês para *Pulse Width*

*Modulation*, ou seja, modulação por largura de pulso). (GARNDE SOLAR, 2021). Além disso, esse controlador escolhido apresenta três estágios de carregamento das baterias: corrente constante, tensão constante e flutuação. O carregamento sendo feito dessa forma garante uma boa autonomia do sistema e preserva a vida útil da bateria.

Figura 18 – Controlador de carga da Garnde Solar



Fonte: Garnde Solar (2021).

As características elétricas do controlador de carga são indicadas na Tabela 8, tal que esse equipamento também recomenda a utilização de baterias de chumbo-ácido ou de íon-lítio, podendo então ser utilizado tanto para a Opção 1 como para a Opção 2.

Tabela 8 - Características elétricas do controlador de carga

<b>Características Elétricas</b>	<b>Valor</b>
Máxima Tensão de Entrada do Sistema FV	500 V
Faixa de Tensão de Operação MPPT do Sistema FV	240 – 400 V
Máxima Potência de Entrada do Sistema FV	28 kWp
Tensão do Banco de Baterias	240 V
Máxima Corrente de Carregamento	100 A

Fonte: Garnde Solar (2021).

As associações a serem realizadas entre as baterias da Opção 1 e da Opção 2 para obter a tensão de operação a 240 V está de acordo com o valor de tensão admissível para o banco de baterias do controlador de carga, como apresentado na Tabela 8.

Para validar os valores de tensão de entrada e corrente de carregamento do controlador de carga será levado em conta os valores de tensão e corrente dos módulos fotovoltaicos corrigidos pela temperatura, como indicado na Tabela 6.

Em cada controlador de carga serão conectados 8 módulos FV em série, formando uma *string*. A potência dessa série é igual a 4,80 kWp, podendo ser elevada até 5,28 kWp devido a bifacialidade dos módulos, o que está de acordo com a potência máxima que pode ser conectada ao controlador. Como os módulos estão em série, a tensão de cada um é somada para obter a tensão da *string*, logo pode-se calcular a tensão máxima e mínima a ser conectada ao controlador de carga, como indicado nas Equações 3.9 e 3.10, respectivamente.

$$V_{string\,m\acute{a}xima} = 8 \cdot V_{OC\,m\acute{a}xima} \quad 3.9$$

$$V_{string\,m\acute{i}nima} = 8 \cdot V_{MPP\,m\acute{i}nima} \quad 3.10$$

A tensão máxima da *string* é igual 341,92 V e a mínima é igual a 240,56 V. Dessa forma, as possíveis tensões de operação do arranjo fotovoltaico estão de acordo com a faixa de tensão de entrada para o controlador de carga, conforme especificado na Tabela 8.

Além disso, a máxima corrente de carregamento do controlador corresponde a corrente do sistema FV conectado a ele, que para cada subsistema é apenas uma *string* de 8 módulos. Portanto, a máxima corrente de entrada no controlador é equivalente a corrente máxima de cada módulo já que eles são conectados em série, ou seja, é a  $I_{SC}$  máxima indicada na Tabela 6 igual a 20,41 A. Esse valor é inferior ao máximo de 100 A que pode ser conectado ao controlador, por isso os módulos estão dimensionados corretamente e atendem às especificações do controlador de carga.

### 3.3.5 Conexão do Sistema ao Quadro Geral de Baixa Tensão do Consumidor

A conexão do Sistema *Off-Grid* às cargas elétricas da unidade consumidora se dará através de uma Chave de Transferência Automática (CTA), que possui intertravamento mecânico entre a proteção geral do Sistema *Off-Grid* e a proteção geral da alimentação proveniente da rede elétrica, tal que a primeira é normalmente aberta e a segunda é normalmente fechada, ou seja, a operação normal é a UC ser alimentada pela energia da concessionária, além de que não há paralelismo entre as duas fontes em nenhum momento.

O modelo da CTA escolhido é da Série 300 da fabricante Asco de corrente nominal igual a 200 A, indicada na Figura 19. Nesse modelo é possível realizar a programação para que durante o horário de ponta seja comutado as fontes e, então, as cargas da instalação passem a ser alimentadas pela energia armazenada nas baterias. Além disso, a tensão máxima de operação dessa CTA é de 480 V a 60 Hz, o que está de acordo com a tensão trifásica de 380 V do sistema.

Figura 19 – Chave de transferência automática da Asco



Fonte: ASCO (2021).

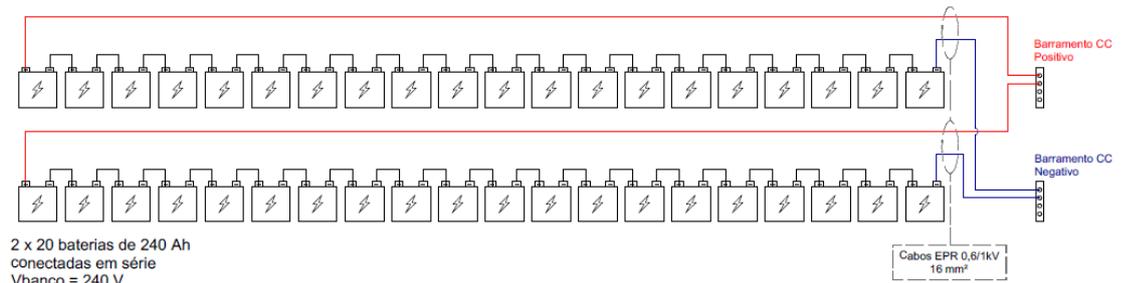
### 3.3.6 Esquemático do Sistema Off-Grid

O Sistema *Off-Grid* com a Opção 1 do banco de baterias será composto por 7 subsistemas, cada um com 1 inversor *off-grid* da Growatt de 10 kW, 1 controlador de carga da Garnde Solar, 8 módulos fotovoltaicos em série da Risen Solar de 600 Wp cada e 40 baterias de chumbo-ácido da Victron Energy de 12 V e 240 Ah cada.

As baterias serão associadas em cada subsistema da Opção 1 no seguinte formato: 2 conjuntos em paralelo de 20 baterias em série, conforme indicado na Figura 20. Obtém-se, portanto, a tensão do banco igual a 240 V, o que atende às especificações do inversor e do controlador de carga.

O esquemático de conexão entre os equipamentos e o diagrama unifilar do Sistema *Off-Grid* com a Opção 1 do banco de baterias estão indicados, respectivamente, nos Anexos A e B.

Figura 20 – Detalhamento das ligações do banco de baterias de chumbo-ácido



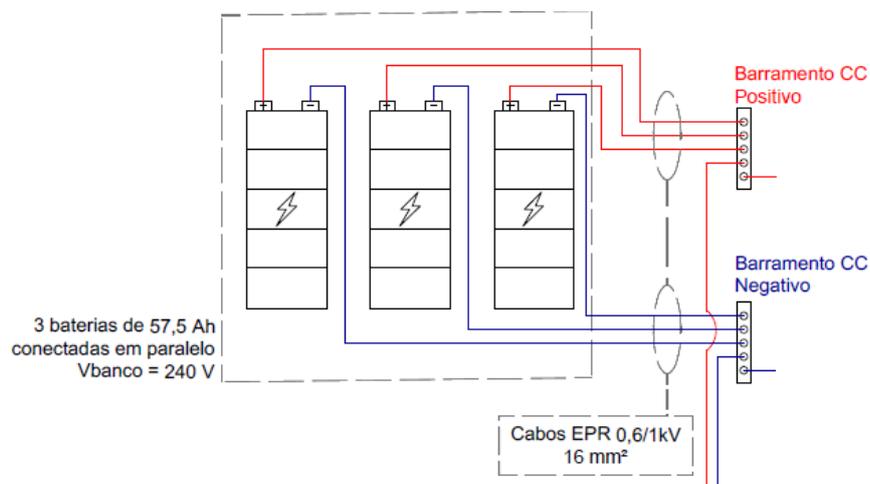
Fonte: autoria própria.

O Sistema *Off-Grid* com a Opção 2 do banco de baterias também será composto por 7 subsistemas, cada um com 1 inversor *off-grid* da Growatt de 10 kW, 1 controlador de carga da Garnde Solar, 8 módulos fotovoltaicos em série da Risen Solar de 600 Wp cada e 3 baterias de íon-lítio da BYD de 240 V e 57,5 Ah cada.

As baterias serão associadas em cada subsistema da Opção 2 no seguinte formato: 3 baterias em paralelo, conforme indicado na Figura 21. Obtém-se, portanto, a tensão do banco igual a 240 V, o que atende às especificações do inversor e do controlador de carga.

O esquemático de conexão entre os equipamentos e o diagrama unifilar do Sistema *Off-Grid* com a Opção 2 do banco de baterias estão indicados, respectivamente, nos Anexos A e C.

Figura 21 – Detalhamento das ligações do banco de baterias de íon-lítio



Fonte: autoria própria.

#### 4 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA HÍBRIDO

Outra estratégia analisada para evitar o faturamento do consumo de energia elétrica durante o horário de ponta na UC em estudo é a utilização do Sistema Híbrido. Esse sistema é caracterizado como híbrido porque ele tem a capacidade de trabalhar como *on-grid* e como *off-grid*, ou seja, ele pode se ajustar aos valores de tensão e frequência da rede da concessionária para receber energia dessa fonte ou para entregar energia para ela, como também pode operar de forma ilhada, sendo as cargas da instalação alimentadas pelo sistema de armazenamento de energia.

O objetivo dessa estratégia também ser abordada é devido a esse tipo de tecnologia estar em ascensão, pois permite que os consumidores tenham mais liberdade quanto à forma que irão utilizar sua energia, podendo suprir sua demanda através de duas fontes distintas, que nesse caso é a rede elétrica ou a energia armazenada em um banco de baterias.

Ademais, o Ministério de Minas e Energia (MME), através da Portaria MME N° 187 de 2019, instituiu um grupo de trabalho para avaliação de medidas que permitam a modernização do setor elétrico. Um dos pilares para essa modernização é a abertura do mercado consumidor de energia elétrica, que futuramente todos os consumidores poderão participar do Mercado Livre de Energia, deixando de ser consumidores cativos. Essa maior flexibilidade para o consumidor poderá ainda se encaminhar para que ele compre energia quando ela estiver mais barata e venda quando estiver mais cara, o que impulsiona ainda mais essa tecnologia híbrida que permite essa aplicação.

Para compor o Sistema Híbrido, foi escolhido o BESS (acrônimo inglês para *Battery Energy Storage System*) modelo ESSW da fabricante Weg, como indicado na Figura 22. A vantagem de utilização do ESSW, além de ser uma tecnologia híbrida diferente do abordado no Sistema *Off-Grid* da Seção 3.3, é que ele apresenta todos os equipamentos necessários para sua composição instalados em um eletrocentro tipo container fabricado sob medida, logo há otimização do espaço, não há necessidade de construção de alvenaria e já possui os sistemas de ventilação ou refrigeração adequados, o que reduz bastante o tempo de implementação do projeto.

Figura 22 – BESS em eletrocentro da Weg



Nota: Na figura é apresentado um transformador a seco instalado no lado esquerdo do BESS, porém ele não será necessário para a aplicação em estudo, já que a tensão trifásica de saída do conversor bidirecional é igual a 380 V.

Fonte: Weg (2021).

Os elementos principais do ESSW são o banco de baterias e o conversor bidirecional, esse é responsável por transformar a energia em CC para CA e permite o fluxo de energia nos dois sentidos, podendo entregar energia para a rede ou absorver energia dela. As baterias são de íons de lítio do tipo ferrofosfato desenvolvidas em células de 3,2 V que são agrupadas de 20 em 20 para compor os módulos de 64 V e 280 Ah. Esses módulos são, então, instalados em *racks*, que o conjunto de *racks* forma o banco de baterias, como indicado na Figura 23.

Figura 23 - Baterias de íon-lítio do BESS da Weg



Fonte: Weg (2021).

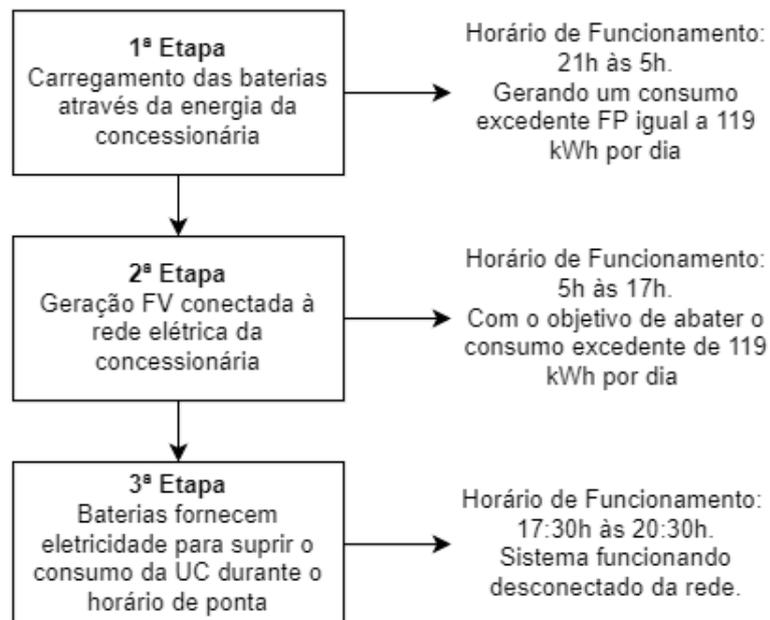
Segundo o catálogo do ESSW da Weg (2021), cada *rack* possui sua unidade de medição, controle e gerenciamento de energia chamada de BMS (acrônimo inglês para *Battery Management System*), o que garante mais confiabilidade e segurança ao sistema, que está a todo momento sendo monitorado.

O conversor bidirecional do ESSW “combinam inversores modulares bidirecionais com os sistemas de automação, controle, gerenciamento térmico e interconexões CA e CC em um único equipamento integrado” (WEG, 2021). O sistema de controle desse conversor permite o funcionamento de forma *on-grid* e *off-grid*, tal que sua tensão de saída trifásica é igual a 380 V a 60 Hz.

O ESSW da Weg também apresenta um EMS (acrônimo inglês para *Energy Management System*) programável que gerencia toda a operação do sistema e permite a configuração para diferentes aplicações, como o deslocamento do consumo do horário de ponta, que é o caso considerado para aplicação na UC em estudo.

O EMS do BESS para o Sistema Híbrido será programado para funcionar em três etapas: carregamento das baterias, geração FV para abater o consumo excedente e funcionamento *off-grid* durante o horário de ponta. Essas etapas são apresentadas na Figura 24.

Figura 24 – Funcionamento do Sistema Híbrido para a UC em estudo



Fonte: autoria própria.

A primeira etapa consiste nas baterias serem carregadas através da energia da concessionária durante o horário fora ponta e quando não há luz solar, por exemplo durante a

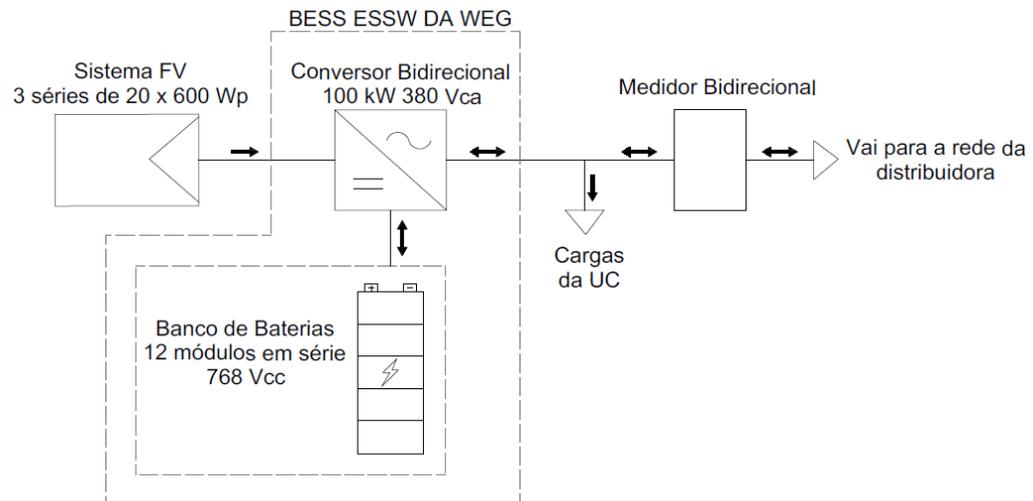
madrugada, gerando um consumo que será faturado na conta de energia igual a 119 kWh por dia, como calculado na Equação 3.2.

Para a segunda etapa, será instalada na unidade consumidora uma planta de geração com módulos FV visando abater esse consumo excedente da energia que foi utilizada para carregar as baterias. Para isso, a UC fará parte do sistema de compensação da Geração Distribuída, em que toda a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos, após ser convertida para CA, será utilizada diretamente para alimentar as cargas da instalação e o excedente poderá ser exportado para a rede da distribuidora. Além disso, como o consumo excedente e a geração ocorrem no mesmo posto tarifário, fora ponta, então a compensação é realizada sem a necessidade de aplicar o fator de ajuste. Esse fator é considerado para os clientes do Grupo A que fazem parte da GD e é utilizado quando se tem geração no posto tarifário fora de ponta e se quer compensar o consumo do horário de ponta, o que não é o caso para o Sistema Híbrido em análise. Ademais, quando o consumo instantâneo no horário fora ponta da UC, nos períodos da manhã e da tarde que são ensolarados, for superior ao que é gerado pelos módulos FV, as cargas da instalação serão logo alimentadas pela rede elétrica.

Já a terceira etapa consiste no período que o BESS funciona de modo *off-grid* para que a energia armazenada nas baterias supra o consumo da UC durante o horário de ponta. Dessa forma, não há faturamento de consumo elétrico nesse posto tarifário, o que gerará economia na conta de energia.

Os equipamentos principais que compõem essa solução em três etapas do Sistema Híbrido são o conversor bidirecional e o banco de baterias – ambos do ESSW da Weg – e os módulos fotovoltaicos. A Figura 25 apresenta o esquemático simplificado desse Sistema Híbrido, com as setas indicando o sentido do fluxo de energia entre os equipamentos, tal que eles são dimensionados nas Seções 4.1, 4.2 e 4.3, visando detalhar a solução.

Figura 25 – Esquemático simplificado do Sistema Híbrido



Fonte: autoria própria.

#### 4.1 Dimensionamento do Arranjo Fotovoltaico

Para garantir que a segunda etapa de funcionamento do Sistema Híbrido – que corresponde a planta de geração conseguir gerar energia suficiente para abater o consumo excedente – é necessário que os módulos FV estejam bem dimensionados.

Da mesma forma como na Seção 3.3.2, a potência total do arranjo fotovoltaico ( $P_{FV}$ ) é calculada conforme a Equação 4.1 (SOLSIST, 2019), tal que HSP corresponde às Horas de Sol Pleno do local de instalação dos módulos FV, que é equivalente a irradiação solar diária média de 5,42 kWh/m<sup>2</sup>.dia, como indicado na Seção 3.1.

$$P_{FV} = \frac{\text{Consumo}(SH)_{\text{corrigido}}}{HSP \cdot \eta_{FV} \cdot \eta_{\text{instalação}}} \quad 4.1$$

Considerando  $\eta_{FV}$  igual a 75% e  $\eta_{\text{instalação}}$  igual a 90%, segundo Solsist (2019), obtém-se  $P_{FV}$  igual a 32,53 kWp. Dessa forma, para compor o arranjo foi escolhido o mesmo módulo FV bifacial de potência unitária igual a 600 Wp da fabricante Risen Solar, apresentado na Figura 15 e cujas características elétricas estão especificadas na Tabela 5 e na Tabela 6.

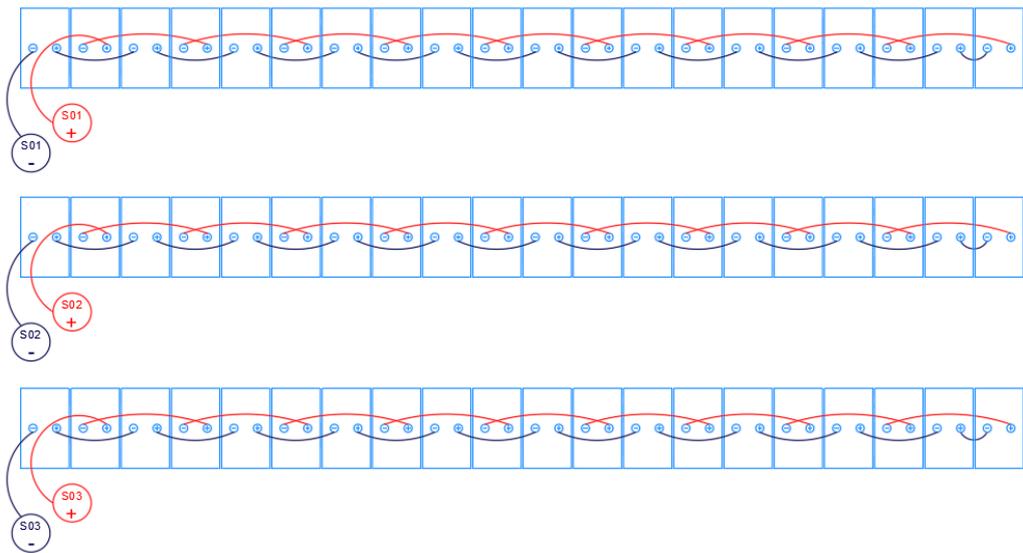
Para se calcular a quantidade mínima de módulos FV necessários para o arranjo, basta realizar a divisão entre a potência total do arranjo e a potência do módulo fotovoltaico ( $P_{\text{módulo}}$ ) de 600 Wp, como indicado na Equação 4.2, dada segundo Solsist (2019).

$$Quantidade_{módulos} = \frac{P_{FV}}{P_{módulo}} \quad 4.2$$

Logo, encontra-se a quantidade mínima de módulos igual a 54,21. Dessa forma, serão utilizados um total de 60 painéis solares, pois essa quantidade também irá se adequar às características do conversor bidirecional, conforme indicadas na Seção 4.2. A potência total do arranjo será de 36,00 kWp, podendo ser elevada até 39,60 kWp devido a característica bifacial dos módulos que podem prover um aumento de até 10% na potência, porém esse acréscimo depende do fator de Albedo do material do telhado e das condições de instalação, como tipo de estrutura, altura, ângulo de inclinação, entre outras.

O sistema FV será, então, composto por 3 *strings* em paralelo de 20 módulos cada uma, como indicado na Figura 26, somando o total de 60 módulos de 600 Wp.

Figura 26 – Detalhamento das ligações do sistema FV para o Sistema Híbrido



Fonte: autoria própria.

## 4.2 Dimensionamento do Conversor Bidirecional

De acordo com o catálogo do ESSW da Weg (2021), estão disponíveis para compor o BESS três opções de conversores bidirecionais com a tensão de saída trifásica igual a 380 V: o de 100 kW, o de 250 kW e o de 500 kW.

Para a UC em questão, como o BESS irá funcionar tanto em regime *on-grid* durante o horário fora ponta como em regime *off-grid* durante o horário de ponta, é necessário que o conversor seja capaz de suprir toda a demanda desses dois postos tarifários. Segundo a Tabela

3 e a Tabela 4, o maior valor de demanda encontrado para o horário de ponta é de 59,76 kW e para o horário fora ponta é de 68,35 kW. Portanto, foi selecionado o conversor bidirecional de potência nominal igual a 100 kW, apresentado na Figura 27, que atende com margem de segurança maior que 10% esses dois casos.

Figura 27 – Conversor bidirecional da Weg



Fonte: Weg (2021).

Além disso, como o Sistema Híbrido estará conectado à rede elétrica da distribuidora, é necessário que sua potência seja inferior à demanda contratada da unidade consumidora. Esse fator é validado, já que a demanda contratada é igual a 113 kW, como indicado nas contas de energia.

Os dados elétricos desse conversor bidirecional são indicados na Tabela 9, tal que os valores máximos de tensão e de corrente para conexão no barramento em CC devem ser verificados para os módulos fotovoltaicos e para o banco de baterias que ali serão conectados.

Tabela 9 - Características elétricas do conversor bidirecional

Conexão CA		Conexão CC	
Potência Nominal de Saída	100 kW	Corrente Máxima de Entrada	228 A
Corrente Máxima de Saída	152 A	Tensão Máxima de Entrada	900 V
Tensão Trifásica de Saída	380 V	Faixa de Tensão de Entrada	500 – 900 V

Fonte: Weg (2021).

Os 60 módulos FV serão associados em 3 *strings* em paralelo, cada uma com 20 módulos em série. Dessa forma, a corrente máxima do arranjo fotovoltaico que entra no conversor bidirecional é calculada conforme a Equação 4.3 e as tensões máximas e mínimas que os módulos irão gerar no conversor são calculadas conforme as Equações 4.4 e 4.5, respectivamente.

$$I_{\text{arranjo}}_{\text{máxima}} = 3 \cdot I_{SC \text{ máxima}} \quad 4.3$$

$$V_{\text{arranjo}}_{\text{máxima}} = 20 \cdot V_{OC \text{ máxima}} \quad 4.4$$

$$V_{\text{arranjo}}_{\text{mínima}} = 20 \cdot V_{MPP \text{ mínima}} \quad 4.5$$

Os resultados dos cálculos das Equações 4.3, 4.4 e 4.5 indicam que o arranjo fotovoltaico tem características elétricas que o possibilitam de ser conectado ao conversor bidirecional, já que a corrente máxima do arranjo é igual a 61,23 A, a tensão máxima do arranjo é 854,80 V e a tensão mínima do arranjo é 601,40 V, ou seja, todos os valores de acordo com os indicados na Tabela 9 para o conversor bidirecional.

As características elétricas das baterias que possibilitam de elas serem conectadas ao conversor bidirecional são indicadas na Seção 4.3.

### 4.3 Dimensionamento do Banco de Baterias

As baterias do BESS considerado da fabricante Weg são de íon-lítio do tipo ferrofosfato e são fabricadas em módulos compostos por 20 células de 3,2 V em série. A sua fabricação em módulos otimiza o espaço, garantindo alta densidade energética e peso reduzido, além de que possibilita expansão do sistema de armazenamento de forma mais prática. As especificações técnicas do módulo de baterias estão indicadas na Tabela 10.

Tabela 10 - Especificações técnicas do módulo de baterias do BESS

Especificação Técnica	Valor
Capacidade Nominal do Banco	A partir de 215 kWh
Profundidade de Descarga	0 a 100 %
Vida Útil Estimada	Superior a 6000 ciclos
Capacidade do Módulo	280 Ah/17,92 kWh
Tensão Nominal	64 V

Fonte: Weg (2021).

Para o dimensionamento do banco de baterias do Sistema Híbrido, considera-se apenas 1 dia de autonomia ( $Dias_{autonomia}$ ) – visto que as baterias serão carregadas diretamente pela energia da rede elétrica, que em situação normal está sempre disponível – e considera-se a profundidade de descarga ( $P_D$ ) igual a 80 %. Dessa forma, é possível obter a capacidade de armazenamento do banco para um ciclo de 20 horas ( $CBI_{C20}$ ) conforme descrito na Equação 4.6, dada segundo Solsist (2019).

$$CBI_{C20} = \frac{\text{Consumo}(SH)_{corrigido} \cdot Dias_{autonomia}}{V_{bateria} \cdot P_D} \quad 4.6$$

Sabendo que a tensão de operação de cada módulo de baterias ( $V_{bateria}$ ) de íon-lítio é de 64 V, obtém-se o  $CBI_{C20}$  do Sistema Híbrido igual a 2,32 kAh. Então, será necessário fazer associação entre os módulos para conseguir obter essa capacidade total.

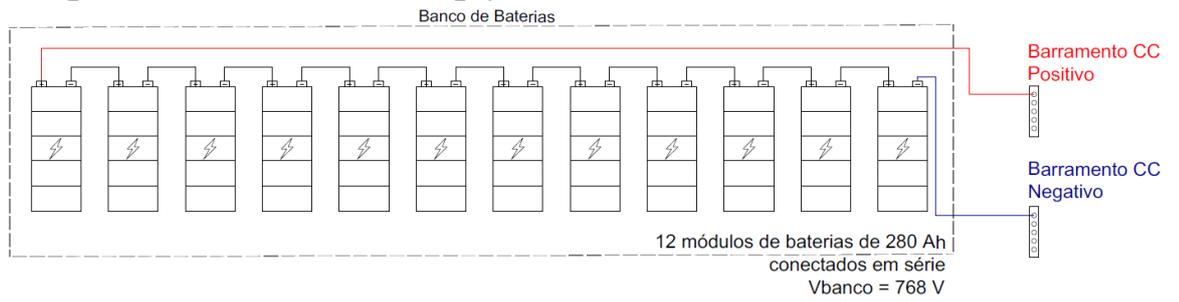
O número mínimo de módulos de baterias necessário é calculado conforme a Equação 4.7 (SOLSIST, 2019), em que  $CBI_{bateriaC20}$  corresponde a capacidade de armazenamento de cada, igual a 280 Ah para o modelo considerado.

$$Quantidade_{módulos\ bateria} = \frac{CBI_{C20}}{CBI_{bateriaC20}} \quad 4.7$$

O resultado é de no mínimo 8,3 módulos de baterias para o Sistema Híbrido. Ao se arredondar o valor para 9 módulos, obtém-se a capacidade de armazenamento para um consumo equivalente a 161,28 kWh, porém esse valor é menor do que o mínimo de 215 kWh que a fabricante disponibiliza para essa tecnologia. Portanto, serão considerados 12 módulos de baterias de íon-lítio da Weg para compor o armazenamento do Sistema Híbrido.

Esses 12 módulos de baterias serão associados em série, obtendo 768 V como a tensão nominal do banco, conforme indicado na Figura 28. Essa tensão de operação está dentro da faixa que o conversor bidirecional suporta nas conexões CC, portanto o banco de baterias está adequado para esse sistema.

Figura 28 – Detalhamento das ligações do banco de baterias do Sistema Híbrido



Fonte: autoria própria.

## 5 ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA

A implantação de estratégias de armazenamento de energia elétrica visando suprir o consumo de uma unidade consumidora durante o posto tarifário de ponta gera benefícios para o sistema elétrico, pois reduz a demanda da rede no período em que ela está mais sobrecarregada, e também é uma possível fonte de *backup* para a UC utilizar nos momentos de falta de energia da concessionária.

A instalação desses sistemas de armazenamento representa um investimento, porém as vantagens mencionadas não podem ser mensuradas pelo proprietário da unidade consumidora, portanto é necessário realizar a análise de viabilidade financeira para avaliar se, além das vantagens para o sistema elétrico, o investimento também acarretará em retorno financeiro para o empreendedor. Ademais, a partir do cálculo de indicadores de viabilidade também será possível comparar os investimentos entre si, para avaliar os que providenciarão maior vantagem financeira.

Inicialmente será abordada a metodologia de cálculo dos indicadores de viabilidade, para que possa ser aplicada para cada um dos casos analisados. Em seguida, serão levantados os dados das contas de energia da UC em estudo para verificar as tarifas de energia e os tributos cobrados do período de realização do estudo. Posteriormente, será analisada a viabilidade financeira para cada uma das estratégias que foram dimensionadas nos Capítulos 3 e 4, sendo elas:

- a) Sistema *Off-Grid* com Baterias de Chumbo-Ácido;
- b) Sistema *Off-Grid* com Baterias de Íon-Lítio;
- c) Sistema Híbrido com Baterias de Íon-Lítio.

### 5.1 Metodologia da Análise de Viabilidade Financeira

A técnica e os indicadores utilizados para verificar a viabilidade financeira dos investimentos nos sistemas de armazenamento dimensionados baseiam-se na construção do fluxo de caixa descontado e no cálculo do VPL (Valor Presente Líquido) e da TIR (Taxa Interna de Retorno). O conceito principal que embasa essa análise é que fluxos de caixa recebidos em diferentes períodos têm valores diferentes e só podem ser agregados depois de se ajustar o valor do dinheiro no tempo (TITMAN; MARTIN, 2010).

O fluxo de caixa “é uma planilha onde se apropriam as entradas e saídas de capital de um negócio em uma periodicidade definida”. (FEDALTO, 2020). A diferença entre as entradas e saídas de capital é o fluxo de caixa naquele determinado período (Fct), como indicado pela Equação 5.1, segundo Fedalto (2020).

$$\text{Fct} = \text{Receitas} - \text{Despesas} \quad 5.1$$

Para a aplicação dos sistemas de armazenamento, a receita é decorrente da economia gerada ao não se consumir energia elétrica proveniente da concessionária durante o período hora ponta. Essa economia é dada pela multiplicação entre o consumo hora ponta, em kWh, pela Tarifa de Energia (TE) hora ponta acrescida da Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) hora ponta, ambas em R\$/kWh, como indicada na Equação 5.2, segundo Albuquerque (2020).

$$\text{Receitas} = \text{Consumo}_{\text{HP}} \cdot (\text{TE}_{\text{HP}} + \text{TUSD}_{\text{HP}}) \quad 5.2$$

O fluxo de caixa descontado leva em consideração a correção do valor do dinheiro no tempo, em que é necessário transformar o Fct de cada período analisado do investimento para o valor presente ao se aplicar uma taxa de desconto, como indicado na Equação 5.3 (ALBUQUERQUE, 2020).

$$\text{VP} = \frac{\text{VF}}{(1+r)^t} \quad 5.3$$

Onde:

- “VP” é o Valor Presente;
- “VF” é o Valor Futuro, dado pelo cálculo do Fct do período analisado;
- “r” é a taxa de desconto;
- “t” é número do período analisado.

A taxa de desconto (r) utilizada na análise é a taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC) para títulos federais do Banco Central do Brasil. A SELIC também é considerada como a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) nessa análise, como

também em diversos cálculos de financiamento. O valor da SELIC considerado foi de 8,03% ao ano (a.a.), verificada em dezembro de 2021.

A partir da construção do fluxo de caixa é possível realizar o cálculo dos indicadores financeiros do investimento. O VPL é dado segundo a Equação 5.4 (ALBUQUERQUE, 2020), que consiste no somatório dos valores presentes do fluxo de caixa de cada período analisado menos o valor do investimento inicial ( $I_0$ ), ou seja, o VPL significa o valor ao final da vida útil do projeto considerando as correções monetárias no tempo.

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{VF}{(1+r)^t} - I_0 \quad 5.4$$

Se o VPL for positivo significa que o investimento é atrativo e gera retorno financeiro, pois os fluxos de caixa conseguiram recuperar e ainda superar o investimento inicial ( $I_0$ ). Caso contrário, se o VPL for negativo, o investimento não é viável. Dessa forma, ao se fazer o VPL nulo, considerando que apenas seria recuperado o investimento inicial, pode-se obter a TIR, que é uma taxa de desconto hipotética calculada conforme a Equação 5.5 (MAGALHÃES, 2017).

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{VF}{(1+TIR)^t} - I_0 = 0 \quad 5.5$$

Se a TIR for superior a TMA considerada significa que o investimento é economicamente viável e, caso contrário, se a TIR for inferior a TMA o investimento não é viável. No caso de comparação de dois tipos de investimentos deve ser analisada a TIR, em que o investimento que proporciona a TIR com maior valor significa que é o investimento mais atrativo, ou seja, que gera maior retorno financeiro.

Para realizar a análise de viabilidade financeira de cada um dos sistemas de armazenamento dimensionados, inicialmente foi determinado o CAPEX (*Capital Expenditure*) de cada um. O CAPEX “envolve todos os custos relacionados à aquisição de equipamentos e instalações que visam a melhoria de um produto, serviço ou da empresa em si”. (CAMARGO, 2016). Dessa forma, o CAPEX representa o valor do investimento inicial ( $I_0$ ) que será necessário para a implantação dos sistemas de armazenamento. Ele será composto pelo valor dos equipamentos principais de cada estratégia de armazenamento indicados nos Capítulos 3 e 4, pelo valor dos custos de implantação (como projeto executivo realizado por profissional

habilitado e serviço de instalação) e pelo valor dos custos com material elétrico para efetivar a instalação. Para compor o CAPEX de cada uma das estratégias, foram verificados os valores de mercado dos equipamentos, por meio de cotações com fornecedores e fabricantes ou por meio de pesquisas sobre custos de sistemas similares.

Logo em seguida, para compor a análise de viabilidade, também foram determinados os custos de operação e manutenção de cada sistema, também chamado de OPEX (*Operational Expenditure*). As despesas indicadas na Equação 5.1, referente ao fluxo de caixa, são compostas pelo OPEX e pelo RECAPEX, esse último sendo o investimento necessário para a troca de equipamentos ao fim da vida útil indicadas pelos fabricantes.

Segundo o estudo realizado pela Greener (2021), o valor do OPEX anual para sistemas de armazenamento é igual a 0,50% do valor do CAPEX, sendo esse valor ajustado anualmente a uma taxa de 3,50% ao ano devido ao aumento do preço dos serviços e do material elétrico.

Já o RECAPEX é baseado no valor dos equipamentos do CAPEX que devem ser substituídos ao fim da vida útil, sendo ajustado a uma taxa de redução do valor em 4,80% ao ano. Essa taxa é considerada como referência ao se levar em conta o aumento de 3,50% ao ano, segundo Greener (2021), referente aos custos com engenharia, instalação e material elétrico, e a redução de 8,30% ao ano, segundo Schmidt *et al.* (2019), referente a redução do preço das baterias, que representam a maior porcentagem do valor do CAPEX.

O valor do OPEX e as taxas de ajuste anual do OPEX e do RECAPEX são resumidas na Tabela 11 e serão considerados na construção do fluxo de caixa dos três sistemas de armazenamento dimensionados.

Tabela 11 - OPEX considerado para a análise financeira

<b>Descrição</b>	<b>Valor</b>
OPEX anual	0,50% do CAPEX
Taxa de ajuste do OPEX	3,50% ao ano
Taxa de ajuste do RECAPEX	-4,80% ao ano

Fonte: Greener (2021); Schmidt *et al.* (2019).

A construção dos fluxos de caixa e os cálculos de VPL e da TIR foram realizados por meio da ferramenta computacional Excel. Os resultados da análise de viabilidade financeira de cada uma das estratégias de armazenamento são indicados nas Seções 5.3, 5.4 e 5.5.

## 5.2 Estudo da Conta de Energia Atual do Consumidor

Para a unidade consumidora em análise foram verificados os dados das contas de energia. Como os sistemas de armazenamento foram dimensionados com base no valor máximo de consumo hora ponta diário do ano de 2019, foi então considerado para a análise de viabilidade o consumo médio anual referente ao ano de 2019 para os dois postos tarifários. Outro dado verificado na conta de energia foi o valor da demanda contratada, que apesar de ser bastante superior aos valores máximos verificados entre os anos de 2019 e 2021, como indicado na Tabela 3 e na Tabela 4, não é objetivo deste trabalho propor alterações no contrato da UC com a distribuidora. A Tabela 12 resume os valores de consumo e demanda contratada que serão utilizados para compor a construção do fluxo de caixa da análise de viabilidade de cada investimento.

Tabela 12 - Dados da conta de energia elétrica do consumidor em estudo

<b>Dados da Conta de Energia</b>	<b>Valor</b>
Demanda Contratada	113 kW
Consumo Médio Anual Fora Ponta	71.044,07 kWh
Consumo Médio Anual Hora Ponta	11.257,44 kWh

Fonte: Enel Ceará (2019).

Além disso, também foram verificados os valores cobrados na conta de energia no período de realização do estudo, em setembro de 2021. A cobrança realizada pela distribuidora de energia ao consumidor do grupo A se dá de forma binômia, em que ele é cobrado pela demanda e pelo consumo. No caso da UC em estudo, que faz parte do enquadramento tarifário horosazonal verde, há cobrança de tarifa única para a demanda e de tarifa diferenciada para o consumo ponta e fora ponta.

A tarifa para a cobrança do consumo é composta pela Tarifa de Energia (TE) e pela Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), tal que as duas possuem valor base determinado pela ANEEL. A TE se refere ao valor cobrado pela efetiva utilização de energia na UC, já a TUSD corresponde ao valor cobrado para arcar com os custos do sistema de distribuição que fazem com que a energia chegue até o consumidor, como os transformadores, cabos, postes, subestações, reguladores de tensão, entre outros.

A Tabela 13 indica os valores base determinados pela ANEEL das tarifas cobradas na conta de energia.

Tabela 13 - Tarifas da conta de energia sem tributos

<b>Descrição</b>	<b>Valor da Tarifa sem Tributos</b>
Demanda	R\$ 19,28/kW
TE Fora Ponta	R\$ 0,33935/kWh
TUSD Fora Ponta	R\$ 0,08353/kWh
TE Hora Ponta	R\$ 0,54938/kWh
TUSD Hora Ponta	R\$ 1,66115/kWh

Fonte: Enel Ceará (2021).

A partir dos valores base das tarifas determinados pela ANEEL, indicados na Tabela 13, há a cobrança dos tributos, conforme o cálculo da Equação 5.6 (ENERGÊS, 2020).

$$Tarifa_{com tributos} = \frac{Tarifa_{sem tributos}}{1-(PIS+COFINS+ICMS)} \quad 5.6$$

O PIS (Programa de Integração Social) e o COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social) são tributos federais e o ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) é um tributo estadual e seu valor varia entre os estados. Os valores percentuais de cada um desses tributos estão indicados na Tabela 14.

Tabela 14 – Tributos considerados na conta de energia

<b>Descrição</b>	<b>Valor do Tributo</b>
PIS	0,23%
COFINS	1,04%
ICMS	27,00%

Fonte: Enel Ceará (2021).

Dessa forma, a partir da Equação 5.6 e dos valores indicados na Tabela 13 e na Tabela 14, é possível obter as tarifas da conta de energia já considerando a aplicação dos tributos. Os resultados desses cálculos estão indicados na Tabela 15 e serão utilizados na construção do fluxo de caixa da análise de viabilidade dos investimentos.

Tabela 15 - Tarifas da conta de energia com tributos

<b>Descrição</b>	<b>Valor da Tarifa com Tributos</b>
Demanda	R\$ 26,88/kW
TE Fora Ponta	R\$ 0,47/kWh
TUSD Fora Ponta	R\$ 0,12/kWh
TE Hora Ponta	R\$ 0,77/kWh
TUSD Hora Ponta	R\$ 2,32/kWh

Fonte: Enel Ceará (2021).

Além disso, é possível construir a Tabela 16 e o Gráfico 10, referentes ao fluxo de caixa descontado relacionado aos desembolsos para o pagamento das contas de energia ao longo dos anos. É importante ressaltar que para essa análise foram consideradas apenas as cobranças das tarifas de demanda e de consumo, sendo desconsideradas as cobranças referentes às bandeiras tarifárias, consumo reativo excedente e outros encargos setoriais.

Para essa análise foi levado em conta a correção do valor do dinheiro no tempo conforme a Equação 5.4, utilizando a SELIC de dezembro de 2021 (8,03% a.a.) como a taxa de desconto ( $r$ ). Ademais, segundo Magalhães (2017), há uma tendência nacional histórica do aumento de 9,70% a cada ano no valor da energia elétrica para consumidores do grupo A. Portanto, de modo mais conservador, foi considerada uma taxa de aumento de 8,00% a cada ano no valor das tarifas de energia.

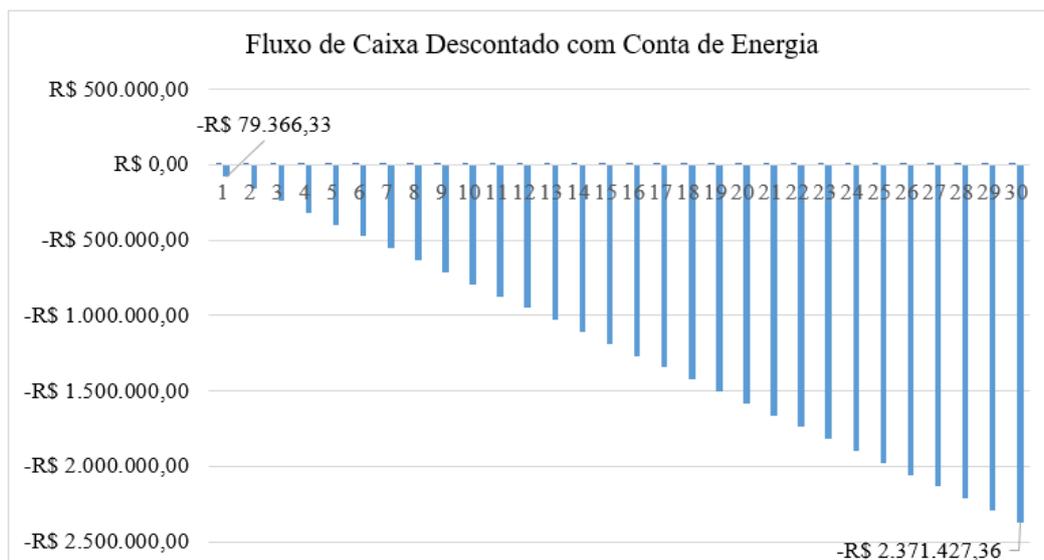
A Tabela 16 apresenta o resultado gasto a cada ano com as tarifas de demanda, consumo fora ponta (FP) e consumo hora ponta (HP), a partir dos valores referentes ao seu perfil de consumo destacado na Tabela 12 e dos valores das tarifas da Tabela 15 considerando o aumento de 8,00% a cada ano. Os resultados do fluxo de caixa descontado estão apresentados na coluna “FC Descontado” e já levam em consideração a correção do valor do dinheiro no tempo a cada ano. Outrossim, o período de análise dos desembolsos foi de 30 anos, pois foi o tempo máximo avaliado nas análises dos investimentos indicados nas Seções 5.3, 5.4 e 5.5.

Tabela 16 - Fluxo de caixa descontado do pagamento da conta de energia

<b>Ano</b>	<b>Demanda</b>	<b>Consumo FP</b>	<b>Consumo HP</b>	<b>FC Descontado</b>
<b>1</b>	-R\$ 3.037,28	-R\$ 45.234,30	-R\$ 37.467,87	-R\$ 79.366,33
<b>2</b>	-R\$ 3.280,26	-R\$ 48.853,05	-R\$ 40.465,30	-R\$ 158.710,63
<b>3</b>	-R\$ 3.542,68	-R\$ 52.761,29	-R\$ 43.702,52	-R\$ 238.032,88
<b>4</b>	-R\$ 3.826,10	-R\$ 56.982,19	-R\$ 47.198,72	-R\$ 317.333,12
<b>5</b>	-R\$ 4.132,18	-R\$ 61.540,77	-R\$ 50.974,62	-R\$ 396.611,33
<b>6</b>	-R\$ 4.462,76	-R\$ 66.464,03	-R\$ 55.052,59	-R\$ 475.867,52
<b>7</b>	-R\$ 4.819,78	-R\$ 71.781,15	-R\$ 59.456,80	-R\$ 555.101,70
<b>8</b>	-R\$ 5.205,36	-R\$ 77.523,65	-R\$ 64.213,34	-R\$ 634.313,88
<b>9</b>	-R\$ 5.621,79	-R\$ 83.725,54	-R\$ 69.350,41	-R\$ 713.504,07
<b>10</b>	-R\$ 6.071,53	-R\$ 90.423,58	-R\$ 74.898,44	-R\$ 792.672,26
<b>11</b>	-R\$ 6.557,26	-R\$ 97.657,47	-R\$ 80.890,32	-R\$ 871.818,47
<b>12</b>	-R\$ 7.081,84	-R\$ 105.470,07	-R\$ 87.361,54	-R\$ 950.942,70
<b>13</b>	-R\$ 7.648,38	-R\$ 113.907,67	-R\$ 94.350,46	-R\$ 1.030.044,95
<b>14</b>	-R\$ 8.260,26	-R\$ 123.020,28	-R\$ 101.898,50	-R\$ 1.109.125,24
<b>15</b>	-R\$ 8.921,08	-R\$ 132.861,91	-R\$ 110.050,38	-R\$ 1.188.183,57
<b>16</b>	-R\$ 9.634,76	-R\$ 143.490,86	-R\$ 118.854,41	-R\$ 1.267.219,94
<b>17</b>	-R\$ 10.405,54	-R\$ 154.970,13	-R\$ 128.362,77	-R\$ 1.346.234,37
<b>18</b>	-R\$ 11.237,99	-R\$ 167.367,74	-R\$ 138.631,79	-R\$ 1.425.226,85
<b>19</b>	-R\$ 12.137,02	-R\$ 180.757,16	-R\$ 149.722,33	-R\$ 1.504.197,40
<b>20</b>	-R\$ 13.107,99	-R\$ 195.217,73	-R\$ 161.700,12	-R\$ 1.583.146,01
<b>21</b>	-R\$ 14.156,63	-R\$ 210.835,15	-R\$ 174.636,13	-R\$ 1.662.072,71
<b>22</b>	-R\$ 15.289,16	-R\$ 227.701,96	-R\$ 188.607,02	-R\$ 1.740.977,48
<b>23</b>	-R\$ 16.512,29	-R\$ 245.918,12	-R\$ 203.695,58	-R\$ 1.819.860,34
<b>24</b>	-R\$ 17.833,27	-R\$ 265.591,57	-R\$ 219.991,22	-R\$ 1.898.721,30
<b>25</b>	-R\$ 19.259,93	-R\$ 286.838,89	-R\$ 237.590,52	-R\$ 1.977.560,36
<b>26</b>	-R\$ 20.800,73	-R\$ 309.786,00	-R\$ 256.597,76	-R\$ 2.056.377,52
<b>27</b>	-R\$ 22.464,79	-R\$ 334.568,88	-R\$ 277.125,58	-R\$ 2.135.172,80
<b>28</b>	-R\$ 24.261,97	-R\$ 361.334,39	-R\$ 299.295,63	-R\$ 2.213.946,19
<b>29</b>	-R\$ 26.202,93	-R\$ 390.241,15	-R\$ 323.239,28	-R\$ 2.292.697,71
<b>30</b>	-R\$ 28.299,16	-R\$ 421.460,44	-R\$ 349.098,42	-R\$ 2.371.427,36

Fonte: autoria própria.

Gráfico 10 - Fluxo de caixa descontado do pagamento da conta de energia



Fonte: autoria própria.

Observa-se, portanto, que o VPL dos desembolsos para pagamento das contas de energia ao longo de 30 anos no perfil atual de consumo é igual a R\$ -2.371.427,36. A Tabela 16 também destaca que, com o passar dos anos, o valor cobrado para suprir esse consumo será cada vez maior, principalmente devido ao aumento da demanda no sistema como um todo. Portanto, se faz necessário avaliar e promover medidas de eficiência energética, especialmente em lugares onde a energia elétrica é indispensável, como em unidades de saúde, comércio e indústrias.

O fluxo de caixa descontado referente aos pagamentos das contas de energia nesse período não pode ser comparado diretamente aos fluxos de caixa descontado das análises dos investimentos, pois com a instalação desses sistemas de armazenamento o consumidor continua tendo gastos com conta de energia e esses custos não são considerados no OPEX dos investimentos. Porém o FC descontado da Tabela 16, e ilustrado no Gráfico 10, apresenta os custos elevados que são necessários para manter o suprimento de energia da distribuidora da forma atual, ou seja, sem considerar qualquer mecanismo de eficiência energética e mantendo os padrões de consumo.

### 5.3 Análise para o Sistema *Off-Grid* com Baterias de Chumbo-Ácido

Para iniciar a análise de viabilidade financeira do investimento referente à implantação do Sistema *Off-Grid* com a Opção 1 de baterias, ou seja, baterias de chumbo-ácido,

foi realizada uma pesquisa do valor de mercado de cada equipamento principal que compõe o sistema, sendo eles:

- a) 280 baterias de chumbo-ácido da fabricante Victron Energy modelo AGM com capacidade de armazenamento igual a 240 Ah e tensão nominal igual a 12 V;
- b) 56 módulos fotovoltaicos bifaciais da fabricante Risen Solar de potência nominal igual a 600 Wp;
- c) 7 controladores de carga da fabricante Garnde Solar com tensão nominal igual a 240 V;
- d) 7 inversores *off-grid* da fabricante Growatt com potência nominal de 10 kW.

A pesquisa do valor de mercado de cada equipamento consistiu na busca do preço em sítios eletrônicos de venda e no contato por *email* com fornecedores. Além disso, todos os valores encontrados ou repassados foram indicados em dólar americano ou em euro, logo foi considerada a taxa cambial de R\$ 5,60 para o dólar e de R\$ 6,20 para o euro, referente ao mês de dezembro de 2021.

Ademais, tomando como base o estudo de sistemas de armazenamento da Greener (2021), a partir do valor total do preço dos equipamentos principais do sistema, foi considerado 13% para o serviço de engenharia e instalação e 8% para os custos com material elétrico. A soma desses valores corresponde ao CAPEX do investimento, que é indicado na Tabela 17.

Tabela 17 - CAPEX do Sistema *Off-Grid* com Opção 1 de baterias

CAPEX	Valor
280 Baterias Victron AGM 12 V 240 Ah	R\$ 693.705,60
56 Módulos FV Risen 600 Wp	R\$ 60.211,20
7 Controladores de Carga Garnde Solar 240 V	R\$ 50.344,00
7 Inversores Off-Grid Growatt 10 kW	R\$ 68.404,00
Engenharia e Instalação	R\$ 113.446,42
Material Elétrico	R\$ 69.813,18
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 1.055.924,41</b>

Fonte: autoria própria.

A partir do CAPEX igual a R\$ 1.055.924,40 e considerando o dimensionamento desse sistema para atender o consumo diário de 98,65 kWh no horário de ponta e as baterias com autonomia de 2 dias, então encontra-se que o valor do investimento inicial para implantação desse sistema corresponde a R\$ 5.351,87/kWh.

O RECAPEX do investimento desse sistema é composto pela troca dos inversores a cada 10 anos e pela troca das baterias a cada 6 anos, de acordo com a vida útil de cada um indicadas pelos fabricantes. Além disso, nesse caso o investimento será analisado durante um período de 30 anos, pois corresponde ao período da garantia de funcionamento de pelo menos 80% da potência nominal dos módulos fotovoltaicos, indicada pela fabricante Risen Solar. Ademais, o OPEX, sua respectiva taxa de ajuste anual e a taxa de ajuste anual do RECAPEX são considerados de acordo com a Tabela 11.

Dessa forma, pode-se construir a Tabela 18, que apresenta o valor de receita anual e os valores gastos anualmente com OPEX e RECAPEX, além de apresentar o fluxo de caixa descontado do sistema em análise, que já leva em consideração a correção do valor do dinheiro no tempo com base na taxa de desconto ( $r$ ) igual a SELIC de 8,03% a.a.

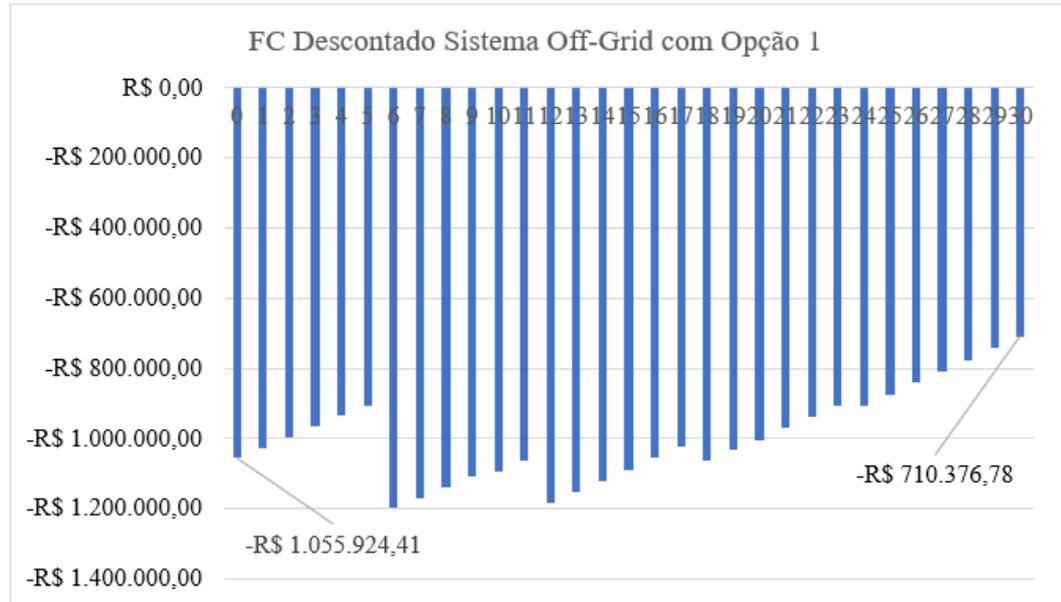
Nessa análise, considera-se como receita o valor economizado a cada ano por não se ter custos com pagamento para a distribuidora do consumo do posto tarifário de ponta, já que a energia armazenada nas baterias será capaz de suprir esse consumo e a UC fica desconectada da concessionária durante esse período. Logo, a receita leva em conta o consumo hora ponta anual igual a 11.257,44 kWh e o valor da TE e da TUSD hora ponta da Tabela 15, com sua respectiva taxa de aumento anual de 8,00%, como indicada na Seção 5.2. O resultado dessa análise também é ilustrado no Gráfico 11.

Tabela 18 - Fluxo de caixa descontado do Sistema Off-Grid com Opção 1 de baterias

<b>Ano</b>	<b>Receita</b>	<b>OPEX</b>	<b>RECAPEX</b>	<b>FC Descontado</b>
<b>0</b>	-	-	-	-R\$ 1.055.924,41
<b>1</b>	R\$ 37.467,87	-R\$ 5.279,62	-	-R\$ 1.026.128,75
<b>2</b>	R\$ 40.465,30	-R\$ 5.464,41	-	-R\$ 996.137,80
<b>3</b>	R\$ 43.702,52	-R\$ 5.655,66	-	-R\$ 965.960,13
<b>4</b>	R\$ 47.198,72	-R\$ 5.853,61	-	-R\$ 935.603,98
<b>5</b>	R\$ 50.974,62	-R\$ 6.058,49	-	-R\$ 905.077,24
<b>6</b>	R\$ 55.052,59	-R\$ 6.270,53	-R\$ 516.412,67	-R\$ 1.199.273,18
<b>7</b>	R\$ 59.456,80	-R\$ 6.490,00	-	-R\$ 1.168.427,59
<b>8</b>	R\$ 64.213,34	-R\$ 6.717,15	-	-R\$ 1.137.433,14
<b>9</b>	R\$ 69.350,41	-R\$ 6.952,25	-	-R\$ 1.106.296,45
<b>10</b>	R\$ 74.898,44	-R\$ 7.195,58	-R\$ 41.826,45	-R\$ 1.094.343,91
<b>11</b>	R\$ 80.890,32	-R\$ 7.447,43	-	-R\$ 1.062.941,60
<b>12</b>	R\$ 87.361,54	-R\$ 7.708,09	-R\$ 384.431,16	-R\$ 1.183.570,31
<b>13</b>	R\$ 94.350,46	-R\$ 7.977,87	-	-R\$ 1.151.925,75
<b>14</b>	R\$ 101.898,50	-R\$ 8.257,10	-	-R\$ 1.120.168,22
<b>15</b>	R\$ 110.050,38	-R\$ 8.546,10	-	-R\$ 1.088.302,87
<b>16</b>	R\$ 118.854,41	-R\$ 8.845,21	-	-R\$ 1.056.334,61
<b>17</b>	R\$ 128.362,77	-R\$ 9.154,79	-	-R\$ 1.024.268,16
<b>18</b>	R\$ 138.631,79	-R\$ 9.475,21	-R\$ 286.180,65	-R\$ 1.063.367,32
<b>19</b>	R\$ 149.722,33	-R\$ 9.806,84	-	-R\$ 1.031.117,85
<b>20</b>	R\$ 161.700,12	-R\$ 10.150,08	-R\$ 25.575,28	-R\$ 1.004.239,91
<b>21</b>	R\$ 174.636,13	-R\$ 10.505,33	-	-R\$ 971.824,00
<b>22</b>	R\$ 188.607,02	-R\$ 10.873,02	-	-R\$ 939.330,67
<b>23</b>	R\$ 203.695,58	-R\$ 11.253,58	-	-R\$ 906.763,56
<b>24</b>	R\$ 219.991,22	-R\$ 11.647,45	-R\$ 213.040,40	-R\$ 907.499,29
<b>25</b>	R\$ 237.590,52	-R\$ 12.055,11	-	-R\$ 874.794,96
<b>26</b>	R\$ 256.597,76	-R\$ 12.477,04	-	-R\$ 842.026,89
<b>27</b>	R\$ 277.125,58	-R\$ 12.913,74	-	-R\$ 809.198,15
<b>28</b>	R\$ 299.295,63	-R\$ 13.365,72	-	-R\$ 776.311,70
<b>29</b>	R\$ 323.239,28	-R\$ 13.833,52	-	-R\$ 743.370,34
<b>30</b>	R\$ 349.098,42	-R\$ 14.317,69	-	-R\$ 710.376,78

Fonte: autoria própria.

Gráfico 11 - Fluxo de caixa descontado do Sistema *Off-Grid* com Opção 1 de baterias



Fonte: autoria própria.

A partir da Tabela 18 e do Gráfico 11, observa-se que o VPL do investimento referente ao Sistema *Off-Grid* com baterias de chumbo-ácido é igual a R\$ -710.376,78 e pode-se, então, obter a TIR igual a 3,42%, de acordo com a Equação 5.5.

Por fim, o VPL é um valor negativo e a TIR é inferior à TMA de 8,03% a.a., logo esses resultados indicam que o investimento não é viável financeiramente, ou seja, a implantação do sistema apesar de promover benefícios para o sistema elétrico e para o meio ambiente, não gera retorno financeiro para o consumidor.

#### 5.4 Análise para o Sistema *Off-Grid* com Baterias de Íon-Lítio

Para iniciar a análise de viabilidade financeira do investimento referente à implantação do Sistema *Off-Grid* com a Opção 2 de baterias, ou seja, baterias de íon-lítio, foi realizada uma pesquisa do valor de mercado de cada equipamento principal que compõe o sistema, sendo eles:

- a) 21 baterias de íon-lítio da fabricante BYD modelo HVM 13.8 com capacidade de armazenamento igual a 57,5 Ah e tensão nominal igual a 240 V;
- b) 56 módulos fotovoltaicos bifaciais da fabricante Risen Solar de potência nominal igual a 600 Wp;

- c) 7 controladores de carga da fabricante Garnde Solar com tensão nominal igual a 240 V;
- d) 7 inversores *off-grid* da fabricante Growatt com potência nominal de 10 kW.

A pesquisa do valor de mercado de cada equipamento consistiu na busca do preço em sítios eletrônicos de venda e no contato por *email* com fornecedores. Além disso, todos os valores encontrados ou repassados foram indicados em dólar americano ou em euro, logo foi considerada a taxa cambial de R\$ 5,60 para o dólar e de R\$ 6,20 para o euro, referente ao mês de dezembro de 2021.

Ademais, tomando como base o estudo de sistemas de armazenamento da Greener (2021), a partir do valor total do preço dos equipamentos principais do sistema, foi considerado 13% para o serviço de engenharia e instalação e 8% para os custos com material elétrico. A soma desses valores corresponde ao CAPEX do investimento, que é indicado na Tabela 19.

Tabela 19 - CAPEX do Sistema *Off-Grid* com Opção 2 de baterias

CAPEX	Valor
21 Baterias BYD HVM 13.8 240 V 57,5 Ah	R\$ 937.440,00
56 Módulos FV Risen 600 Wp	R\$ 60.211,20
7 Controladores de Carga Garnde Solar 240 V	R\$ 50.344,00
7 Inversores Off-Grid Growatt 10 kW	R\$ 68.404,00
Engenharia e Instalação	R\$ 145.131,90
Material Elétrico	R\$ 89.311,94
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 1.350.843,03</b>

Fonte: autoria própria.

A partir do CAPEX igual a R\$ 1.350.843,03 e considerando o dimensionamento desse sistema para atender o consumo diário de 98,65 kWh no horário de ponta e as baterias com autonomia de 2 dias, então encontra-se que o valor do investimento inicial para implantação desse sistema corresponde a R\$ 6.846,64/kWh.

O OPEX, sua respectiva taxa de ajuste anual e a taxa de ajuste anual do RECAPEX são dados de acordo com a Tabela 11. Como a vida útil das baterias é estimada em 23 anos, segundo a fabricante BYD, então o investimento será analisado para esse período, para evitar a troca das baterias de íon-lítio e o significativo aumento do valor investido em RECAPEX. Logo, o RECAPEX será composto apenas pela troca dos inversores a cada 10 anos, de acordo com a vida útil indicada pela fabricante Growatt.

Dessa forma, pode-se construir a Tabela 20, que apresenta o valor de receita anual e os valores gastos anualmente com OPEX e RECAPEX, além de apresentar o fluxo de caixa descontado do sistema em análise, que já leva em consideração a correção do valor do dinheiro no tempo com base na taxa de desconto (r) igual a SELIC de 8,03% a.a.

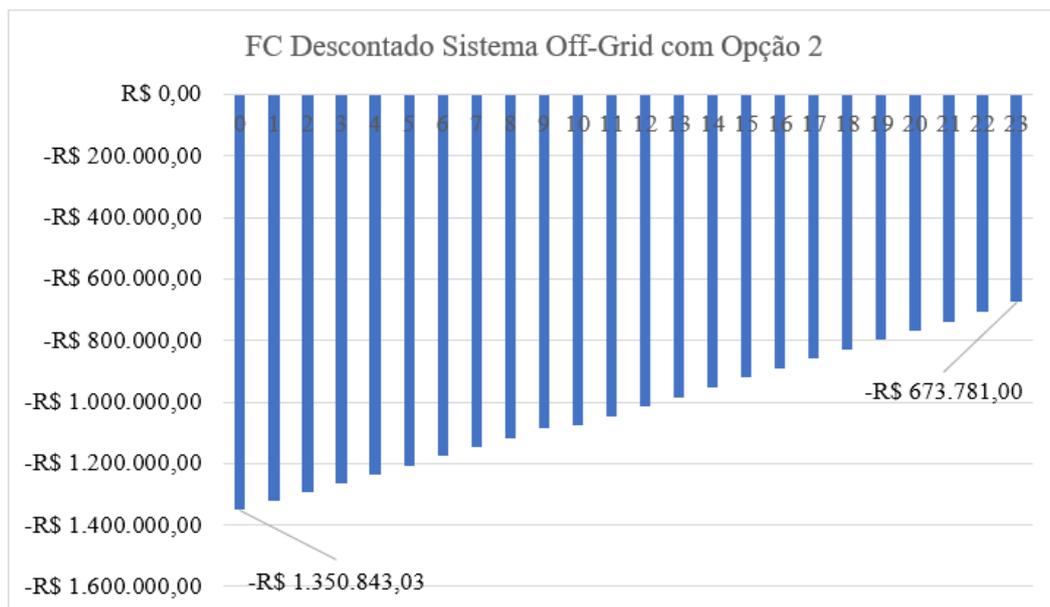
Nessa análise, considera-se como receita o valor economizado a cada ano por não se ter custos com pagamento para a distribuidora do consumo do posto tarifário de ponta, já que a energia armazenada nas baterias será capaz de suprir esse consumo e a UC fica desconectada da concessionária durante esse período. Logo, a receita leva em conta o consumo hora ponta anual igual a 11.257,44 kWh e o valor da TE e da TUSD hora ponta da Tabela 15, com sua respectiva taxa de aumento anual de 8,00%, como indicada na Seção 5.2. O resultado dessa análise também é ilustrado no Gráfico 12.

Tabela 20 - Fluxo de caixa descontado do Sistema *Off-Grid* com Opção 2 de baterias

<b>Ano</b>	<b>Receita</b>	<b>OPEX</b>	<b>RECAPEX</b>	<b>FC Descontado</b>
<b>0</b>	-	-	-	-R\$ 1.350.843,03
<b>1</b>	R\$ 37.467,87	-R\$ 6.754,22	-	-R\$ 1.322.412,36
<b>2</b>	R\$ 40.465,30	-R\$ 6.990,61	-	-R\$ 1.293.729,15
<b>3</b>	R\$ 43.702,52	-R\$ 7.235,28	-	-R\$ 1.264.804,40
<b>4</b>	R\$ 47.198,72	-R\$ 7.488,52	-	-R\$ 1.235.648,62
<b>5</b>	R\$ 50.974,62	-R\$ 7.750,62	-	-R\$ 1.206.271,91
<b>6</b>	R\$ 55.052,59	-R\$ 8.021,89	-	-R\$ 1.176.683,94
<b>7</b>	R\$ 59.456,80	-R\$ 8.302,65	-	-R\$ 1.146.893,96
<b>8</b>	R\$ 64.213,34	-R\$ 8.593,25	-	-R\$ 1.116.910,85
<b>9</b>	R\$ 69.350,41	-R\$ 8.894,01	-	-R\$ 1.086.743,10
<b>10</b>	R\$ 74.898,44	-R\$ 9.205,30	-R\$ 41.826,45	-R\$ 1.075.718,87
<b>11</b>	R\$ 80.890,32	-R\$ 9.527,49	-	-R\$ 1.045.205,94
<b>12</b>	R\$ 87.361,54	-R\$ 9.860,95	-	-R\$ 1.014.531,79
<b>13</b>	R\$ 94.350,46	-R\$ 10.206,08	-	-R\$ 983.703,59
<b>14</b>	R\$ 101.898,50	-R\$ 10.563,30	-	-R\$ 952.728,18
<b>15</b>	R\$ 110.050,38	-R\$ 10.933,01	-	-R\$ 921.612,16
<b>16</b>	R\$ 118.854,41	-R\$ 11.315,67	-	-R\$ 890.361,80
<b>17</b>	R\$ 128.362,77	-R\$ 11.711,71	-	-R\$ 858.983,15
<b>18</b>	R\$ 138.631,79	-R\$ 12.121,62	-	-R\$ 827.481,99
<b>19</b>	R\$ 149.722,33	-R\$ 12.545,88	-	-R\$ 795.863,84
<b>20</b>	R\$ 161.700,12	-R\$ 12.984,99	-R\$ 25.575,28	-R\$ 769.590,75
<b>21</b>	R\$ 174.636,13	-R\$ 13.439,46	-	-R\$ 737.754,34
<b>22</b>	R\$ 188.607,02	-R\$ 13.909,84	-	-R\$ 705.816,20
<b>23</b>	R\$ 203.695,58	-R\$ 14.396,69	-	-R\$ 673.781,00

Fonte: autoria própria.

Gráfico 12 - Fluxo de caixa descontado do Sistema *Off-Grid* com Opção 2 de baterias



Fonte: autoria própria.

A partir da Tabela 20 e do Gráfico 12, observa-se que o VPL do investimento referente ao Sistema *Off-Grid* com baterias de íon-lítio é igual a R\$ -673.781,00 e pode-se, então, obter a TIR igual a 2,59%, de acordo com a Equação 5.5.

Por fim, o VPL é um valor negativo e a TIR é inferior à TMA de 8,03% a.a., logo esses resultados indicam que o investimento não é viável financeiramente, ou seja, a implantação do sistema apesar de promover benefícios para o sistema elétrico e para o meio ambiente, não gera retorno financeiro para o consumidor.

## 5.5 Análise para o Sistema Híbrido com Baterias de Íon-Lítio

Para iniciar a análise de viabilidade financeira do investimento referente à implantação do Sistema Híbrido, foi realizada uma pesquisa do valor de mercado de soluções similares, ou seja, de sistemas de armazenamento com baterias de íon-lítio em eletrocentros, tipo containers, com conversores bidirecionais e sistemas de monitoramento e de controle, tais como:

a) EMS (acrônimo em inglês para *Energy Management System*, ou seja, Sistema de Gestão de Energia), que permite o controle de variáveis de interesse do sistema de armazenamento e o monitoramento de grandezas elétricas;

b) BMS (acrônimo em inglês para *Battery Management System*, ou seja, Sistema de Gestão de Baterias), que gerencia o banco de baterias, protegendo-o de operar fora de sua área de operação segura;

c) PCS (acrônimo em inglês para *Power Converter System*, ou seja, Sistema Conversor de Energia), que é a interface entre o barramento CC das baterias e o barramento CA do conversor bidirecional, além disso é totalmente integrado com o EMS.

O valor total do investimento inicial do sistema (já considerando baterias de íon-lítio, conversor bidirecional, módulos fotovoltaicos, engenharia e instalação, material elétrico e sistemas de monitoramento e de controle) foi calculado com base no sistema híbrido, descrito por Zsiborács *et al* (2018), de potência nominal igual a 5 kW e que custou 22.546 €, equivalente aproximadamente a R\$ 139.785,20, com a cotação do euro a R\$ 6,20 em dezembro de 2021.

Dessa forma, pode-se descrever o valor aproximado de cada um dos elementos que compõem o CAPEX do Sistema Híbrido como indicado na Tabela 21, ao se considerar, segundo Greener (2021), o valor para engenharia e instalação como 13% do CAPEX total e os custos com material elétrico como 8% do CAPEX total. Portanto, obteve-se R\$ 2.208.606,16 destinado apenas para equipamentos, em que o valor cotado para cada módulo FV foi de US\$ 192,00 e o valor destinado para baterias, conversor bidirecional e sistemas de controle foi, respectivamente, igual a 84%, 6% e 7% em relação ao total destinado apenas aos equipamentos

Tabela 21 - CAPEX do Sistema Híbrido

CAPEX	Valor
12 Módulos de Baterias LFP Weg 280 Ah	R\$ 1.855.229,17
1 Conversor Bidirecional Weg 100 kW	R\$ 134.724,98
60 Módulos FV Risen 600 Wp	R\$ 64.512,00
BMS, EMS e PCS	R\$ 154.140,01
Engenharia e Instalação	R\$ 363.441,52
Material Elétrico	R\$ 223.656,32
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 2.795.704,00</b>

Fonte: Zsiborács (2018); Greener (2021).

A partir do CAPEX igual a R\$ 2.795.704,00 e considerando o dimensionamento desse sistema para atender o consumo diário de 98,65 kWh no horário de ponta e as baterias com autonomia de 1 dia, então encontra-se que o valor do investimento inicial para implantação desse sistema corresponde a R\$ 28.339,62/kWh.

O OPEX, sua respectiva taxa de ajuste anual e a taxa de ajuste anual do RECAPEX são dados de acordo com a Tabela 11. Como a vida útil das baterias é estimada em 23 anos, segundo a fabricante Weg, então o investimento será analisado para esse período, para evitar a troca das baterias de íon-lítio e o significativo aumento do valor investido em RECAPEX. Logo, o RECAPEX será composto apenas pela troca dos inversores a cada 10 anos, de acordo com a vida útil indicada pela fabricante Weg.

Dessa forma, pode-se construir a Tabela 22, que apresenta o valor de receita anual e os valores gastos anualmente com OPEX e RECAPEX, além de apresentar o fluxo de caixa descontado do sistema em análise, que já leva em consideração a correção do valor do dinheiro no tempo com base na taxa de desconto ( $r$ ) igual a SELIC de 8,03% a.a.

Nessa análise, considera-se como receita o valor economizado a cada ano por não se ter custos com pagamento para a distribuidora do consumo do posto tarifário de ponta, já que a energia armazenada nas baterias será capaz de suprir esse consumo e a UC fica desconectada da concessionária durante esse período. Além disso, também se considera como receita, nesse caso, o valor da energia gerada pelos módulos FV injetada na rede durante o posto tarifário fora de ponta que é superior ao que as baterias demandam para serem carregadas. Esse valor de energia injetada a mais é aproximadamente igual a 13.447 kWh, pois considera-se um aumento do consumo diário em dias úteis para carregar as baterias igual a 119 kWh, como calculado na Seção 3.2, e os módulos fotovoltaicos foram dimensionados para abater esse aumento do consumo, porém eles continuam gerando e injetando energia na rede mesmo em dias que não são úteis, por isso há esse valor superior de energia injetada que será utilizado para compensar o consumo fora ponta.

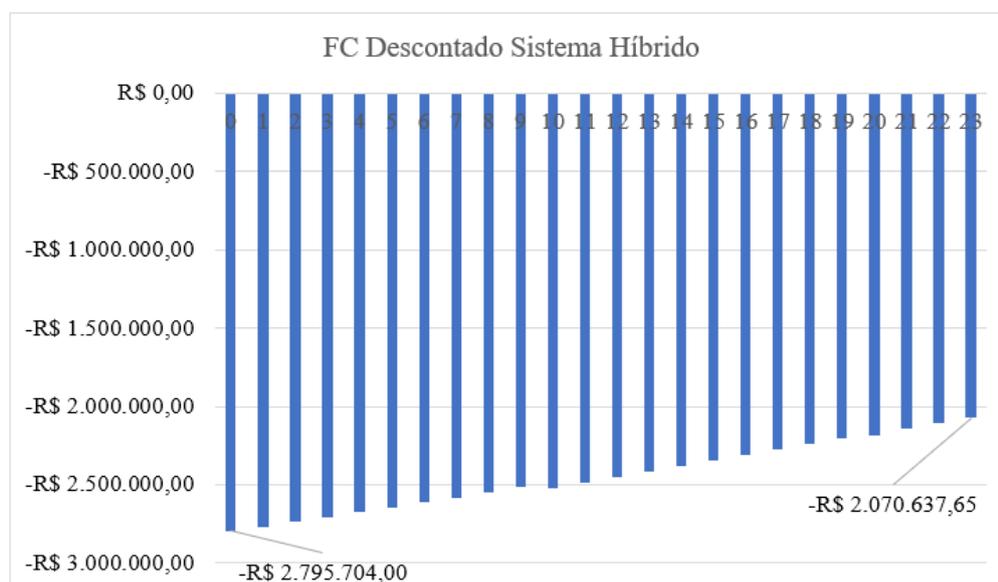
Logo, a receita leva em conta o consumo hora ponta anual igual a 11.257,44 kWh e a energia anual injetada a mais igual a 13.477 kWh, considerando o valor da TE e da TUSD hora ponta da Tabela 15 e da TE e da TUSD fora ponta sem isenção de ICMS na última, com a respectiva taxa de aumento anual de 8,00%, como indicada na Seção 5.2. O resultado dessa análise também é ilustrado no Gráfico 13.

Tabela 22 - Fluxo de caixa descontado do Sistema Híbrido

Ano	Receita	OPEX	RECAPEX	FC Descontado
0	-	-	-	-R\$ 2.795.704,00
1	R\$ 45.569,64	-R\$ 13.978,52	-	-R\$ 2.766.461,08
2	R\$ 49.215,21	-R\$ 14.467,77	-	-R\$ 2.736.687,29
3	R\$ 53.152,43	-R\$ 14.974,14	-	-R\$ 2.706.405,38
4	R\$ 57.404,62	-R\$ 15.498,23	-	-R\$ 2.675.637,13
5	R\$ 61.996,99	-R\$ 16.040,67	-	-R\$ 2.644.403,44
6	R\$ 66.956,75	-R\$ 16.602,10	-	-R\$ 2.612.724,30
7	R\$ 72.313,29	-R\$ 17.183,17	-	-R\$ 2.580.618,88
8	R\$ 78.098,36	-R\$ 17.784,58	-	-R\$ 2.548.105,54
9	R\$ 84.346,23	-R\$ 18.407,04	-	-R\$ 2.515.201,89
10	R\$ 91.093,92	-R\$ 19.051,29	-R\$ 82.379,21	-R\$ 2.519.976,44
11	R\$ 98.381,44	-R\$ 19.718,08	-	-R\$ 2.486.341,99
12	R\$ 106.251,95	-R\$ 20.408,22	-	-R\$ 2.452.365,69
13	R\$ 114.752,11	-R\$ 21.122,50	-	-R\$ 2.418.062,35
14	R\$ 123.932,28	-R\$ 21.861,79	-	-R\$ 2.383.446,19
15	R\$ 133.846,86	-R\$ 22.626,95	-	-R\$ 2.348.530,80
16	R\$ 144.554,61	-R\$ 23.418,90	-	-R\$ 2.313.329,22
17	R\$ 156.118,98	-R\$ 24.238,56	-	-R\$ 2.277.853,93
18	R\$ 168.608,50	-R\$ 25.086,91	-	-R\$ 2.242.116,90
19	R\$ 182.097,18	-R\$ 25.964,95	-	-R\$ 2.206.129,59
20	R\$ 196.664,95	-R\$ 26.873,72	-R\$ 50.371,75	-R\$ 2.180.650,28
21	R\$ 212.398,15	-R\$ 27.814,30	-	-R\$ 2.144.194,89
22	R\$ 229.390,00	-R\$ 28.787,80	-	-R\$ 2.107.520,79
23	R\$ 247.741,20	-R\$ 29.795,38	-	-R\$ 2.070.637,65

Fonte: autoria própria.

Gráfico 13 - Fluxo de caixa descontado do Sistema Híbrido



Fonte: autoria própria.

A partir da Tabela 22 e do Gráfico 13 observa-se que o VPL do investimento referente ao Sistema Híbrido é igual a R\$ -2.070.637,65 e pode-se, então, obter a TIR igual a -1,60%, de acordo com a Equação 5.5.

Por fim, o VPL é um valor negativo e a TIR é inferior à TMA de 8,03% a.a., logo esses resultados indicam que o investimento não é viável financeiramente, ou seja, a implantação do sistema apesar de promover benefícios para o sistema elétrico e para o meio ambiente, não gera retorno financeiro para o consumidor.

## 5.6 Comparação entre as Análises

A partir das análises de viabilidade financeira realizadas para cada um dos investimentos relacionados a implantação dos sistemas de armazenamento, é possível reunir os respectivos resultados na Tabela 23 a fim compará-los.

Tabela 23 – Comparação dos indicadores financeiros dos sistemas

<b>Sistema Analisado</b>	<b>Valor do CAPEX</b>	<b>VPL</b>	<b>TIR</b>	<b>Viabilidade Financeira</b>
Sistema <i>Off-Grid</i> com Opção 1 de baterias	R\$ 5.351,87/kWh	-R\$ 710.376,78	3,42%	Não
Sistema <i>Off-Grid</i> com Opção 2 de baterias	R\$ 6.846,64/kWh	-R\$ 673.781,00	2,59%	Não
Sistema Híbrido	R\$ 28.339,62/kWh	-R\$ 2.070.637,65	-1,60%	Não

Fonte: autoria própria.

A TIR representa o indicador de qualidade do investimento e ela é utilizada para comparar diferentes fluxos de caixas, tal que o que obtiver a maior TIR é indicado como o melhor investimento. No estudo em análise, porém, todos os sistemas obtiveram TIR inferior à TMA, o que conclui que a implantação deles não possui viabilidade financeira, ou seja, nenhum deles acarretará em retorno financeiro à unidade consumidora se instalados no ano deste estudo.

Segundo a EPE (2021), no Plano Decenal de Energia 2030, prevê-se a viabilidade financeira da instalação de sistemas de armazenamento para suprir o consumo do horário de ponta de consumidores do subgrupo A-4, caso o CAPEX se torne abaixo de R\$ 3.500/kWh.

No caso analisado, os Sistemas *Off-Grid* apresentaram os menores valores de CAPEX e os maiores de VPL e TIR. Porém, para que eles passem a gerar retorno financeiro, segundo EPE (2021), é necessária uma redução no CAPEX da ordem de 34,60% para o Sistema *Off-Grid* com baterias de chumbo-ácido e da ordem de 48,88% para o Sistema *Off-Grid* com baterias de íon-lítio.

Dessa forma, por exemplo, dada a taxa de redução do valor das baterias de íon-lítio de 8,30% ao ano, indicada por Schmidt *et al.* (2019), a implantação do Sistema *Off-Grid* com a Opção 2 de baterias se tornaria financeiramente viável em 8 anos, ou seja, a partir de 2030. Portanto, conforme também apresentado pela EPE (2021), enxerga-se viabilidade ainda nesse horizonte decenal, especialmente para consumidores que possuem alto consumo ponta e que se encontram conectados à concessionária de energia que possui uma elevada diferença entre as tarifas do horário de ponta e fora ponta.

## 6 CONCLUSÃO

O principal objetivo do trabalho consiste em analisar técnica e financeiramente três opções de sistemas de armazenamento de energia elétrica, com geração solar FV integrada, para a implantação em uma unidade consumidora do Grupo A, com o intuito de desconectá-la da rede elétrica durante o Horário de Ponta. Portanto, o objetivo desse trabalho foi atingido, pois foi detalhado o dimensionamento do Sistema *Off-Grid* com baterias de chumbo-ácido, do Sistema *Off-Grid* com baterias de íon-lítio e do Sistema Híbrido com baterias de íon-lítio, além de que foi apresentada a análise financeira referente a implantação de cada um desses sistemas.

Através da análise técnica e da descrição do funcionamento de cada uma das soluções de armazenamento, foi verificado que não há impedimentos regulatórios ou normativos para a implementação delas, pois os Sistemas *Off-Grid* funcionam de forma totalmente desconectada da rede elétrica durante o Horário de Ponta e o Sistema Híbrido funciona como Geração Distribuída durante o Posto Tarifário Fora Ponta e de forma desconectada da rede durante o Posto Tarifário de Ponta.

A análise financeira foi realizada com base na construção dos fluxos de caixa descontado para cada um dos sistemas, obtendo os resultados de VPL e TIR para a comparação entre os investimentos e a verificação da existência de retorno financeiro para a unidade consumidora.

Para o Sistema *Off-Grid* com baterias de chumbo-ácido obteve-se VPL igual a -R\$ 710.376,78 e TIR igual a 3,42%. Para o Sistema *Off-Grid* com baterias de íon-lítio obteve-se VPL igual a -R\$ 673.781,00 e TIR igual a 2,59%. Já para o Sistema Híbrido com baterias de íon-lítio obteve-se VPL igual a -R\$ 2.070.637,65 e TIR igual a -1,60%. Como os valores de VPL calculados foram negativos, assim como os valores de TIR foram inferiores à TMA considerada (igual a SELIC de 8,03% a.a.), constata-se que os três investimentos analisados não geram retorno financeiro para a unidade consumidora.

Conclui-se, portanto, que atualmente a implementação de qualquer um dos três sistemas estudados para a UC não é recomendada ao se considerar somente a análise financeira. Porém, como essas soluções com armazenamento geram benefícios para o sistema elétrico, é fundamental que os profissionais habilitados continuem acompanhando esse mercado e atualizando as análises financeiras, pois, com a redução contínua dos preços das baterias – aproximadamente 8,30% ao ano, segundo Schmidt *et al.* (2019) – é estimado que os Sistemas *Off-Grid* apresentem viabilidade financeira a partir de 2030, ao se atingir o CAPEX inferior a R\$ 3.500/kWh, conforme indicado pela EPE (2021).

## 6.1 Sugestão para Trabalhos Futuros

Outros estudos podem ser realizados com base no que foi exposto e desenvolvido nesse trabalho, de modo a ampliar as análises de diferentes aplicações com baterias no SEP, como:

- a) Análise técnica e financeira de sistemas de armazenamento para realizar *peak-shaving* (ou corte do pico de demanda), em que as baterias fornecem eletricidade para a instalação quando se verifica que a demanda está acima do valor de demanda contratada;
- b) Análise técnica e financeira de aplicações de sistemas de armazenamento em consumidores classificados como especiais ou livres;
- c) Comparação da análise financeira da fonte de *backup* ou do fornecimento de energia elétrica de um consumidor do Grupo A durante o Horário de Ponta ser realizado a partir de um sistema de armazenamento ou de um gerador à diesel;
- d) Utilização de sistemas de armazenamento para realizar serviços ancilares, como o controle de frequência e tensão;
- e) Utilização de sistemas de armazenamento na rede de distribuição como forma de atender os picos de demanda do sistema elétrico.

## REFERÊNCIAS

ALBUQUERQUE, M. K. O. **Estudo de viabilidade para implementação de um sistema fotovoltaico em um parque de abastecimento de aeronaves em Fortaleza/CE**. 2020. Trabalho de conclusão de curso. Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2020.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). **Resolução Normativa N° 1000**. Brasília. 2021. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.000-de-7-de-dezembro-de-2021-368359651>. Acesso em: 19 dez 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). **Resolução Normativa N° 482**. Brasília. 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 19 dez 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). **Resolução Normativa N° 687**. Brasília. 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 19 dez 2021.

ASCO. **Datasheet chave de transferência automática series 300**. 2021. Disponível em: [http://www.emersonpower.com.br/arquivos/Catalogo\\_serie\\_300.pdf](http://www.emersonpower.com.br/arquivos/Catalogo_serie_300.pdf). Acesso em: 10 nov 2021.

BALANÇO energético nacional 2021. **EPE**, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021>. Acesso em: 10 jan 2022.

BANDEIRA escassez hídrica. **ENEL**, 01 set 2021. Disponível em: [https://www.enel.com.br/pt-ceara/Para\\_Voce/Bandeira\\_Tarifaria.html](https://www.enel.com.br/pt-ceara/Para_Voce/Bandeira_Tarifaria.html). Acesso em: 12 jan 2022.

BATERIAS de íon de lítio, fundamentais para o armazenamento de energia. **IBERDROLA**, 2022. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/inovacao/baterias-ion-litio>. Acesso em: 15 jan 2022.

BATTERY pack prices cited below \$100/kWh for the first time in 2020. **BNEF**, 16 dez 2020. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/>. Acesso em: 19 jan 2022.

BENTO, R. Entendendo o funcionamento da bateria de lítio. **BB Baterias**, 19 jan 2022. Disponível em: <https://blog.bbbaterias.com.br/bateria-de-litio/>. Acesso em: 21 jan 2022.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Lei N° 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). [S. l.], 2022.

BRUNDTLAND, G. H. *et al.* **Nosso futuro comum**. 2. ed. Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas, 1987.

BYD. **Datasheet battery-box premium HVS/HVM**. 2021. Disponível em: <https://www.solartopstore.com/products/byd-battery-box-premium-hvm-13-8>. Acesso em: 9 nov 2021.

CAMARGO, R. F. CAPEX x OPEX. **Treasy**, 30 out 2016. Disponível em: <https://www.treasy.com.br/blog/capex-x-opex/>. Acesso em: 28 dez 2021.

CARNEIRO, R. L. *et al.* Aspectos essenciais das baterias de chumbo-ácido e princípios físico-químicos e termodinâmicos do seu funcionamento. **Revista Virtual de Química**, [s. l.], v. 9, n. 3, p. 889-911, 7 jun. 2017. Disponível em: <http://rvq.sbq.org.br>. Acesso em: 13 jan. 2022.

CHAGAS, L. G. **Princípios físicos e químicos de baterias de íon lítio**. [2012?]. Disponível em: <https://www.uel.br/cce/fisica/sefis/xisefis/arquivos/resumos/r44.pdf>. Acesso em: 19 jan 2022.

CHEN, H. *et al.* Progress in electrical energy storage system: a critical review. **Progress in Natural Science**, v. 19, n. 3, p. 291–312, 2009.

COMO funcionam os sistemas. **BMC Energia**, 2022. Disponível em: <http://www.bmcenergia.com.br/como-funcionam>. Acesso em: 13 jan 2022.

DESVANTAGENS em utilizar geradores a Diesel/Gasolina. **Oca Energia**, 2 set 2015. Disponível em: <https://www.ocaenergia.com/blog/agronegocio/9-desvantagens-em-utilizar-geradores-a-dieselgasolina/>. Acesso em: 4 fev 2022.

DIFERENÇA entre irradiância e irradiação. **ENERGÊS**, 2 jul 2020. Disponível em: <https://energes.com.br/diferenca-de-irradiancia-e-irradiacao/>. Acesso em: 10 jan 2022.

ENERGIA solar fotovoltaica no Brasil. **ABSOLAR**, 03 jan 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/arquivos/>. Acesso em: 17 jan 2022.

ENERGY storage is a \$620 billion investment opportunity to 2040. **BNEF**, 9 nov 2018. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/energy-storage-620-billion-investment-opportunity-2040/>. Acesso em: 19 jan 2022.

ENTENDENDO a fatura de energia. **ENERGÊS**, 2020. Disponível em: <https://energes.com.br/entendendo-a-fatura-de-energia-3/>. Acesso em: 10 dez 2021.

ESTUDO estratégico mercado de armazenamento. **Greener**, 2021. Disponível em: <https://greener.greener.com.br/estudo-de-armazenamento-energia-2021>. Acesso em: 28 dez 2021.

FEDALTO, L. F. V. **Análise técnica e simulação econômica para aplicações de sistemas de armazenamento de energia com baterias nos sistemas elétricos de potência**. 2020. Dissertação. Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 29 mai 2020.

FONTES de energia. **EPE**, 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/fontes-de->



PEREIRA, J. C. **Chaves de Transferência Automática: Sistemas de Baixa Tensão**. 2018. Disponível em: <http://www.joseclaudio.eng.br/geradores/PDF/ATS2.pdf>. Acesso em: 20 nov 2021.

PLANO decenal de expansão de energia 2030. **EPE**, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>. Acesso em: 10 jan 2022.

POTENCIAL solar - SunData v3.0. **CRESESB**, 2021. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>. Acesso em: 9 nov 2021.

REIS, L. B. **Deslocamento da energia gerada no sistema fotovoltaico para o horário de ponta**. 2020. Trabalho de Conclusão de curso. Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul - UNIJUI, Ijuí, 24 jun 2020.

RISEN SOLAR. **Datasheet RSM120-8-580-600BMDG**. 2020. Disponível em: <https://www.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/47548>. Acesso em: 9 nov 2021.

RUIZ, E. T. N. F. *et al.* **Análise de investimento em projetos de energia solar fotovoltaica: geração centralizada**. 1. ed. Campinas, SP: Alínea, 2021. 491 p. ISBN 978-65-5755-007-6.

SANTIAGO, M. V.; ROCHA, D. A.; CARVALHO, G. L. **Estudo de caso do dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico no Campus João Pinheiro II do Centro Universitário UNA**. Artigo, [s.l], 2016.

SCHMIDT, O., *et al.* **Projecting the future levelized cost of electricity storage technologies**. 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S254243511830583X>. Acesso em: 28 dez 2021.

SILVESTRE, A. F.; TAKASAKI, V. G. **Estudo de viabilidade para implantação de geração fotovoltaica em shopping centers na região de Curitiba**. 2014. Trabalho de Conclusão de curso. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 24 fev 2014.

SISTEMAS de armazenamento em baterias. **EPE**, 29 nov 2019. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-441/EPE-DEE-NT-098\\_2019\\_Baterias%20no%20planejamento.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-441/EPE-DEE-NT-098_2019_Baterias%20no%20planejamento.pdf). Acesso em: 09 nov 2021.

SOLAR energy. **IRENA**, 2020. Disponível em: <https://www.irena.org/solar>. Acesso em: 12 jan 2022.

SOLSIST. **Como calcular um sistema fotovoltaico off-grid**. Youtube, 10 out 2019. Disponível em: [https://www.youtube.com/watch?v=AZdwqPkFLM4&list=PLgKjS\\_7Ty7DtsoBht4ijyj\\_WhIAa9PL4t&index=5](https://www.youtube.com/watch?v=AZdwqPkFLM4&list=PLgKjS_7Ty7DtsoBht4ijyj_WhIAa9PL4t&index=5). Acesso em: 14 out 2021.

TITMAN, S.; MARTIN, J. D. **Avaliação de projetos e investimentos**. Bookman, 2010.

VICTRON ENERGY. **Datasheet GEL and AGM batteries**. 2021. Disponível em: <https://www.victronenergy.pt/batteries/gel-and-agm-batteries#certificates>. Acesso em: 9 nov 2021.

VOELKER, P. Trace degradation analysis of lithium-ion battery components. **R&D Magazine**, abr 2014.

WEG. **Datasheet ESSW sistema de armazenamento de energia em baterias**. 2021. Disponível em: [https://www.weg.net/catalog/weg/BR/en/Critical-Power/Battery-Energy-Storage-%28BES%29/Battery-Energy-Storage-System-ESSW-%28BESS%29/Battery-Energy-Storage-System-ESSW-%28BESS%29/p/MKT\\_WDC\\_BRAZIL\\_SISTEMA\\_ESSW](https://www.weg.net/catalog/weg/BR/en/Critical-Power/Battery-Energy-Storage-%28BES%29/Battery-Energy-Storage-System-ESSW-%28BESS%29/Battery-Energy-Storage-System-ESSW-%28BESS%29/p/MKT_WDC_BRAZIL_SISTEMA_ESSW). Acesso em: 24 nov 2021.

ZSIBORÁCS, H. *et al.* Economic and technical aspects of flexible storage photovoltaic system in Europe. **Energies**, [s. l.], 4 jun. 2018. DOI 103390. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/6/1445/htm>. Acesso em: 20 dez. 2020.

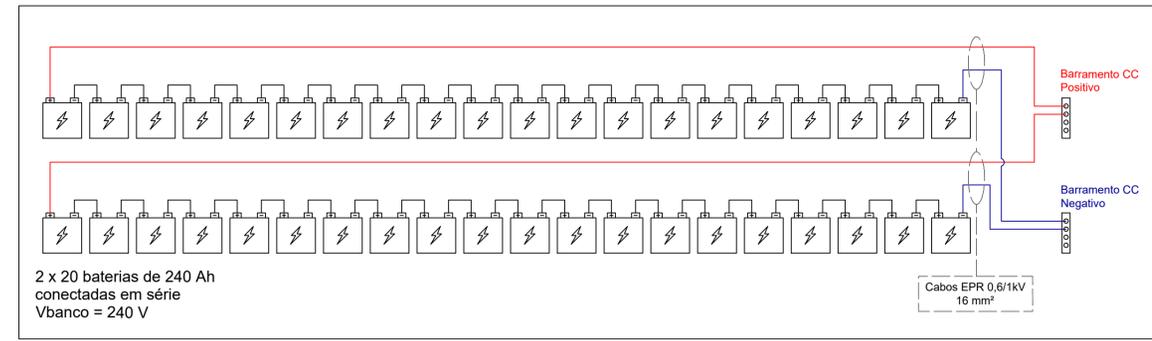
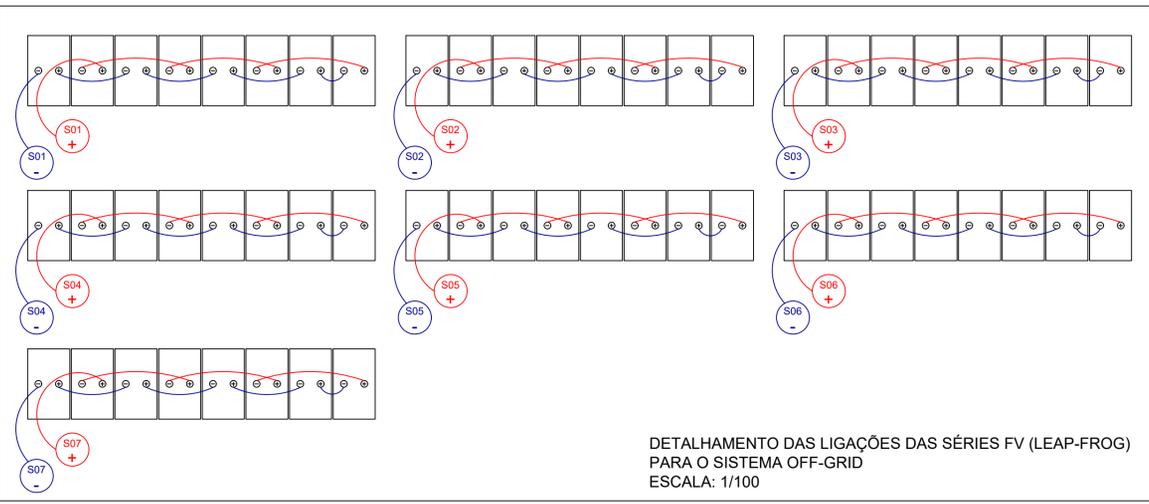
ZUMDAHL, S. S.; ZUMDAHL, S. A. **Oxidation-Reduction Reactions**. In: Chemistry. 9. ed. Belmont, CA: Brooks/Cole, 2014. p. 170-175.

## ANEXOS

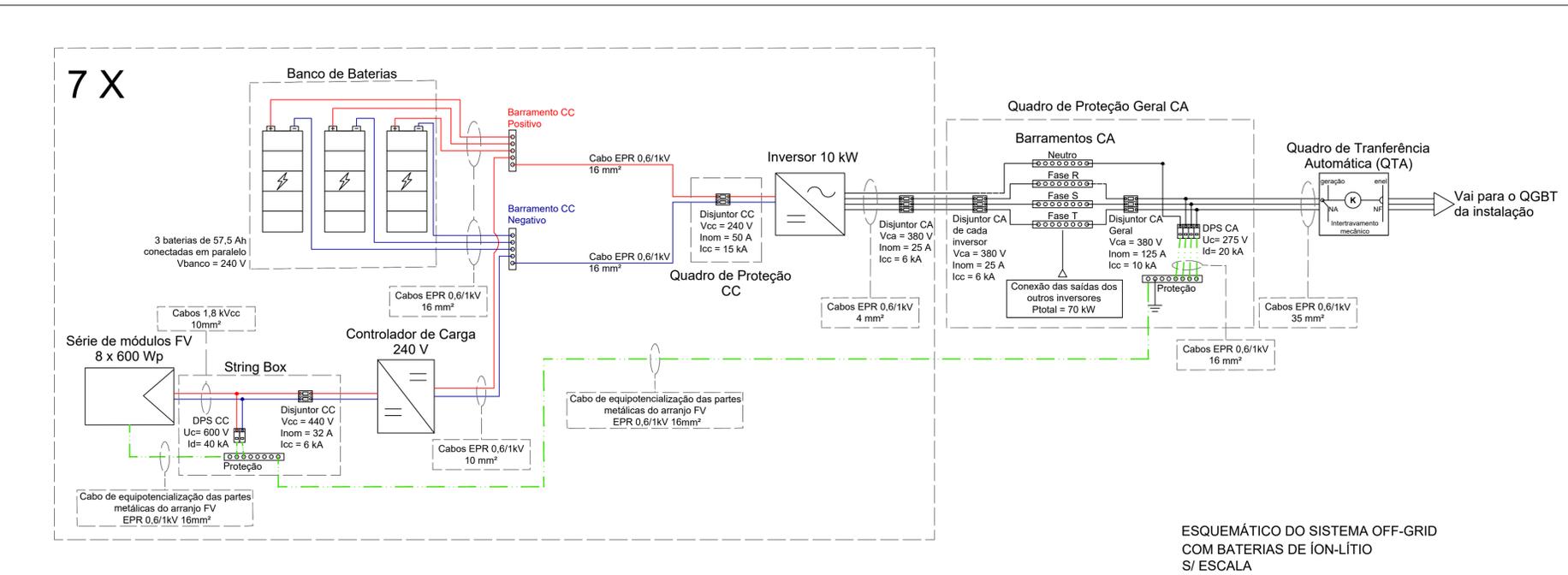
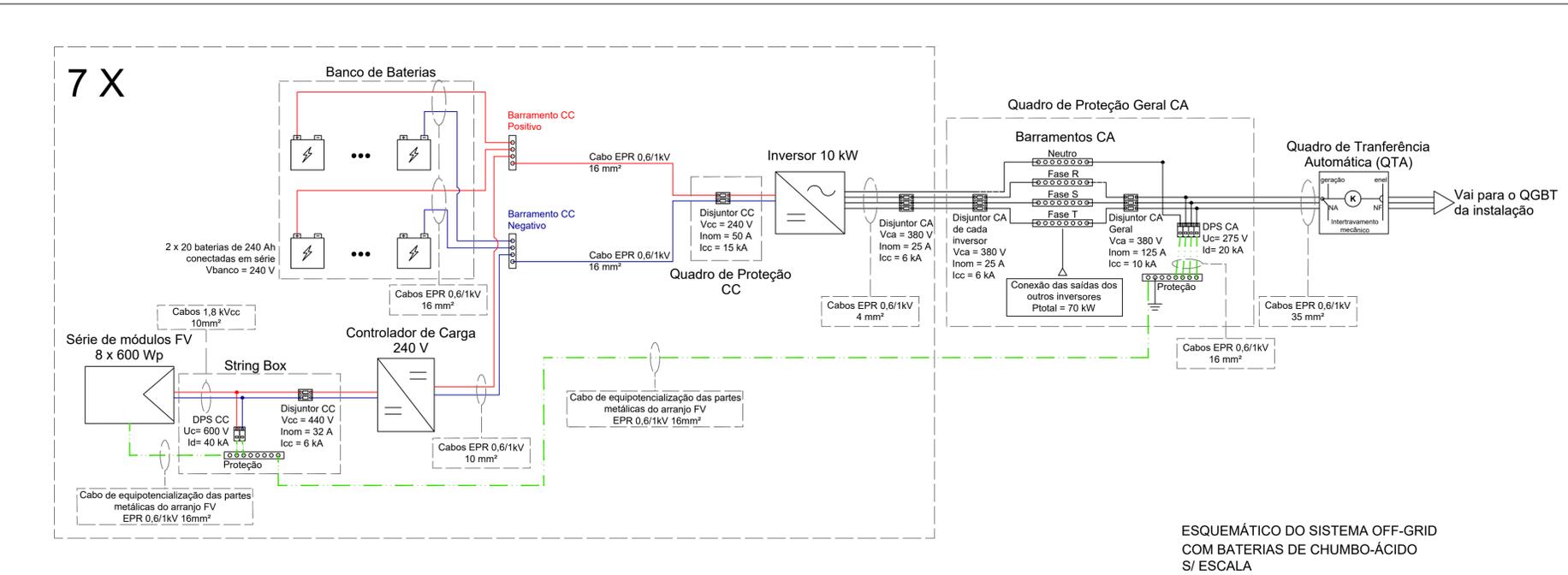
ANEXO A – Prancha com esquemático do Sistema *Off-Grid* com baterias de chumbo-ácido e esquemático do Sistema *Off-Grid* com baterias de íon-lítio.

ANEXO B – Prancha com diagrama unifilar do Sistema *Off-Grid* com baterias de chumbo-ácido.

ANEXO C – Prancha com diagrama unifilar do Sistema *Off-Grid* com baterias de íon-lítio.

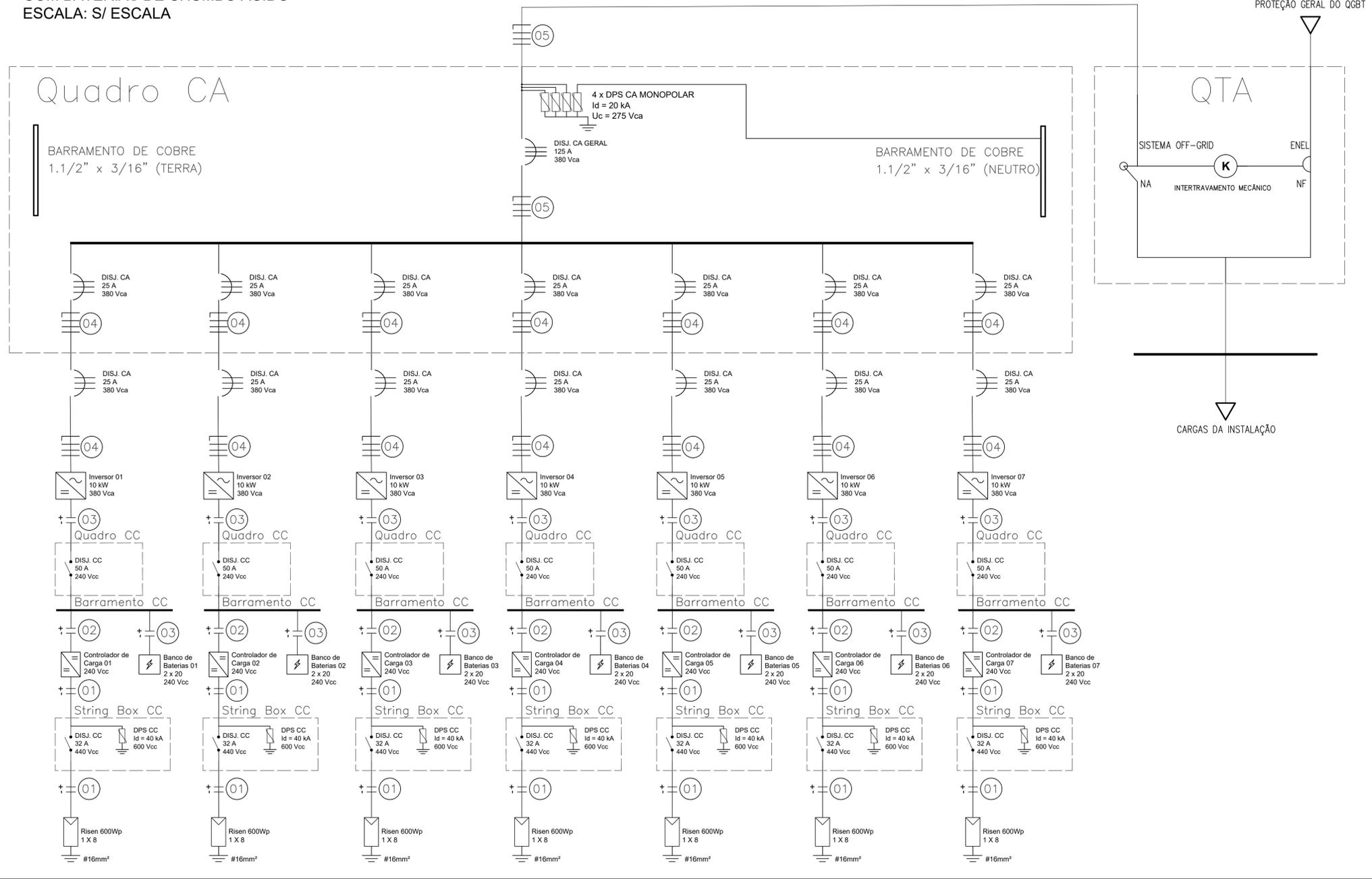


DETALHAMENTO DAS LIGAÇÕES DO BANCO DE BATERIAS DE CHUMBO-ÁCIDO S/ ESCALA



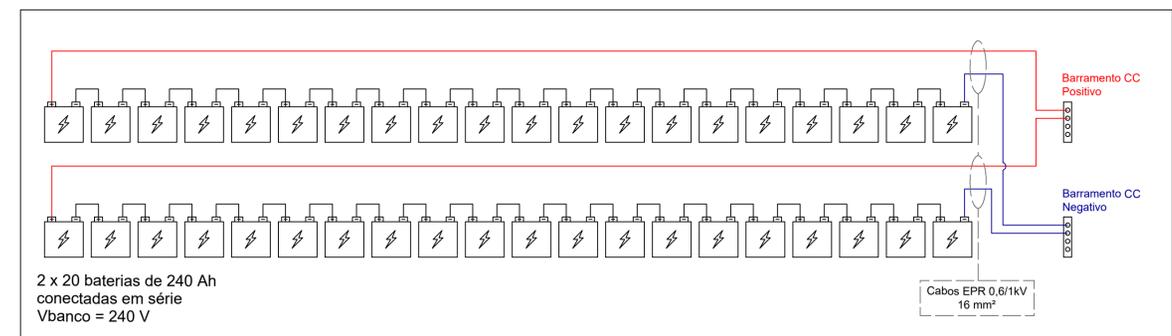
OBRA		MANEJO	
ENDEREÇO:		IGUATU	
PROJETO:		ETAPA:	
SISTEMA OFF-GRID LOJA DE MANUTENÇÃO DE VEÍCULOS		PROJETO CONCEITUAL	
ASSUNTO:			
Esquemático da Instalação Sistema Off-Grid com Baterias de Chumbo-Ácido			
Esquemático da Instalação Sistema Off-Grid com Baterias de Ion-Lítio			
Detalhe da Conexão das Séries Fotovoltaicas			
Detalhe das Conexões do Banco de Baterias de Chumbo-Ácido			
RESPONSÁVEL TÉCNICO:	CREA / RNP:	FRANQUIA:	
Leticia Bezerra de Vasconcelos	-	01/03	
ASSUNTO:	DATA:	-	
Diagrama Unifilar.dwg	28/12/2021	-	
ESCALA:	NÚMERO DO PROJETO:	REVISÃO:	DESENHO:
INDICADA	-	RO0	-
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO:		PROFESSOR ORIENTADOR:	
Estratégias de Armazenamento de Energia com Baterias para Atender um Consumidor do Grupo A no Horário de Ponta		Carlos Gustavo Castelo Branco	
O projeto, a execução e a manutenção das instalações elétricas devem ser confiadas a pessoas habilitadas a conceber e executar os trabalhos em conformidade com a norma ABNT NBR 5410 e ABNT NBR 14050.			

DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA OFF-GRID  
COM BATERIAS DE CHUMBO ÁCIDO  
ESCALA: S/ ESCALA



LEGENDA DIAGRAMA UNIFILAR - SISTEMA OFF-GRID

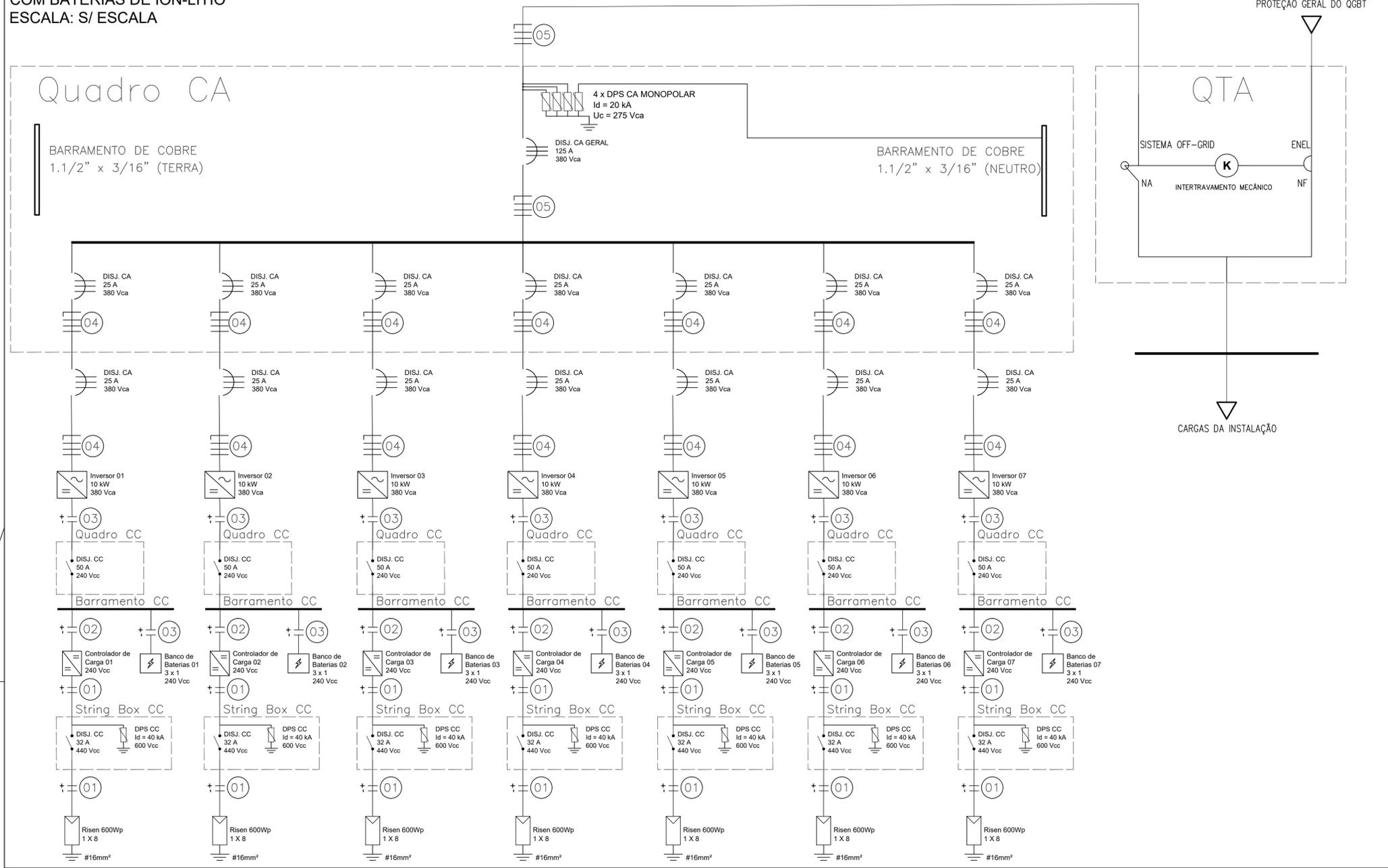
ITEM	DESCRIÇÃO
01	CABO SOLAR 1,8 kVcc #POSITIVO - 10mm <sup>2</sup>   #NEGATIVO - #10mm <sup>2</sup>
02	CABO EPR 0,6/1kV #POSITIVO - 10mm <sup>2</sup>   #NEGATIVO - #10mm <sup>2</sup>
03	CABO EPR 0,6/1kV #POSITIVO - 16mm <sup>2</sup>   #NEGATIVO - #16mm <sup>2</sup>
04	CABO DE BAIXA TENSÃO EPR 0,6/1kV #3F - 4mm <sup>2</sup>   #1N - 4mm <sup>2</sup>
05	CABO DE BAIXA TENSÃO EPR 0,6/1kV #3F - 35mm <sup>2</sup>   #1N - 35mm <sup>2</sup>



DETALHAMENTO DAS LIGAÇÕES DO BANCO DE BATERIAS DE CHUMBO-ÁCIDO  
S/ ESCALA

OBRA		MANEIRO: IGUATU	
ENDEREÇO:		ETAPA: PROJETO CONCEITUAL	
PROJETO: SISTEMA OFF-GRID LOJA DE MANUTENÇÃO DE VEÍCULOS		FRANCHA:	
ASSUNTO: Diagrama Unifilar Sistema Off-Grid com Baterias de Chumbo-Ácido			
RESPONSÁVEL TÉCNICO: Letícia Bezerra de Vasconcelos	CREA / RFP: -	FRANCHA:	02/03
ARQUIVO: Diagrama Unifilar.dwg	DATA: 28/12/2021	ETAPA:	
ESCALA: INDICADA	NÚMERO DO PROJETO: -	REVISÃO: ROO	DESENHO: -
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO: Estratégias de Armazenamento de Energia com Baterias para Atender um Consumidor do Grupo A no Horário de Ponta		PROFESSOR ORIENTADOR: Carlos Gustavo Castelo Branco	
<small>O projeto, a execução e a manutenção das instalações elétricas devem ser confiadas a pessoas habilitadas a conceber e executar os trabalhos em conformidade com a norma ABNT NBR 5410 e ABNT NBR 14030.</small>			

DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA OFF-GRID  
COM BATERIAS DE ÍON-LÍTIO  
ESCALA: S/ ESCALA



LEGENDA DIAGRAMA UNIFILAR - SISTEMA OFF-GRID	
ITEM	DESCRIÇÃO
01	CABO SOLAR 1,8 kVcc #POSITIVO - 10mm <sup>2</sup>   #NEGATIVO - #10mm <sup>2</sup>
02	CABO EPR 0,6/1kV #POSITIVO - 10mm <sup>2</sup>   #NEGATIVO - #10mm <sup>2</sup>
03	CABO EPR 0,6/1kV #POSITIVO - 16mm <sup>2</sup>   #NEGATIVO - #16mm <sup>2</sup>
04	CABO DE BAIXA TENSÃO EPR 0,6/1kV #3F - 4mm <sup>2</sup>   #1N - 4mm <sup>2</sup>
05	CABO DE BAIXA TENSÃO EPR 0,6/1kV #3F - 35mm <sup>2</sup>   #1N - 35mm <sup>2</sup>

OBRA		MANEJO: IGUATU	
ENDEREÇO:		ETAPA: PROJETO CONCEITUAL	
PROJETO: SISTEMA OFF-GRID LOJA DE MANUTENÇÃO DE VEÍCULOS		ASSUNTO: Diagrama Unifilar Sistema Off-Grid com Baterias de Ion-Lítio	
RESPONSÁVEL TÉCNICO: Leticia Bezerra de Vasconcelos	CREA / RNP: -	FRANCHA:	03/03
ARQUIVO: Diagrama Unifilar.dwg	DATA: 28/12/2021		
ESCALA: INDICADA	NÚMERO DO PROJETO: -	REVISÃO: RO0	DESENHO: -
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO: Estratégias de Armazenamento de Energia com Baterias para Atender um Consumidor do Grupo A no Horário de Ponta		PROFESSOR ORIENTADOR: Carlos Gustavo Castelo Branco	
<small>O projeto, a execução e a manutenção das instalações elétricas devem ser confiadas a pessoas habilitadas a conceber e executar os trabalhos em conformidade com a norma ABNT NBR 5410 e ABNT NBR 14039.</small>			

Formato: B3mm x 180mm - C:\Meu Drive\Projeto\Tela\Diagrama Unifilar.dwg