

**UNIVERSIDADE DE CAXIAS DO SUL
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E DA TECNOLOGIA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

PRICILA KLEIN

**VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA IMPLANTAÇÃO DE
ARMAZENAMENTO PARA CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DO GRUPO A4**

CAXIAS DO SUL

2021

PRICILA KLEIN

**VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA IMPLANTAÇÃO DE
ARMAZENAMENTO PARA CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DO GRUPO A4**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
como parte dos requisitos para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica à
Universidade de Caxias do Sul.

Orientador: Prof. Me. André Bernardes Michel

CAXIAS DO SUL

2021

PRICILA KLEIN

**VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA IMPLANTAÇÃO DE
ARMAZENAMENTO PARA CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DO GRUPO A4.**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como parte dos requisitos para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica à Universidade de Caxias do Sul.

Aprovado em: 02 de dezembro 2021

Banca Examinadora:

Prof. Me. André Bernardes Michel (orientador)
Universidade de Caxias do Sul – UCS

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

Prof. Ma. Andréa Cantarelli Morales
Universidade de Caxias do Sul – UCS

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais Catarina e Valdecir, que sempre apoiaram meus sonhos e nunca mediram esforços para que o sonho da minha graduação se torna realidade.

Ao meu marido Rafael, pelo imenso companheirismo, compreensão, por ser meu conselheiro nos momentos difíceis e me motivar sempre.

Ao meu filho do coração Lucas por me auxiliar durante toda graduação nos momentos de estudo.

Ao meu irmão Paulo e minha cunhada Elizane por todo apoio, incentivo e disponibilidade desde a época do vestibular.

A meus cunhados Luciana e Wagner por sempre me motivarem e toda ajuda com o Lucas para eu estudar quando ele era pequeno.

Ao meu orientador André por me guiar nesta etapa e por ser uma inspiração como professor e profissional durante minha graduação.

Aos meus colegas de trabalho Denílson, Vinicius, Gabriel e Barbara por me auxiliarem sanando dúvidas sobre a aplicação e nos contatos para orçamentos do meu TCC.

Ao meu chefe Tiago e amigas Elaine e Barbara por conseguirem as faturas para o desenvolvimento do meu TCC.

A minha amiga e companheira de graduação Elisa por toda ajuda durante estes anos.

As minhas amigas Jéssica, Letícia, Elisane por sempre estarem ao meu lado somando em minha vida durante todo este período.

**“Sonhos determinam o que você quer. Ação determina o que você conquista”
Aldo Novak**

RESUMO

As indústrias buscam tornar seu processo produtivo cada vez mais econômico e sustentável, pensando neste cenário, o armazenamento de energia surge como alternativa para utilização de horários de ponta, podendo ser utilizado atrelado às tecnologias de geração distribuída de energia solar fotovoltaica. As formas de armazenamento de energia são diversas, porém a utilização de baterias eletroquímicas íon-lítio e chumbo-ácido ganham destaque por suas características de flexibilidade, versatilidade, rápida instalação, custo. Nesta monografia será discutida a aplicação destas tecnologias no ambiente de tarifação brasileiro, comparando aplicação nas concessionárias RGE Sul e Equatorial PA. A análise econômica baseou-se nos indicadores econômicos comumente utilizados em projetos. O estudo de caso de três consumidores de média tensão foi aplicado nas plantas das indústrias: Soprano Materiais Elétricos unidade de Caxias do Sul, Multinjet Tecnologia em Metalização LTDA e Indústria Metalúrgica Dalgian LTDA, por meio de análise da fatura foram dimensionados os projetos de armazenamento e fotovoltaico. Observou-se que, quanto menor o projeto de armazenamento, menor o tempo de retorno do projeto, bem como maior a lucratividade do mesmo. O ambiente tarifário também influenciou nos resultados econômicos, quanto maior a tarifa, menor o *payback* e maior a lucratividade. As aplicações de íon-lítio tendem a possuir maior custo inicial e menor custo no acumulado da vida útil do projeto, porém o custo do kWh calculado por meio do custo nivelado de energia também é maior nestes casos. A principal dificuldade para o desenvolvimento da tecnologia no Brasil é a falta de regulamentação para inversores híbridos.

Palavras-chave: Armazenamento. Grupo A. Fotovoltaica. Concessionária. Viabilidade.

ABSTRACT

The industries seek to make their production process more and more economical and sustainable, thinking about this scenario, energy storage appears as an alternative for use at peak hours, which can be used in conjunction with technologies for distributed generation of photovoltaic solar energy. The forms of energy storage are diverse, but the use of electrochemical batteries, lithium ion and lead-acid, is highlighted for their characteristics of flexibility, versatility, quick installation, cost. In this monograph the application of these technologies in the Brazilian pricing environment will be discussed, comparing their application in the RGE Sul and Equatorial PA concessionaires. The economic analysis was based on economic indicators commonly used in projects. The case study of three medium voltage consumers will be applied in the plants of the following industries: Soprano Electrical Materials unit in Caxias do Sul, Multinjet Tecnologia em Metaização LTDA and Indústria Metalúrgica Dalgian LTDA, through analysis of the invoice, the storage and photovoltaic projects were dimensioned, It was observed that the smaller the storage project the shorter the turnaround time for the project, as well as the greater its profitability. The tariff environment also influences economic results, the higher the tariff, the lower the payback and the greater the profitability. Li-ion applications tend to have a higher initial cost and a lower accumulate cost over the lifetime of the project, but the kWh cost calculated using the LCOE is also higher in these cases. The main difficulty for the development in Brazil is the lack of regulation for hybrid inverters.

Keywords: Storage. A group. Photovoltaic. Dealership. Viability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz elétrica mundial 2018.....	24
Figura 2 - Matriz elétrica brasileira 2019	25
Figura 3 - Expansão de energia elétrica 2020-2029	26
Figura 4 - Matriz de energia elétrica em 2029.....	27
Figura 5 - Sistema interligado nacional - rede de operação – horizonte 2023	28
Figura 6 - Nível Recorde dos indicadores DEC e FEC.	29
Figura 7 - Receita reajustada	35
Figura 8 - Potência global ultrapassará 1.000 GW até 2040	37
Figura 9 - Capacidade instalada mundial de armazenamento em bateria (GW)	37
Figura 10 - Redução estimada do preço das baterias de íon-lítio.....	38
Figura 11 - Composição do sistema de armazenamento	38
Figura 12 - Estrutura de custo- sistema comercial	39
Figura 13 - Mapa atratividade redução da demanda contratada- média tensão.....	44
Figura 14 - Mapa atratividade redução do consumo horário de ponta- média tensão.....	44
Figura 15 - Sistema fotovoltaico híbrido	47
Figura 16 - Acoplamento CA	50
Figura 17 - Acoplamento CC.....	51
Figura 18 - Fluxograma de atividades	64
Figura 19 - Fluxo de caixa.....	71
Figura 20 - Consumo fora de ponta Soprano.....	73
Figura 21 - Consumo na ponta Soprano	73
Figura 22 - Demanda registrada Soprano	74
Figura 23 - Consumo fora de ponta Multinjet	75
Figura 24 - Consumo na ponta Multinjet.....	76
Figura 25 - Demanda registrada Multinjet	76
Figura 26 - Consumo fora de ponta Dalgian	78
Figura 27 - Consumo na ponta Dalgian.....	78
Figura 28 - Demanda registrada Dalgian.....	79
Figura 29 - Desenho Técnico.....	81
Figura 30 - Descargas em diferentes temperaturas.....	83
Figura 31 - Disposição das baterias nas salas.....	85

Figura 32 - Descargas em diferentes temperaturas.....	86
Figura 33 - Disposição das baterias nas salas.....	88
Figura 34 – Degradação dos módulos	93
Figura 35 – Primeiro ano de saldo positivo dos balanços	94
Figura 36 – Análise dos custos	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Classificação das centrais fotovoltaicas quanto ao porte	46
Tabela 2 - Escolha do ângulo de inclinação do módulo	52
Tabela 3 - Capacidade de referência projeto Soprano	74
Tabela 4 - Capacidade de referência projeto Multinjet	77
Tabela 5 - Capacidade referência do projeto Dalgian	79
Tabela 6 - Dados de orientação dos painéis	80
Tabela 7 - Dados de radiação anual Caxias do Sul.....	80
Tabela 8 - Dados de radiação anual Belém	80
Tabela 9 - Dimensionamento número de módulos	82
Tabela 10 - Dimensionamento bancos de baterias de lítio	84
Tabela 11 - Dimensionamento bancos de baterias de chumbo-ácido.....	87
Tabela 12 – Principais dados do dimensionamento dos inversores.....	89
Tabela 13 - Ciclo de vida das baterias	90
Tabela 14 - Custos dos projetos.....	91
Tabela 15 - Tarifas e impostos aplicados RGE Sul	92
Tabela 16 - Tarifas e impostos aplicados Equatorial PA	93
Tabela 17 - Indicadores econômicos	95
Tabela 18 - Resumo dos principais resultados	99

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 - Tarifa cobrada do consumidor.....	31
Equação 2 - Parcela demanda.....	33
Equação 3 - Parcela consumo.....	33
Equação 4 - Energia produzida pelo módulo diariamente.....	53
Equação 5 - Número de módulos da instalação fotovoltaica.....	53
Equação 6 - Tensão de circuito aberto da <i>string</i>	54
Equação 7 - Potência mínima do inversor.....	54
Equação 8 - Energia necessária para um dia de operação do projeto.....	54
Equação 9 - Energia armazenada total.....	55
Equação 10 - Número de baterias ligadas em série.....	55
Equação 11 - Capacidade do banco de baterias.....	55
Equação 12 - Número de baterias ligadas em paralelo.....	55
Equação 13 - Valor presente líquido.....	56
Equação 14 - Taxa interna de retorno.....	57
Equação 15 - Custo nivelado de energia.....	58
Equação 16 - Custo nivelado de armazenamento.....	58
Equação 17 - Retorno sobre investimentos.....	58
Equação 18 - Média consumo fora de ponta.....	65
Equação 19 - Média consumo na ponta.....	65
Equação 20 - Média de consumo demanda registrada.....	65
Equação 21 - Consumo fora de ponta proporcional.....	66
Equação 22 - Consumo total do projeto sistema fotovoltaico.....	66
Equação 23 - Consumo total do projeto sistema de armazenamento.....	66
Equação 24 - Energia necessária pelo sistema em um mês.....	68
Equação 25 - Energia produzida por mês no ano.....	70

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
BMS	<i>Battery Management System</i>
CAES	Sistemas de Armazenamento de Energia de Ar Comprimido
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
COPON	Comitê de Política Monetária
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DPS	Dispositivo de proteção contra surtos
DR	Disjuntor Diferencial Residual
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
EPE	Empresa de Pesquisas Energéticas
ICMS	Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias
IDR	Interruptor Diferencial Residual
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IPi	Imposto sobre Produtos Industrializados
LCOE	Custo Nivelado de Energia
LCOS	Custo Nivelado de Armazenamento
MPPT	Número de rastreamentos de pontos de potência máxima
MT	Média Tensão
NAS	Baterias de Sódio-enxofre
NR	Resolução Normativa
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCHs	Pequenas Centrais Hidroelétricas
PCMs	Materiais de mudança de fase

PIS	Programa de Integração Social
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PRODIST Nacional	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
ROI	Retorno Sobre Investimento
SAE	Sistemas de Armazenamento de Energia
SIN	Sistema Interligado Nacional
SME	Sopranos Matérias Elétricas
SMES	Sistemas de Armazenamento de Energia Magnética em Supercondutores
STC	Condição de teste-padrão
TE	Tarifa de Energia
TES	Sistemas Térmicos de Armazenamento de Energia
TD	Taxa de Desempenho
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TSH	Tarifa Horo-sazonal
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UHR	Usina Hidrelétrica Reversível
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

%	Porcentagem
Ω .mm ² /m	Ohms- milímetro quadrado/ metro
A	Amper
Ah	Amper-hora
°C	Graus Celsius
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
kV	Quilovolts
kV	QuiloVA
kW	Quilowatt
kWh	Quilovolts-hora
kWh/m ³	Quilowatt-hora/metro cubico
kWh/t	Quilowatt-hora/temperatura
m	Metro
m ²	Metro quadrado
mm ²	Milímetro quadrado
MVA	MegaVA
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
V	Volts
Wh	Watt-hora
Wh/m ²	Watt-hora/metro quadrado
Wh/m ² /dia	Watt-hora/metro quadrado por dia

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	OBJETIVO GERAL	20
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	20
1.3	JUSTIFICATIVA DO TRABALHO	20
1.4	LIMITAÇÕES DO TRABALHO	21
2	REFERENCIAL TEÓRICO	23
2.1	BRASIL SITUAÇÃO ENERGÉTICA	24
2.1.1	Matriz Elétrica Brasileira	24
2.1.2	Impacto das crises energéticas na matriz nacional	25
2.1.2.1	Apagão de 2001	25
2.1.2.2	Cenário energético 2015	26
2.1.3	SIN Brasileiro	27
2.1.4	Qualidade de energia no Brasil	28
2.2	TENDÊNCIAS MUNDIAIS	29
2.3	ESTRUTURA DE TARIFAÇÃO E MERCADO DE ENERGIA NO BRASIL	30
2.3.1	Tipos de consumidores	30
2.3.1.1	Consumidor cativo	30
2.3.1.2	Consumidor livre	30
2.3.1.3	Consumidor especial	31
2.4.1	A tarifa	31
2.4.2	Grupos de consumidores	32
2.4.2.1	<i>Grupo A</i>	32
2.4.2.2	<i>Grupo B</i>	32
2.4.3	Modalidades tarifárias MT e AT	33
2.4.4	Bandeiras tarifárias	34
2.4.5	Revisão Tarifária e Reajuste Tarifário	34
2.4.5.1	Revisão Tarifária.....	34
2.4.5.2	Reajuste tarifário	35
2.5	ALÍVIO DE CARGA	35
2.6	ARMAZENAMENTO	36
2.6.1	Tendências mundiais apontam ênfase nas baterias	37

2.6.2	Tecnologias de armazenamento	39
2.6.2.1	Tecnologias eletroquímicas: baterias	40
2.6.2.1.1	<i>Bateria de chumbo-ácido</i>	41
2.6.2.1.2	<i>Bateria de ion-lítio</i>	41
2.6.3	Aplicações de armazenamento	42
2.6.4	Atratividade de aplicação ao longo do Brasil	43
2.7	FONTES ENERGÉTICAS INTERMITENTES.....	45
2.7.1	Sistemas solares fotovoltaicos	45
2.7.1.1	Sistemas <i>off-grid</i> , <i>on-grid</i> e híbridos	46
2.7.1.1.1	<i>Sistemas off-grid</i>	46
2.7.1.1.2	<i>Sistemas on-grid</i>	46
2.7.1.1.3	<i>Sistemas híbridos</i>	47
2.7.1.2	Principais componentes	47
2.7.1.2.1	<i>Módulo fotovoltaico</i>	48
2.7.1.2.2	<i>Inversores</i>	48
2.7.2	Legislação sistemas fotovoltaicos e armazenamento	49
2.7.2.1	Resolução normativa.....	49
2.7.2.2	Impostos federais e estaduais	49
2.7.2.3	Regulação sistemas solar e armazenamento	49
2.7.3	Topologias solar e armazenamento	50
2.7.3.1	Acoplamento CA (corrente alternada)	50
2.7.3.2	Acoplamento CC (corrente contínua)	51
2.8	DIMENSIONAMENTO SISTEMA FOTOVOLTAICO	51
2.8.1	Levantamento: consumo X quantidade de energia a ser produzida	51
2.8.2	Levantamento potencial solar	52
2.8.3	Dimensionamento módulos	52
2.8.4	Disposição dos painéis	53
2.8.5	Dimensionamento dos inversores	53
2.9	DIMENSIONAMENTO SISTEMA ARMAZENAMENTO	54
2.9.1	Dimensionamento banco de baterias	54
2.10	PARÂMETROS ECONÔMICOS	56
2.10.1	Fluxo de caixa	56
2.10.2	Valor presente líquido	56
2.10.3	Taxa interna de retorno (TIR)	57

2.10.4	Tempo de retorno investimento descontado (<i>payback time</i>)	57
2.10.5	Custo nivelado de energia (LCOE)	58
2.10.6	Retorno sobre investimentos (ROI).....	58
2.10.7	Taxas e tributações	59
2.10.8	Reajuste da tarifa	59
2.11	TRABALHOS CORRELATOS	59
2.11.1	Estratégias de armazenamento de energia elétrica e uma análise de viabilidade econômica da adoção de baterias para gerenciamento pelo lado da demanda	59
2.11.2	Análise de viabilidade da implementação de sistema combinado de armazenamento de energia e geração distribuída sob tarifa branca	60
2.11.3	Análise econômica de sistemas fotovoltaicos com baterias conectados à rede.	61
2.11.4	Geração fotovoltaica distribuída como elemento subsidiário para sistemas de armazenamento de energia em ambiente de tarifas diferenciadas.....	61
2.11.5	Análise técnica do impacto do uso de baterias em sistemas conectados à rede aplicado em diferentes classes de consumo.....	62
3	METODOLOGIA	63
3.1	ESTUDO DE CASO.....	63
3.2	CRONOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO.....	64
3.3	ESTUDO DO PERFIL DO CONSUMIDOR E CAPACIDADE DOS PROJETOS	65
3.3.1	Estudo do perfil do consumidor.....	65
3.3.2	Capacidade do sistema	65
3.4	DIMENSIONAMENTO DOS PROJETOS.....	67
3.4.1	Levantamento do potencial solar.....	67
3.4.2	Dimensionamento dos sistemas fotovoltaico e de armazenamento	67
3.4.3	Dimensionamento dos inversores	68
3.5	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	69
3.5.1	Custos do Projeto	69
3.5.2	Tratativa da tarifa.....	69
3.5.3	Fluxo de Caixa.....	70
4	RESULTADOS	72

4.1	LEVANTAMENTO DOS DADOS DAS FATURAS	72
4.1.1	Comportamento de consumo Soprano.....	72
4.1.2	Comportamento de consumo Multinjet.....	75
4.1.3	Comportamento de consumo Dalgian.....	77
4.2	LEVANTAMENTO POTENCIAL SOLAR	79
4.3	DIMENSIONAMENTO PROJETOS FOTOVOLTAICOS.....	81
4.3.1	Dados técnicos módulo	81
4.3.2	Dimensionamento do número de painéis	82
4.4	DIMENSIONAMENTO DOS BANCOS DE BATERIA	82
4.4.1	Dados técnicos bateria de íon-lítio.....	83
4.4.2	Projetos de armazenamento baterias de lítio	83
4.4.3	Dados técnicos bateria de chumbo-ácido.....	85
4.4.4	Projetos de armazenamento baterias de chumbo-ácido.....	86
4.5	DIMENSIONAMENTO INVERSORES	88
4.6	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	90
4.6.1	Levantamento de custos	90
4.6.2	Fatura de energia e tarifas aplicadas.....	92
4.6.3	Energia produzida por mês do ano versus depreciação dos módulos.....	93
4.6.4	Fluxo de caixa.....	94
4.6.5	Indicadores econômicos.....	94
4.7	ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	95
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	100
6	TRABALHOS FUTUROS.....	102
	REFERÊNCIAS	103
	ANEXO A – FATURAS DE DEZ/2020 À MAI/2021 SOPRANO.....	109
	ANEXO B – FATURAS DE JAN/2021 À JUN/2021 MULTINJET.....	113
	ANEXO C – FATURAS DE DEZ/2020 À MAI/2021 DALGIAN.....	117
	ANEXO D - ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS MÓDULO	121
	ANEXO E - DATASHEET BATERIA DE LÍTIO (48MLS100IN).....	122

ANEXO F - DATASHEET BATERIA DE CHUMBO-ÁCIDO (12MS234)	123
ANEXO G - DATASHEET INVERSOR HÍBRIDO	124
ANEXO H - DATASHEET INVERSOR STRING	126
APÊNDICE A – DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES	128
APÊNDICE B - SOPRANO PROJETO ÍON-LÍTIO	128
APÊNDICE C - MULTINJET PROJETO ÍON-LÍTIO.....	131
APÊNDICE D - DALGIAN CAXIAS DO SUL PROJETO ÍON-LÍTIO ..	132
APÊNDICE E- DALGIAN BELÉM DO SUL PROJETO ÍON-LÍTIO.....	133
APÊNDICE F- SOPRANO PROJETO CHUMBO-ÁCIDO.....	134
APÊNDICE G - MULTINJET PROJETO CHUMBO-ÁCIDO.....	135
APÊNDICE H - DALGIAN CAXIAS DO SUL PROJETO CHUMBO-ÁCIDO.....	136
APÊNDICE I - DALGIAN BELÉM PROJETO CHUMBO-ÁCIDO.....	137
APÊNDICE J - CUSTOS DOS PROJETOS	138
APÊNDICE K - HISTÓRICO PIS E COFINS RGE SUL.....	140
APÊNDICE L - HISTÓRICO IPCA	141
APÊNDICE M - TARIFAS ESTIMADAS RGE SUL AO LONGO DA VIDA ÚTIL DO PROJETO	142
APÊNDICE N - TARIFAS ESTIMADAS EQUATORIAL PA AO LONGO DA VIDA ÚTIL DO PROJETO	146
APÊNDICE O – ENERGIA PRODUZIDA MENSALMENTE EM CADA ANO DO PROJETO	149
APÊNDICE P – ESTIMATIVA DE GASTOS ANUAIS COM ENERGIA ELÉTRICA SEM O DESENVOLVIMENTO DOS PROJETOS	151
APÊNDICE Q – ESTIMATIVA DE GASTOS ANUAIS COM ENERGIA ELÉTRICA COM O DESENVOLVIMENTO DOS PROJETOS	152
APÊNDICE R – FLUXO DE CAIXA	153
APÊNDICE S – HISTÓRICO TAXA SELIC	157

1 INTRODUÇÃO

Historicamente, a humanidade sustentou-se na utilização de fontes energéticas derivadas do petróleo (PIMENTEL, 2011). Atualmente, o cenário mundial ainda ilustra uma matriz energética mundial baseada em fontes não renováveis como carvão, petróleo e gás natural (EPE, 2021). Porém, este cenário vem mudando desde a primeira crise mundial do petróleo em 1973, quando questões ambientais e de suprimento tornaram-se preocupação mundial (PIMENTEL, 2011). A exemplo desta tendência mundial, em seu relatório *World Energy Outlook*, a *International Energy Agency (IEA)* prevê crescimento na próxima década das energias renováveis, liderado pela energia solar (IEA, 2020).

O Brasil, apesar de apresentar uma matriz energética diferenciada em relação ao restante do mundo, compartilha de preocupações ligadas à capacidade de atendimento a curto prazo, qualidade e continuidade (ZAMBON, 2008). Com um Sistema Interligado Nacional (SIN) que abastece cerca de 98% do país (CPFL, 2014) e uma matriz elétrica predominantemente baseada em energias hidroelétricas, e 4,3% da potência instalada é oriunda de geração distribuída (EPE, 2021). O país passou a repensar seu planejamento energético desde o início do século XXI (PORTAL SOLAR, 2015). O resultado destes esforços vem sendo reconhecido internacionalmente, a *IEA* aponta o país como líder na expansão do mercado fotovoltaico na América Latina, estimulado pelo esquema *net metering* (IEA, 2021b).

Em meio a este cenário de crescimento das fontes intermitentes, novas tecnologias como o armazenamento de energia elétrica destacam-se em nível global (THOMÉ, 2017). Esta tendência está atrelada a capacidade de os sistemas de armazenamento agregarem disponibilidade, qualidade e confiabilidade (BUENO; BRADÃO, 2016). As baterias devem impulsionar o crescimento do mercado de armazenamento, com destaque para as baterias de íon-lítio, sendo estimulada pela queda nos custos (EPE, 2019b).

As indústrias são dependentes do fornecimento de energia elétrica, algumas situações como falta de energia por parte da concessionária, demandas acima do valor contratado e instabilidade elétrica podem levar a desequilíbrios entre carga e fornecimento (PEREIRA, 2015). Estes desequilíbrios são danosos aos sistemas produtivos, podendo acarretar em perdas significativas à empresa em questão (BROLIN, 2010). Como alternativa a solução destes problemas, sistemas de armazenamento atrelados a uma fonte de geração podem atuar nas indústrias a fim de reduzir estes danos (EPE, 2019b).

Em meio a este contexto, este trabalho de conclusão de curso busca avaliar a viabilidade técnica e econômica da utilização de armazenamento, com base em baterias, atrelado a um

sistema de geração distribuída. O estudo de caso base deste trabalho conta com três consumidores de média tensão, nas respectivas plantas: Soprano Materiais Elétricos, unidade de Caxias do Sul; Multinjet Tecnologia em Metalização LTDA e Indústria Metalúrgica Dalgian LTDA; por meio da análise da fatura será definido o escopo de cada projeto. De modo a identificar os impactos da utilização do armazenamento na indústria, mais especificadamente no grupo A4 para consumidores cativos, será realizado o estudo em também em outra região brasileira, por meio da mudança de tarifa da empresa base para o ambiente tarifário de outra concessionária, visto que o sistema tarifário nacional sofre alterações no custo da tarifa de acordo com a concessionária.

1.1 OBJETIVO GERAL

Avaliar a viabilidade técnica e econômica da aplicação de sistemas de armazenamento, com baterias, em conjunto com um sistema de geração fotovoltaica, para consumidores do grupo A4.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Descrever as metodologias de dimensionamento dos sistemas de armazenamento e sistemas fotovoltaico, e empregá-las no desenvolvimento de projetos em conjunto com a análise da fatura de consumidores industriais.

Identificar as diferenças tarifárias entre concessionárias.

Avaliar as topologias de instalação e cenários de aplicação que possam viabilizar a implementação técnica.

Realizar a análise econômica com a aplicação dos principais indicadores econômicos utilizados na implementação de projetos.

1.3 JUSTIFICATIVA DO TRABALHO

No decorrer das últimas décadas a indústria tornou-se dependente por energia elétrica, e juntamente com o desenvolvimento de processos automatizados pode-se dizer que a energia elétrica é elemento vital a uma fábrica, sendo assim qualidade e continuidade de fornecimento

são essenciais. Ao passo que questões ambientais e preocupações mundiais quanto a dependência por fontes não renováveis vem fortalecendo os discursos por mudanças na matriz energética global.

De acordo com IEA (2021), é crescente o número de países com promessas de atingir emissão de dióxido de carbono relacionadas à energia a zero líquido até 2050. Neste contexto de diminuição do efeito estufa e utilização de fontes renováveis e energia limpa, o mercado de geração distribuída com enfoque a sistemas fotovoltaicos ganha destaque no Brasil. Segundo Greener (2021b), a utilização de sistemas híbridos de energia solar com armazenamento possui potencial no Brasil.

Como exemplo, pode-se citar a aplicação de armazenamento de energia com baterias como uma importante estratégia de descarbonização da Vale. A empresa está instalando no Terminal da Ilha Guaíba no Rio de Janeiro um dos maiores sistemas de armazenamento em bateria para o suprimento de demanda elétrica no país, com o objetivo de reduzir 20% o custo de energia no porto, substituindo o fornecimento de energia elétrica da concessionária no horário de pico (VALE, 2020). O *case* da Vale é apenas um dos *cases* de armazenamento em sistemas *on-grid* que vem sendo implementadas de forma pioneira no país. Outro exemplo é o sistema híbrido instalado pela CELPE na ilha de Fernando de Noronha – PE, capaz de suprir 20% do consumo de energia da ilha (GREENER, 2021b).

Desta forma, torna-se importante a pesquisa da aplicação desta tecnologia no Brasil nas plantas industriais. Por meio do estudo e das análises é possível decidir pela utilização e viabilidade do sistema a ser implementado. Além disso, é possível direcionar as regiões com melhor potencial econômico e técnico à instalação da fonte geradora com o sistema de armazenamento, tornando-se referencial prévio a empresas que buscam investir nesta nova tecnologia.

1.4 LIMITAÇÕES DO TRABALHO

O delineamento da presente pesquisa se restringe ao estudo da viabilidade técnica e econômica de sistemas de armazenamento associado a fonte de geração fotovoltaica em consumidores cativos atendidos em média tensão do grupo A4 do setor industrial. Não fazem parte do escopo deste projeto: consumidores cativos com possibilidade de migração para o mercado livre de energia, o que poderia inviabilizar o projeto. Consumidores em média tensão dos demais setores, assim como comércio e repartições públicas não serão abordados neste estudo.

Este trabalho terá como base o armazenamento em baterias por fatores como flexibilidade da tecnologia, sendo assim outros métodos de armazenamento serão abordados somente para fins de referencial teórico. Inclusive, o método de geração distribuída trará foco para geração fotovoltaica não analisando a viabilidade de outros tipos de fontes. A metodologia implementada no dimensionamento no sistema de geração tratado é a de insolação, não se insere no escopo deste projeto demais metodologias ou *softwares* para este fim, tampouco a comparação entre estes métodos. O previsto aqui é a aplicar o sistema desenvolvido em conjunto com a alimentação da rede, não será discutido neste estudo a aplicação de sistemas *off-grid*.

Isto posto, o sistema será desenvolvido com base na análise da fatura do consumidor, sendo assim o estudo não discorrerá sobre análise da curva de carga do consumidor, tampouco sobre programação de cargas prioritárias. A tratativa das oscilações da tarifa quanto aos tributos e também o reajuste serão determinadas com base em médias dos últimos meses e inflação, assim como a taxa mínima de atratividade do projeto será baseada na taxa Selic, desta forma estudos mais aprofundados das médias históricas destes dados não serão abordados nesta pesquisa. Tampouco serão consideradas as variações nas bandeiras tarifárias, sendo assim, optou-se por tratar somente o pior caso.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Com a descoberta do fogo, como primeira forma de energia utilizada pelo homem, no período paleolítico, deu-se início a uma das maiores evoluções da humanidade. Novas formas de energia surgiram ao longo do tempo, o que possibilitou mudança na vida do homem. A energia em suas diversas formas e aplicações, como por exemplo: a combustão usada nas cavernas para cozer e aquecer e a eletricidade que supre estas e outras necessidades; tornaram-se essenciais à existência humana (CARVALHO, 2014).

A exemplo desta evolução, no século XX o progresso da humanidade se sustentou no uso do petróleo e demais combustíveis fósseis, afinal havia abundância destes combustíveis, uma menor demanda e falta de conhecimento das consequências desta utilização. Porém, a partir de 1973 com motivação política o mundo vivenciou a primeira crise energética no setor; o preço do petróleo chegou a quadruplicar e alguns países passaram a preocupar-se com a dependência mundial do petróleo. Questões ambientais e de suprimento vieram à tona ao mesmo tempo que a demanda por energia aumentava gradativamente com o crescimento populacional e desenvolvimento tecnológico (PIMENTEL, 2011).

Um novo cenário mundial surgiu, e a humanidade viu-se em um novo desafio de cunho econômico e ambiental, a produção de energia elétrica. Esta por sua vez possibilitou o aumento da produção e automatização da indústria, nas residências proporcionou a sociedade uma infinidade de equipamentos voltados ao cotidiano e a qualidade de vida, no âmbito da saúde proporcionou ao homem salvar vidas com equipamentos modernos. Este grande desafio atualmente soma-se à busca por novas soluções. Estas soluções devem estar atreladas a preocupações do tipo: utilização de novas fontes de energia, atendimento da demanda de forma contínua, processos inteligentes com correlação ambiental e econômica (MEDEIROS; PEREIRA, 2020).

Ao passo que a busca por novas soluções ganha força em nível global, novas tendências vêm surgindo. Dentre elas destaca-se a utilização de armazenamento de energia elétrica como alternativa para solução dos problemas energéticos atuais; visto que o sistema proporciona benefícios para o setor elétrico desde a geração até o consumo. A queda nos custos das tecnologias utilizadas e o crescimento do uso de fontes de geração intermitentes são fatores que têm impulsionado o mercado de armazenamento de energia (THOMÉ, 2017).

2.1 BRASIL SITUAÇÃO ENERGÉTICA

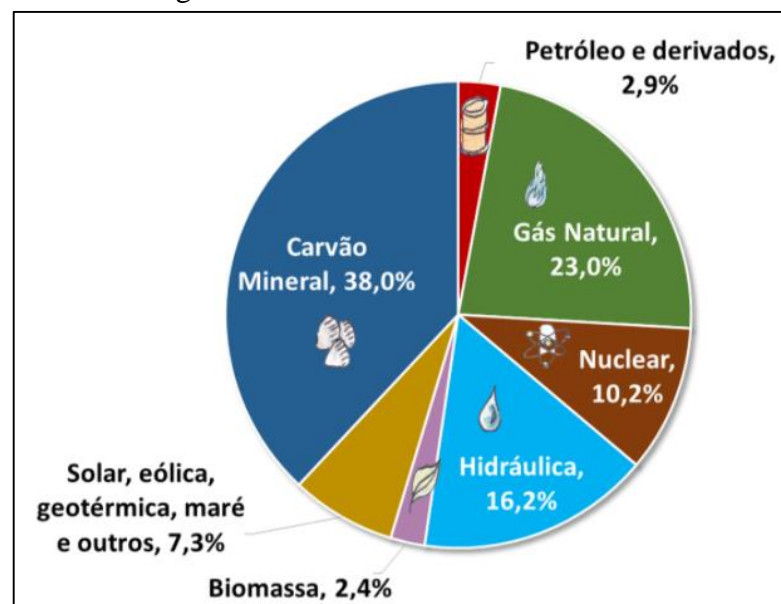
O Brasil, apesar de possuir um sistema energético único mundialmente, tanto por seu porte como por sua matriz energética diferenciada, também passa pela mesma problemática. Questões de capacidade de atendimento a médio prazo, bem como questões de qualidade no atendimento e continuidade, além de uma mudança na matriz para atender estes aspectos vem gerando preocupações quanto à segurança do sistema (ZAMBON, 2008).

2.1.1 Matriz Elétrica Brasileira

O Brasil tem uma matriz renovável quando comparada com a matriz mundial, baseada em combustíveis fósseis, com o carvão respondendo por 38% conforme a Figura 1, isto porque o principal pilar da matriz brasileira está nas hidroelétricas. Aproximadamente 65% da matriz brasileira de acordo com a Figura 2 vem das usinas hidroelétricas, porém fontes como solar e eólica vêm aumentando seu percentual ao longo dos últimos anos (EPE, 2021).

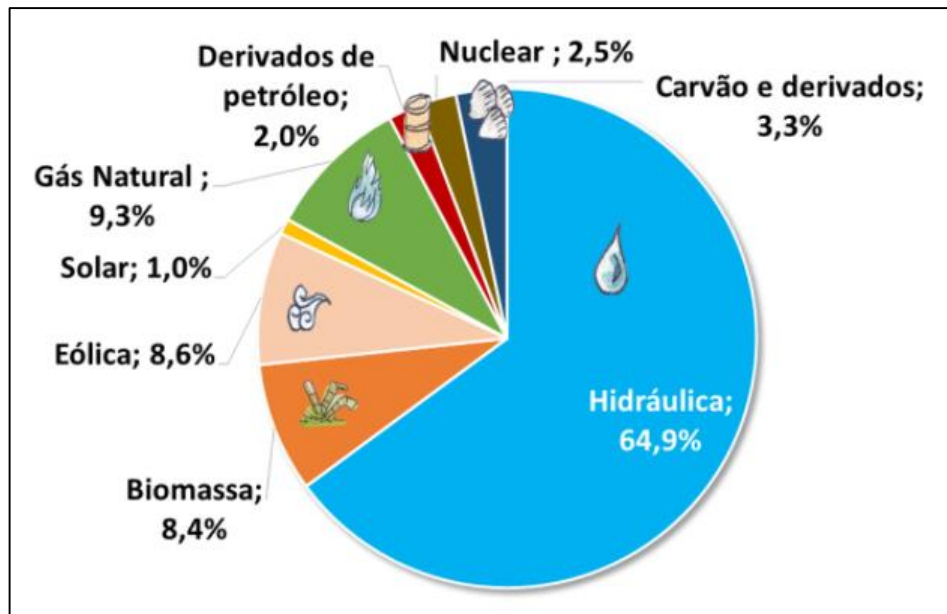
A energia até então é gerada no momento do consumo, o que gera uma dificuldade de programação do SIN, afinal uma matriz baseada em recursos hídricos passa por incertezas quanto a: demanda, afluências futuras, impossibilidade de aumento da produção a curto prazo, interconexão dos parques hidroelétricos. Estes fatores tornam o sistema complexo, dinâmico e não linear (SOARES FILHO,1987).

Figura 1 - Matriz elétrica mundial 2018



Fonte: EPE (2021).

Figura 2 – Matriz elétrica brasileira 2019



Fonte: EPE (2021).

2.1.2 Impacto das crises energéticas na matriz nacional

Ao sustentar sua matriz elétrica na riqueza de recursos hídricos, no início do século XXI o país pagou caro por esta escolha. Com o racionamento energético: a balança comercial, o crescimento econômico e o mercado de trabalho foram afetados (BICALHO, 2006 *apud* D'ALMEIDA, 2015). O país começou a mudar suas concepções quanto a administração do setor energético nacional. Dois episódios foram essenciais para estas mudanças mencionadas nos tópicos seguintes.

2.1.2.1 Apagão de 2001

O apagão de 2001 foi uma crise energética nacional ocorrida nos setores de fornecimento e distribuição de energia elétrica do país. Associado ao processo de privatização do setor elétrico brasileiro, além da falta de planejamento e um período de pouca chuva que ocasionou na baixa do nível dos reservatórios das hidroelétricas. Assim, a base do sistema energético estava fragilizada e os brasileiros tiveram que racionar energia, para evitar que a matriz entrasse em colapso (D'ALMEIDA, 2015).

A solução encontrada pelo governo foi um programa de investimentos em usinas termoelétricas em conjunto com a ampliação das ações do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) (D'ALMEIDA, 2015). A rede de termoelétricas traria ao SIN

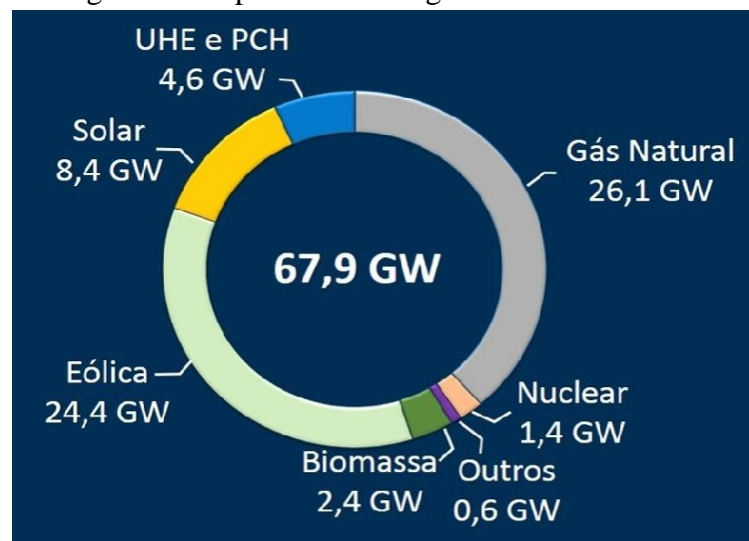
flexibilidade e segurança quando os reservatórios baixassem ou em momentos de pico. Porém, a nova medida trouxe consigo outro problema, o custo da geração em termoelétricas é alto, diferente do custo das hidroelétricas (LIMA; SOUZA, 2014).

2.1.2.2 Cenário energético 2015

Em 2015 houve a criação da conta bandeiras e a introdução das bandeiras tarifárias nas contas de luz dos consumidores. A medida surgiu como resposta à dívida assumida pelas distribuidoras em decorrência do regime de cotas de garantia física implementado em 2013 e da crise hídrica do ano seguinte (WEISS; PEREIRA, 2015). Em meio a este cenário no Balanço Energético Nacional de 2016 referente ao ano base de 2015 mostra um país em busca da mudança em sua matriz elétrica, no documento pode-se observar o crescimento da micro e mini geração distribuída, incentivado pelas ações regulatórias do governo como o estabelecimento do *net metering* (EPE, 2016).

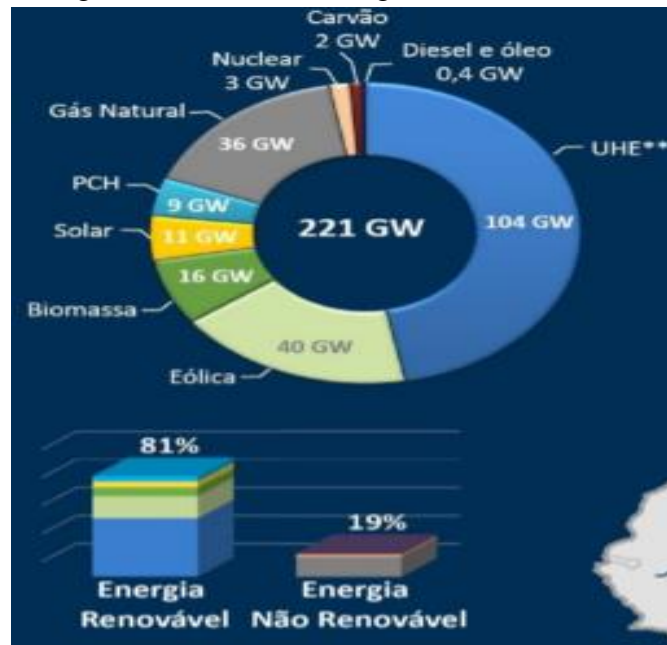
Um novo cenário energético vem sendo abordado pelo Ministério de Minas e Energia por meio da EPE nos Planos Nacionais de Energia: PDE 2029, PDE 2030 (a curto prazo) e PNE 2050 (longo prazo). O PDE 2029 por exemplo prevê uma expansão de 67,9 GW e que a matriz energética será 81% sustentada por fontes renováveis conforme mostra as Figura 3 e 4 respectivamente, e um total de 221GW, sem contar com GD e autoprodução e os 7GW de Itaipu Internacional (EPE, 2019a).

Figura 3 – Expansão de energia elétrica 2020-2029



Fonte: EPE (2019a).

Figura 4 – Matriz de energia elétrica em 2029



Fonte: EPE (2019a).

2.1.3 SIN Brasileiro

O resultado de toda essa evolução histórica no sistema energético brasileiro é segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2021a) “um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte”. O sistema é interconectado por meio da malha de transmissão. Desta forma, pode-se transferir energia entre os quatro subsistemas, explorar a diversidade das bacias hidrológicas brasileiras e obter ganhos sinérgicos (ONS, 2021a).

De acordo com a ONS (2021c), a operação do SIN mostrado na Figura 5 é realizada por modelos complexos de simulação, sendo coordenada e controlada pela própria ONS, e regulada e fiscalizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Segundo (CPFL, 2014), o SIN atende cerca de 98% do consumo de eletricidade do país, apenas 1,7% da energia consumida encontra-se fora do SIN em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

Figura 5 – Sistema interligado nacional - rede de operação – horizonte 2023



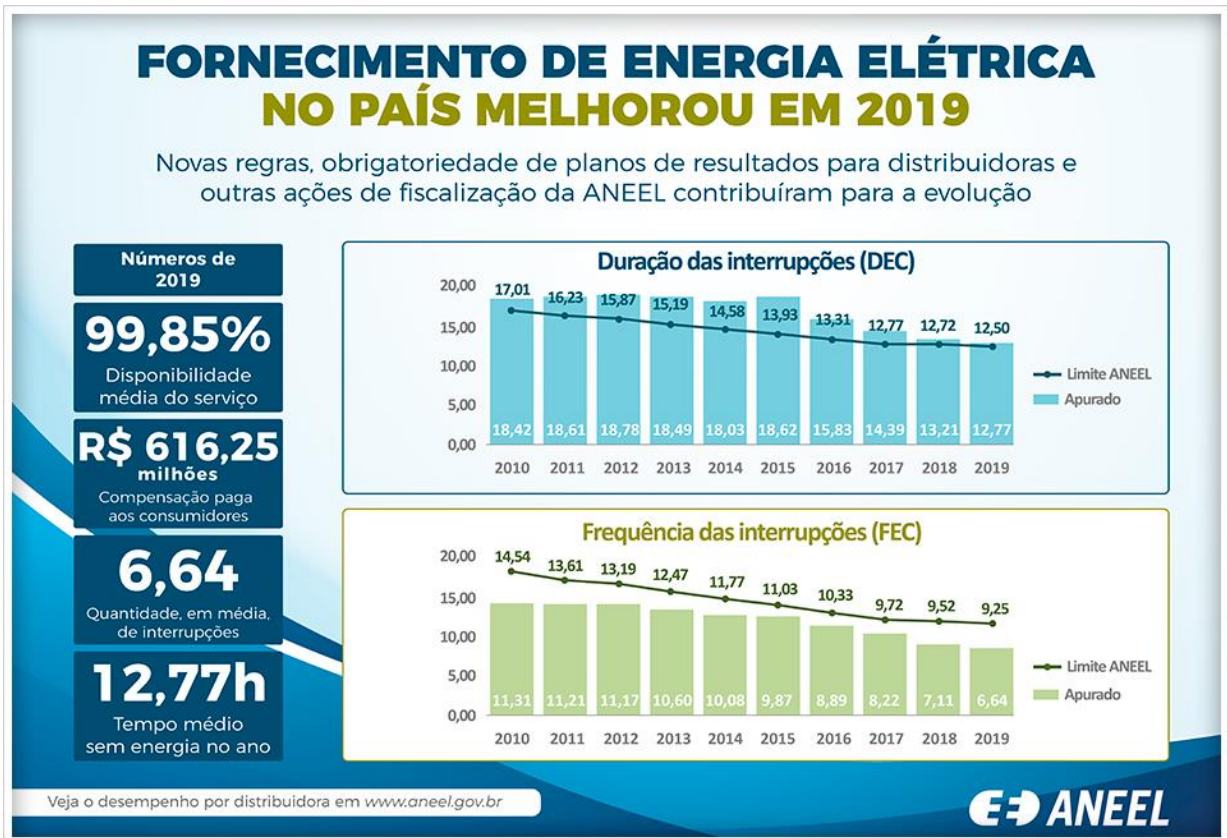
Fonte: ONS (2021b).

2.1.4 Qualidade de energia no Brasil

A regulação da qualidade do serviço de distribuição de energia no Brasil é da ANEEL, segundo o art. 3º da Lei Nº 9.427 de dezembro de 1996 entre suas atribuições estão: “regular o serviço concedido, permitido e autorizado, e fiscalizar permanentemente sua prestação” (BRASIL, 1996). De acordo com Castro et al. (2017), nas indústrias onde o processo produtivo é contínuo o nível de qualidade de energia fornecida torna-se um fator importante, estratégico em termos de competitividade. Há processos industriais sensíveis a interrupções, variações de frequência e tensão.

Segundo a ANEEL (2020), a qualidade dos serviços de distribuição de energia atingiu níveis recordes em 2019 conforme a Figura 6. É o que aponta os indicadores DEC (mede a duração das interrupções) e FEC (frequência das interrupções). A agência destaca que estas melhorias são resultado de novas regras no país e adoção de novas formas de fiscalização. O resultado é positivo para o país, que vem melhorando seus índices ano a ano ao longo da última década.

Figura 6 – Nível Recorde dos indicadores DEC e FEC.



Fonte: ANEEL (2020).

2.2 TENDÊNCIAS MUNDIAIS

Segundo a *IEA* em seu relatório *World Energy Outlook*, a pandemia Covid-19 causou perturbações jamais vistas no setor energético. Os impactos desta crise serão sentidos pelos próximos anos. A queda da economia traduziu-se em: queda na demanda por energia, redução nas emissões de CO₂ e queda nos investimentos em energia. Com este novo cenário instalado mundialmente, e mesmo à frente das incertezas (duração e impactos) quanto a pandemia, a *IEA* prevê em todos os cenários o rápido crescimento das energias renováveis, tendo a energia solar como novo rei da eletricidade estimulada pela drástica redução nos custos da tecnologia fotovoltaica nas últimas décadas (*IEA, 2020*).

O artigo *Insights do World Energy Outlook 2020*, traz uma perspectiva de transformações profundas através de redes mais inteligentes que permitem que a eletricidade flua e as fontes de flexibilidade contribuam para segurança elétrica. A flexibilidade pode ser fornecida por uma série de fontes, tais como: usinas de energia, redes de eletricidade, tecnologias de armazenamento e medidas de resposta à demanda (*WANNER; COZZI, 2020*).

Acompanhando esta tendência surgem *cases* que atrelam a atratividade econômica do sistema solar fotovoltaico e a segurança do armazenamento energético. Um exemplo disso é a usina de 1,6MVA instalada na cidade de Uberlândia (Minas Gerais), desenvolvida pela Cemig e Alsol Energias Renováveis que totalizou um investimento de R\$ 4,6 milhões; com o propósito de reduzir o consumo de energia no horário de pico (GREENER, 2021a).

2.3 ESTRUTURA DE TARIFICAÇÃO E MERCADO DE ENERGIA NO BRASIL

A estrutura de tarifação de energia elétrica brasileira sofreu profundas mudanças no início da década de 1990 e vem sendo reformulada desde então (THOMÉ, 2017). Em 2004 com a Lei 10.848/2004 e o Decreto 5.163/2004 houve a regulação do mercado livre de energia (ABRACEEL,2019).

2.3.1 Tipos de consumidores

Atualmente no país existem duas modalidades de consumo de energia elétrica e seus respectivos ambientes de contratação.

2.3.1.1 *Consumidor cativo*

Mercado tradicional, cuja contratação é compulsória via distribuidora da região; a contratação realizada no Ambiente de contratação Regulada (ACR) está sujeita a tarifas fixadas pela ANEEL e não podem ser negociadas. Fazem parte deste grupo: consumidores residenciais, alguns consumidores industriais, comerciais e rurais (ABRACEEL, 2019). Os consumidores cativos pagam ao final do mês uma única fatura que inclui os serviços de distribuição e geração da energia e as tarifas reguladas pela ANEEL (ENERGISA, 2021).

2.3.1.2 *Consumidor livre*

O consumidor livre, contrata sua energia através do Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde o próprio consumidor pode escolher seu fornecedor de energia; a negociação é entre cliente e fornecedor. Atualmente cerca de 80% da energia consumida pelas indústrias no país é adquirida no mercado livre (ABRACEEL,2019).

2.3.1.3 Consumidor especial

Estes consumidores são aqueles que individualmente ou com unidades consumidoras reunidas por comunhão de interesse de fato ou de direito possuem cargas maiores ou iguais a 500kW e pertencentes ao Grupo A. Estes consumidores são restringidos a adquirir energia elétrica de empreendimentos cuja geração seja de fontes renováveis: Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCHs), Biomassa, Eólica e Solar (ENERGISA, 2021).

2.4.1 A tarifa

A tarifa paga pelos consumidores é calculada de acordo com os gastos referentes a: encargos do consumidor, transmissão de energia, compra de energia e ao funcionamento das empresas de distribuição. Esta é responsável pelo repasse da parte referente a empresa geradora, a transmissora e ao governo (ENERGISA, 2021).

Segundo a ANEEL (2017a), o Governo Federal, Estadual e Municipal cobra na conta de luz PIS/COFINS, o ICMS e a Contribuição para Iluminação Pública, respectivamente. Os custos da distribuidora são classificados em dois tipos:

- **Parcela A:** Compra de Energia, transmissão e Encargos Setoriais; e
- **Parcela B:** Distribuição de Energia.

De acordo com a Energisa (2021), a tarifa de energia elétrica também pode ser dividida em:

- a) Tarifa de energia (TE): paga pelos clientes cativos para cobrir os custos da compra de energia dos geradores, transporte, perdas e encargos da geração;
- b) Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD): paga pelos clientes cativos e livres pela utilização do fio da distribuidora, cobre os custos de transmissão, distribuição e encargos relacionados a estas.

Segundo Guedes (2011), os encargos atribuídos na TE e na TUSD são calculados de acordo com a Equação 1:

$$T_{cons} = \frac{T_{ANEEL}}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \quad (1)$$

Onde,

T_{cons} : tarifa cobrada do consumidor;

T_{ANEEL} : valor da energia estabelecido pela ANEEL;

PIS : taxa de tributação federal;

COFINS: tributo federal;

ICMS: tributo estadual.

2.4.2 Grupos de consumidores

O consumidor é classificado em níveis de tensão. De acordo com estes níveis de tensão define-se a modalidade de cobrança a qual será submetido (MONQUEIRO, 2018). Os níveis de tensão de atendimento são: Alta Tensão (AT) onde o nível de tensão de atendimento está acima de 69kV, Média Tensão (MT) nível de tensão de 1kV até 69kV, e Baixa Tensão (BT) consumidores abaixo de 1kV (FUGIMOTO, 2010). De acordo com a ANEEL (2010), na Resolução Normativa (NR) Nº 418 estes consumidores estão classificados em dois grupos e seus respectivos subgrupos.

2.4.2.1 Grupo A

Composto por unidades consumidoras com tensão de fornecimento igual ou superior 2,3 kV, ou atendidos por sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária; neste grupo a tarifa é binômica (ANEEL, 2010). Na tarifa binômica o consumidor paga uma parcela referente ao consumo de energia elétrica ativa e outra parcela referente à demanda faturável (ANEEL,2012). O grupo A de acordo com a ANEEL (2010) é dividido nos subgrupos:

- a) subgrupo A1: tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- b) subgrupo A2: tensão de fornecimento de 88kV a 230kV;
- c) subgrupo A3: tensão de fornecimento de 69kV
- d) subgrupo A3a: tensão de fornecimento de 30kV a 44kV;
- e) subgrupo A4: tensão de fornecimento 2,3kV a25kV;
- f) subgrupo AS: tensão de fornecimento inferior a 2,3kV, porém com sistema subterrâneo.

2.4.2.2 Grupo B

Composto por unidades consumidoras com tensão de fornecimento inferior a 2,3kV; a tarifa é monômica (ANEEL, 2010). Na tarifa monômica, há cobrança apenas da parcela de consumo (ANEEL, 2012). O grupo B, de acordo com ANEEL (2010), é dividido nos subgrupos:

- a) subgrupo B1: residencial;
- b) subgrupo B2: rural;

- c) subgrupo B3: demais classes;
- d) subgrupo B4: Iluminação Pública.

2.4.3 Modalidades tarifárias MT e AT

Segundo Guedes (2011), há três modalidades de tarifação disponíveis de acordo com condições específicas a consumidores cativos de média e alta tensão: convencional (deixou de existir de acordo com Revisão tarifária periódica de 2018), horo-sazonal azul e horo-sazonal verde.

A tarifa horo-sazonal verde possui dois preços diferentes de acordo com o horário (FUGIMOTO, 2010).

- Horário de Ponta: Período de três horas consecutivas, definidas pela concessionária, em geral o horário de maior consumo; aplicável aos dias úteis exceto feriados nacionais; neste período o valor da energia torna-se mais caro (MONQUEIRO, 2018).
- Horário Fora de Ponta: Período correspondente às demais 21 horas e finais de semana. Aqui o preço da energia não contém acréscimo desde que se respeite o fator de potência indutivo ou capacitivo acima de 0,92, caso contrário à aplicação de multa (MONQUEIRO, 2018).

Podem optar pela tarifação horo-sazonal verde os consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS. É contratado apenas um valor de demanda para o período seco e úmido (MONQUEIRO, 2018). O valor da tarifa para demanda é único e não há diferenciação entre ponta e fora de ponta (FUGIMOTO, 2010). O cliente ainda pode estar sujeito a pagar a parcela de ultrapassagem, que é quando a demanda mediada supera em 10% a demanda contratada (GUEDES, 2011).

Na tarifa horo-sazonal verde tem-se para parcela de demanda a equação 2, já o consumo é calculado pela equação 3, pois leva em consideração o horário e período (GUEDES, 2011).

$$P_{D1} = T_D \times D_C \quad (2)$$

$$P_{C2} = (T_{CP} \times C_{MP} + T_{CFP} \times C_{MFP}) \quad (3)$$

Onde:

P_{D1} : parcela da demanda;

T_D : tarifa cobrada pela concessionária para demanda;

D_C : demanda contratada pelo consumidor;

P_{C2} : parcela consumo;

T_{CP} : tarifa cobrada pela concessionária para consumo no horário de ponta;

T_{CFP} : tarifa cobrada pela concessionária para consumo no horário fora de ponta;

C_{MP} : consumo do cliente na ponta;

C_{MFP} : consumo do cliente fora de ponta.

2.4.4 Bandeiras tarifárias

Conforme ANEEL (2015), desde 2015 a tarifação brasileira conta com uma espécie de semáforo para indicação das condições de geração de energia no país. Conseqüentemente, este semáforo indica se haverá acréscimo ou não no valor da energia repassada ao consumidor. Todos os consumidores cativos são faturados a partir deste sistema (exceto localizados em sistemas isolados). O sistema conta com as seguintes bandeiras e valores na data de 02 de novembro de 2021:

- a) Bandeira verde: condições favoráveis de geração, não há acréscimo na tarifa;
- b) Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis, a tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01874 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido;
- c) Bandeira vermelha (patamar 1): condições custosas de geração, acréscimo de R\$ 0.0416 para cada kWh consumido;
- d) Bandeira vermelha (patamar 2): condições ainda mais custosas de geração, há acréscimo de R\$ 0,09492 para cada kWh.

2.4.5 Revisão Tarifária e Reajuste Tarifário

2.4.5.1 Revisão Tarifária

A revisão tarifária tem por objetivo ajustar o valor da tarifa cobrada do consumidor (para mais ou menos), ela é obrigatória e acontece a 4 ou 5 anos obedecendo o contrato de concessão assinado pela concessionária e agência reguladora (ARSESP, 2021).

Visa garantir tarifa justa aos clientes e remuneração adequada aos investidores, além de estimular o aumento da eficiência e da qualidade da distribuição de energia elétrica (COPEL, 2011).

2.4.5.2 Reajuste tarifário

O reajuste tarifário tem por intuito estabelecer equilíbrio econômico e financeiro à concessionária, impedindo que está sofra corrosão inflacionária, no período entre as revisões tarifárias, sendo realizado de forma anual (COPEL, 2011). Com datas preestabelecidas no contrato de concessão, no reajuste, conforme a Figura 7, são repassadas as variações dos custos da Parcela A e a Parcela B é corrigida pelo índice de inflação, constante no contrato de concessão (IGP-M ou IPCA), deduzido o Fator X fixado na revisão tarifária (ANEEL, 2017b).

Figura 7 – Receita reajustada



Fonte: ANEEL (2017b).

2.5 ALÍVIO DE CARGA

Nas plantas industriais, os sistemas de potência em geral são conectados por uma ou mais interligações com sistemas de porte maior. Estes sistemas podem ser a própria concessionária, sistemas GD, de emergência e/ou cogeração. Porém, diversas situações podem resultar em um desequilíbrio entre carga e geração. São exemplos deste desequilíbrio: faltas de energia por parte da concessionária, instabilidade elétrica, sobrecargas em equipamentos ou demandas acima do valor contratado (PEREIRA, 2015).

Nestes casos, o sistema elétrico necessita de um novo equilíbrio para que não entre em colapso (MUSARRA, 2013), afinal, sistemas de potência industriais são projetados para operar em uma faixa específica de frequência. A operação fora desta faixa (subfrequência ou sobrefrequência) podem levar, desde ao mal funcionamento até danos severos aos equipamentos industriais, gerando perdas significativas em processos e/ou até mesmo de equipamentos vitais da indústria (BROLIN, 2010).

Com o intuito de reduzir tal impacto, técnicas de alívio de carga são comumente aplicadas, onde há o desligamento de cargas com menor criticidade até que o sistema seja restabelecido (MUSARRA, 2013).

Tais técnicas devem idealmente identificar o problema em tempo hábil, determinar com precisão o montante de cargas, mínimo possível, a ser descartadas e manter as cargas prioritárias, definindo e manobrando os disjuntores necessários (PEREIRA, 2015).

Sob a perspectiva de gerar o menor dano possível, o atendimento destas cargas emergenciais ou até mesmo os picos de demanda, onde a demanda supera a demanda contratada, vem ganhando a passos lentos uma nova “solução”. Sistemas de armazenamento de energia atrelados com uma fonte de geração emergencial podem atuar no sistema tanto para que não haja ultrapassagem de demanda como na forma de *backup* para garantir confiabilidade e qualidade do serviço (EPE, 2019b).

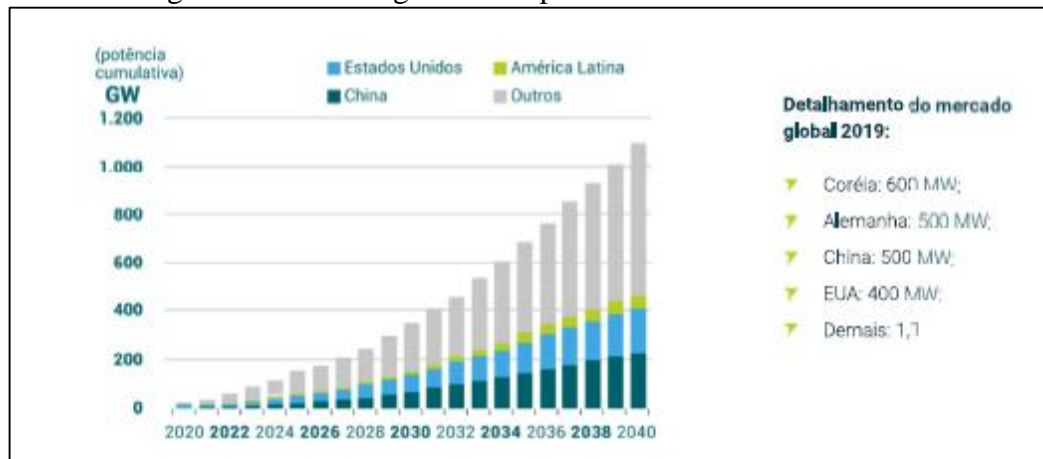
2.6 ARMAZENAMENTO

O desenvolvimento das tecnologias do segmento de portáteis e dos veículos elétricos, tornou o mercado um armazenamento de energia elétrica usual e o levou a uma nova dimensão acelerando a competitividade no setor (PIVA, 2018). Neste cenário, em conjunto com o aumento da dependência mundial por energia elétrica de forma segura, confiável e acessível, os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) tornaram-se a tecnologia e a tendência mundial capaz de agregar disponibilidade, qualidade e confiabilidade no fornecimento da geração ao consumidor final.

Via de regra, segundo Bueno e Brandão (2016, p. 3), “sistemas de armazenamento convertem energia elétrica em outra forma de energia armazenável (química, mecânica, térmica, etc.) durante o processo de carga e a transformam novamente em energia elétrica durante o processo de descarga”. Sistemas de armazenamento vem transformando o setor elétrico, podendo ser aplicado na geração, transmissão, distribuição (frente do medidor) e no consumo (atrás do medidor) (GREENER, 2021a).

De acordo com Greener (2021a), a potência global ultrapassará 1.000 GW até 2040, cenário mostrado na Figura 8, gerando uma previsão de capacidade cumulativa de SAEs. O mesmo documento traz a perspectiva de baixa no preço de baterias, uma das formas de armazenamento, devido à crescente demanda por baterias destinadas à mobilidade elétrica. Outro dado interessante, apresentado por Bueno e Brandão (2016), é que se estima no Brasil uma demanda em torno de 95 GWh em SAEs até 2023, montante que representava 50% de toda capacidade instalada em SAEs no mundo em 2015.

Figura 8 - Potência global ultrapassará 1.000 GW até 2040



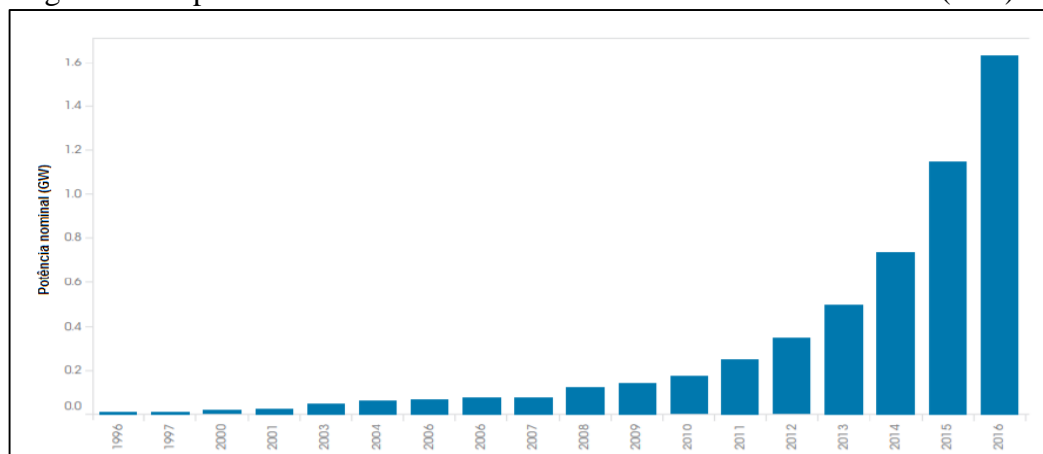
Fonte: GREENER (2021a).

2.6.1 Tendências mundiais apontam ênfase nas baterias

Os sistemas de armazenamento em bateria apresentam crescimento nos últimos anos conforme mostra a Figura 9. O mercado de armazenamento deverá crescer impulsionado pela queda nos preços das baterias de íon-lítio, entre 2010 e 2018 houve uma queda de 85%, na Figura 10 estima este cenário (EPE, 2019b).

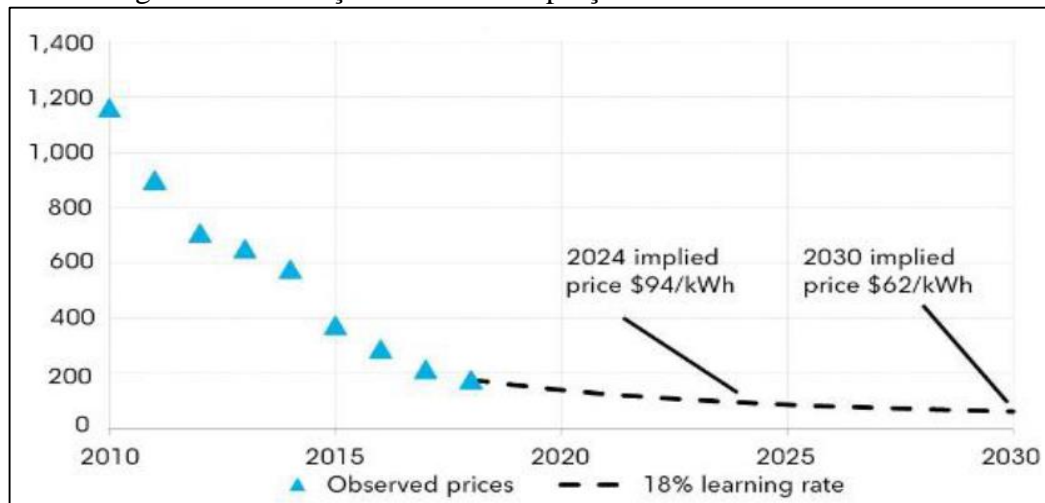
Esta tecnologia é que leva as apostas da maioria das instituições de pesquisa, devido ao seu uso nos veículos elétricos; afinal a queda nos preços tornará a tecnologia cada vez mais viável em aplicações no setor elétrico. Outro fator, que deverá impulsionar as aplicações estacionárias é a reutilização das baterias provenientes dos veículos, após a degradação das mesmas para esta aplicação, para este fim; estas baterias de segunda vida possuem custo reduzido e uma vida útil remanescente satisfatória (EPE, 2019b).

Figura 9 – Capacidade instalada mundial de armazenamento em bateria (GW)



Fonte: EPE (2019b).

Figura 10 – Redução estimada do preço das baterias de íon-lítio

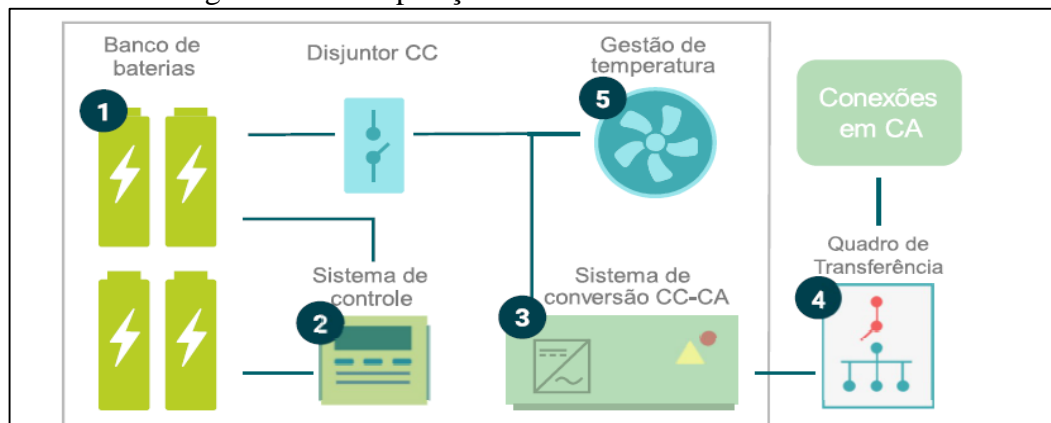


Fonte: EPE (2019b).

Segundo Greener (2021a), o cenário mais provável para o mercado de baterias é de que uma ou duas tecnologias sejam ‘âncoras’ e as demais somente serão comercializadas para aplicações nicho, ganhando destaque para tecnologia de íon-lítio. As baterias de chumbo ficariam responsáveis pelas aplicações ‘clássicas’ como *backup* simples e baterias de arranque automotivo. Entretanto, de acordo com a Figura 11, os sistemas de armazenamento não são compostos apenas pelas baterias, o que leva os custos do sistema ir além do preço das baterias, conforme a Figura 12 (GREENER, 2021a).

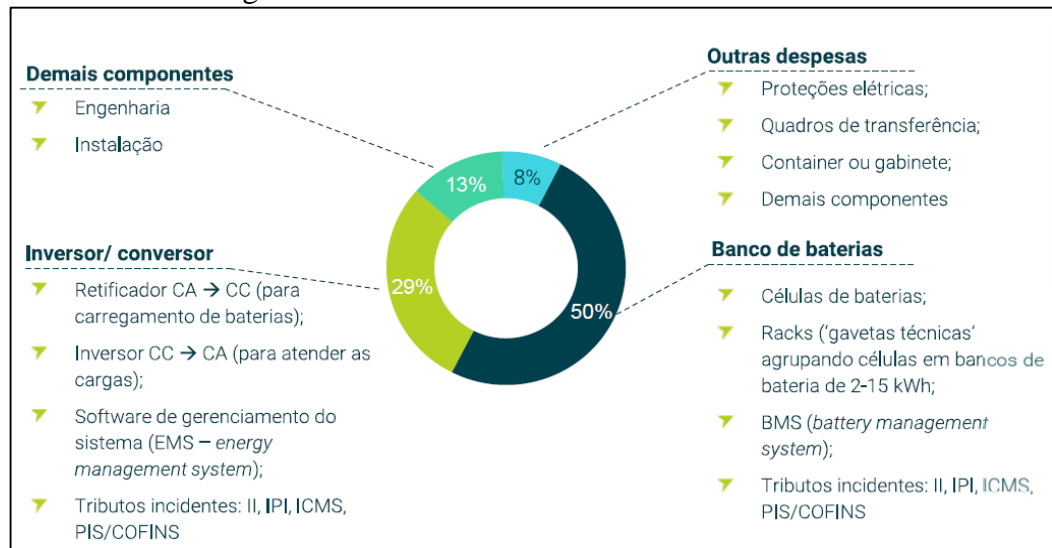
Segundo EPE (2019b), independente de se considerar apenas as baterias ou o sistema como um todo, a perspectiva de redução é similar, afinal com o aumento das instalações, os custos do restante do sistema (componentes e serviços) também tendem a reduzir. Neste cenário de acordo com Mayer (2015), os custos dos inversores devem reduzir a uma taxa, a qual o autor denomina taxa de aprendizagem, de 18,9% entre os anos 2014 e 2050.

Figura 11 – Composição do sistema de armazenamento



Fonte: Adaptado de GREENER (2021a).

Figura 12 – Estrutura de custo- sistema comercial



Fonte: GREENER (2021a).

2.6.2 Tecnologias de armazenamento

Atualmente, o setor de armazenamento apresenta diversas alternativas tecnológicas, cada uma delas com as respectivas vantagens, desvantagens e aplicações (EPE, 2019b). Estas tecnologias estão nos mais diversos estágios de maturidade, de pesquisa a aplicações comerciais; vale lembrar que todas possuem perdas no processo de carga-descarga e estas perdas determinarão a eficiência do sistema (BUENO; BRANDÃO, 2016).

As principais tecnologias de armazenamento de energia, são: usinas hidrelétricas reversíveis, ar comprimido, supercapacitores, supercondutores, baterias de chumbo-ácido e de íon-lítio, em estudo com possibilidade de prospecção em grande escala (EPE, 2019b).

Dentre estas tecnologias algumas são mais amadurecidas como as usinas hidrelétricas reversíveis (BUENO; BRANDÃO, 2016); outras como o *power to gas* são promissoras, porém ainda se encontram em fase de desenvolvimento (BURHEIM, 2017).

De acordo com a EPE (2019b), as tecnologias disponíveis compreendem diferentes meios de armazenamento e características, sendo elas: usina hidrelétrica reversível, ar comprimido, volante de inércia, calor sensível, mudança de fase, reações químicas, supercapacitores, supercondutores, células combustíveis, *power to gas*. Maiores informações sobre estas tecnologias podem ser consultadas em Santos (2018) e Bueno e Brandão (2018).

2.6.2.1 Tecnologias eletroquímicas: baterias

Os sistemas eletroquímicos de armazenamento estão baseados nas baterias cujo princípio de funcionamento é a conversão de energia química em eletricidade (SERRA et al., 2016). Caracterizadas por ser a forma mais antiga de armazenamento de eletricidade (CHEN et al., 2009 apud SANTOS, 2018), as baterias podem ser classificadas em primárias (não recarregáveis) e secundárias (recarregáveis) (BAKER, 2008 apud SANTOS, 2018). Porém, somente as baterias secundárias são viáveis para integração com a rede elétrica, pois admitem ciclos de carga e descarga (SANTOS, 2018).

O princípio de funcionamento de uma bateria é: assim que uma carga é conectada aos terminais da célula reações eletroquímicas ocorrem dentro da célula; há liberação dos elétrons e estes são transferidos de um eletrodo para outro, por meio de um circuito elétrico externo. As células podem ser conectadas em série, paralelo ou em ambas dependendo da tensão de saída, da capacidade de energia requerida (CANTANE; ANDO JUNIOR; HAMERSCHMIDT, 2020).

Possuem grande potencial e destaque dentre as tecnologias de armazenamento para utilização nas matrizes elétricas futuras. Somando-se a queda dos custos, as baterias apresentam características que justificam este cenário: alta densidade de energia, alta eficiência, baixíssimo tempo de resposta em operação, flexibilidade de instalação e alocação física, versatilidade de aplicação de sistemas de curta duração e picos de potência à sistemas de maior duração, rápida instalação. Dentre as diversas tecnologias, as baterias com destaque no mercado atual e perspectivas de crescimento são: chumbo-ácido, íon-lítio, sódio-enxofre e de fluxo; cada uma com suas diferentes características e vocações (EPE, 2019b).

As baterias de sódio-enxofre encontram-se em estágio comercial com foco nas aplicações das empresas de distribuição para qualidade de energia nivelamento de carga, sistemas de emergência, ilhamento; o seu emprego está concentrado no Japão (SERRA et al, 2016). Já as baterias de fluxo-redox de vanádio e zinco-bromo demandam dispositivos separados para realizar o armazenamento e a reação (CANTANE; ANDO JUNIOR; HAMERSCHMIDT, 2020), a pesar de se adaptar bem a sistemas de grande e médio porte, seus custos de manutenção são altos (FUCHS et al., 2012 apud SERRA, 2016).

2.6.2.1.1 Bateria de chumbo-ácido

As baterias de chumbo-ácido (Pb-Ac) são os dispositivos recarregáveis mais antigos e usados do mundo (inventadas em 1859). Estas baterias são compostas de eletrodos de metal chumbo e óxido de chumbo em um eletrólito composto de ácido sulfúrico, no estado carregando; já no estado descarregando os eletrodos se transformam em sulfato de chumbo e o eletrólito ao perder o ácido sulfúrico torna-se principalmente água (CHEN et al., 2008, apud THOMÉ, 2017).

As baterias Pb-Ac são largamente aplicáveis no mercado e aceitas por apresentar vantagens como: é recarregável, custo baixo, facilidade de fabricação, cinética rápida da reação eletroquímica, vida útil razoável quando operada corretamente. Porém, algumas desvantagens também podem ser citadas: apresentam materiais tóxicos e perigosos ao meio ambiente em sua construção, baixa densidade de potência, problemas de manutenção e vida útil limitada dependendo da aplicação (SERRA et al., 2016).

Afim de melhorar seu desempenho, novas baterias Pb-Ac estão sendo desenvolvidas (estágio pré-comercial e início de fase de ampla utilização). Elas terão resposta rápida e poderão ser aplicadas na redução de picos de demanda, regulação de frequência e integração com tecnologias intermitentes de geração (SERRA et al., 2016).

Os maiores mercados da bateria Pb-Ac são a indústria automotiva e os sistemas de *back-up (no-breaks)*, são concorrentes das baterias de íons-lítio em aplicações onde peso e volume não são problema. Um *case* de sucesso na aplicação de armazenamento está instalado em Berlim (Berliner Städtische Elektrizitätswerke Akt.-Ges.); este sistema opera desde 1986, com a finalidade de controle de frequência, conta com uma potência de 17 MW e energia de 14 MW.h (BUENO; BRANDÃO, 2016).

2.6.2.1.2 Bateria de íon-lítio

As baterias de íon-lítio são compostas por dois eletrodos, um positivo e outro negativo, e pelo eletrólito composto de sais de lítio dissolvidos em carbonatos orgânicos. No processo de carga, os íons de lítio se movem do eletrodo positivo para o negativo (onde são intercalados nas camadas de grafite), e no processo de descarga os íons se movem para o eletrodo positivo onde são intercalados na estrutura de cristal (FUCHS et al., 2012 apud THOMÉ, 2017).

Apresentam diferentes composições químicas, por exemplo: LiFePO_2 (fosfato de ferro e lítio), LiCoO_2 (óxido de cobalto e lítio), LiMnO_4 (óxido manganês e lítio), LiNiMnCoO_2 (óxido de cobalto, manganês, níquel e lítio) e Li-polímero (SERRA et al, 2016).

As baterias de íon-lítio tornaram-se populares devido a sua eficiência elevada, alta densidade de energia e tensão celular quando comparado às demais baterias (CANTANE; ANDO JUNIOR; HAMERSCHMIDT, 2020). Além disso, suportam uma alta taxa de carga e descarga, não apresentam efeito memória e uma vida útil elevada (SERRA et al., 2016).

Suas principais aplicações estão relacionadas à sistemas de armazenamento de energia a médio e curto prazo, destacando-se no mercado de portáteis, veículos elétricos e SAEs residenciais. Além de ser uma opção interessante em aplicações estacionárias, assim como: instalação junto a rede de distribuição (FUCHS et al., 2012 apud THOMÉ, 2017) e destaque na aplicação de armazenamento de energia em sistemas fotovoltaicos isolados da rede (*off-grid*) (SERRA et al., 2016).

Entretanto, estas baterias são sensíveis à altas temperaturas, seu eletrólito é inflamável, junto a isso a densidade de energia que é elevada, pode fazer com que um defeito interno (curto-circuito) leve a um incêndio (BUENO, BRANDÃO, 2016).

Outro ponto que vem sendo trabalhado por ser uma tecnologia na infância tecnológica quando comparada à de chumbo-ácido é seu custo. Diversos empreendimentos no mercado estacionário vêm se desenvolvendo, como por exemplo: a primeira unidade comercial de grande porte (2 MW/4MWh) para redução de picos de demanda desenvolvida pela Chevron Energy Solutions; assim como a instalação da AES em Elkins, West Visginia (EUA) onde um sistema de armazenamento de 32 MW atua junto a uma usina eólica como reserva de capacidade e para firmar a energia da fonte intermitente efetivamente entregue a rede (SERRA et al., 2016).

2.6.3 Aplicações de armazenamento

Os sistemas de armazenamento possuem uma vasta gama de aplicações possíveis no setor elétrico (EPE, 2019b). Neste trabalho serão consideradas as aplicações híbridas atrás do medidor por tratar de soluções para o consumidor em questão.

Projetos de armazenamento atrás do medidor são um fenômeno recente no Brasil (GREENER, 2021a). Dependendo da aplicação a ser utilizada, os sistemas podem ficar ociosos por algum tempo, assim a fim de melhorar a viabilidade do sistema pode-se fazer uma combinação de aplicações. As principais aplicações possíveis destes sistemas são: atendimento

a cargas emergenciais e de ponta, redução da demanda máxima e autossuficiência, associação com unidades de geração, arbitragem de energia (EPE,2019b).

Estas aplicações estão descritas abaixo:

Atendimento a cargas emergenciais e de ponta (*Backup*): utilizado quando é necessária uma geração emergencial de energia, devido algum acidente ou falha no planejamento, geralmente ocorre na ponta (EPE,2019b).

Redução da demanda máxima e autossuficiência (Redução de pico de demanda): trata-se de uma aplicação que reduz a demanda máxima do consumidor, possibilitando a contratação de uma demanda mais baixa junto a concessionária e evitando o pagamento de demanda de ultrapassagem, o sistema também pode atuar como *backup* em casos de interrupção ou degradação da qualidade de suprimento da energia vinda da rede (EPE,2019b).

Associação com Unidades de Geração: a integração de baterias e usinas de geração renováveis, traz benefícios como a possibilidade de guardar energia durante o dia e consumi-la posteriormente (EPE,2019b).

Arbitragem de Energia (Gestão de horário de consumo): consiste em usar o sistema de armazenamento de energia para comprar energia nos momentos de preço mais baixo e evitando o consumo nas horas de preços mais altos (variável ao longo do dia) (EPE,2019b).

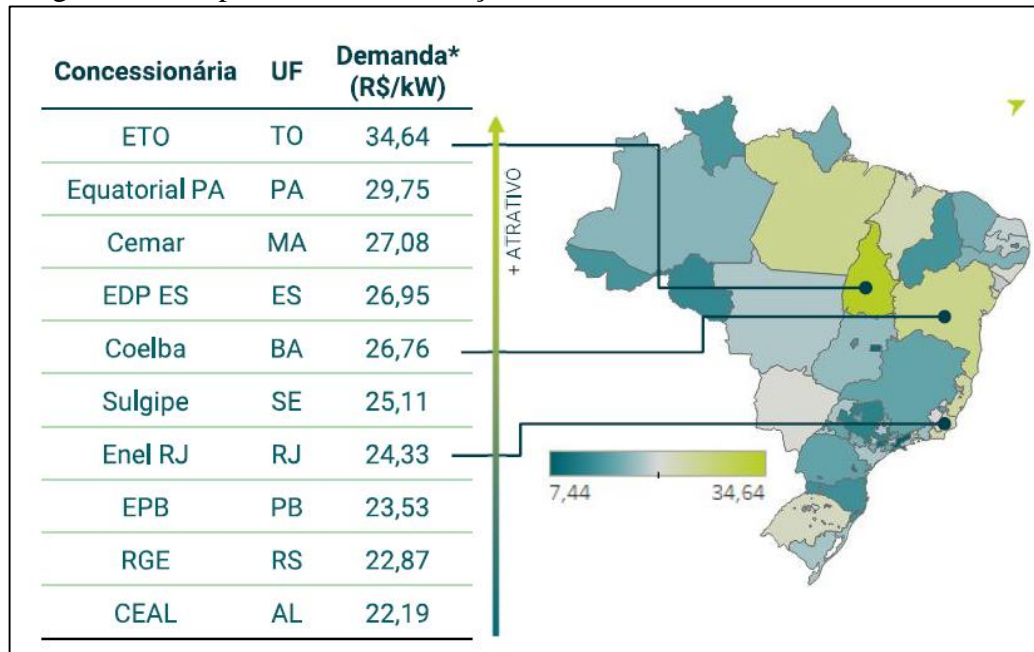
De acordo com a Greener (2021a) em média tensão todas estas aplicações são possíveis no Brasil. A redução do consumo no horário de ponta é uma das aplicações com maior atratividade no país em consequência de algumas distribuidoras possuírem uma diferença elevada entre os preços de ponta e fora de ponta. Nas aplicações de redução de demanda contratada, quanto maior o valor da tarifa de demanda mais atrativo o sistema fica, esta aplicação também é atrativa a consumidores que possuem picos de cargas curtos. As aplicações de *backup* são vantajosas em regiões que sofrem com alto índice de interrupções (GREENER, 2021a).

2.6.4 Atratividade de aplicação ao longo do Brasil

Segundo (GREENER, 2021b), quanto maior a tarifa aplicada a demanda maior atratividade para sistemas que visam a diminuição da demanda contratada. De acordo com a Figura 12 pode-se visualizar as 10 concessionárias com as tarifas mais caras, já a Figura 13 apresenta as 10 concessionárias com maior atratividade para redução do consumo na ponta. As concessionárias com custos mais elevados nestes quesitos de acordo com cada região brasileira

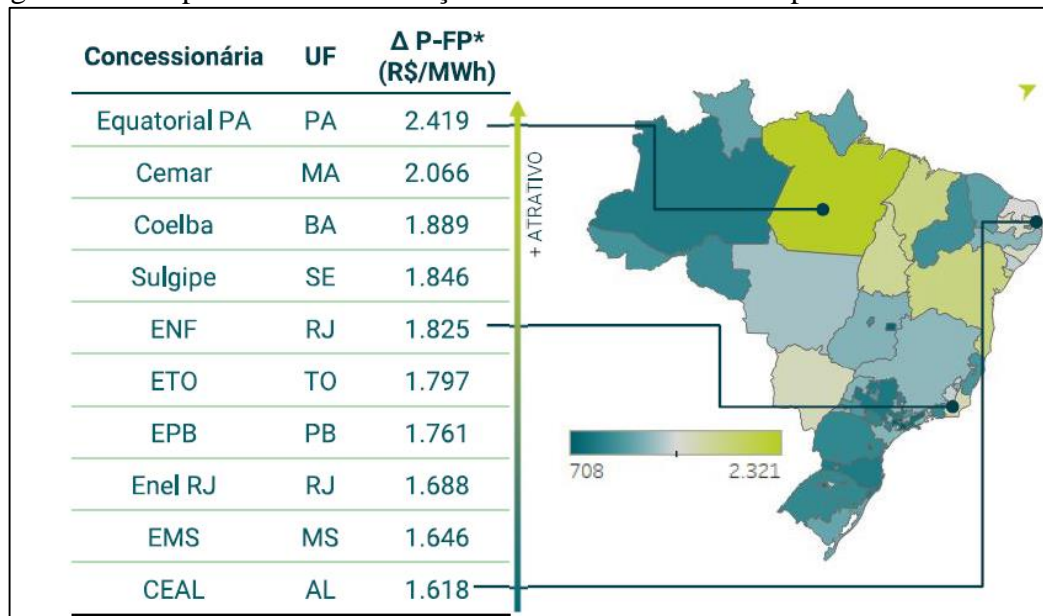
são: RGE – Rio Grande do Sul, Enel – Rio de Janeiro, Energisa – Mato Grosso do Sul, Cemar – Maranhão, Equatorial PA- Pará.

Figura 13 - Mapa atratividade redução da demanda contratada- média tensão



Fonte: GREENER (2021b).

Figura 14 – Mapa atratividade redução do consumo horário de ponta- média tensão



Fonte: GREENER (2021b).

2.7 FONTES ENERGÉTICAS INTERMITENTES

As fontes de energia renovável são aquelas oriundas de recursos naturais inesgotáveis tais como eólica e solar (MEDEIROS; PEREIRA, 2020). Segundo (IEA, 2021a), as energias renováveis foram a única fonte de energia que teve aumento de demanda em 2020 (frente à pandemia).

A IEA destaca em sua atualização do mercado de energia renovável 2021 (*Renewable energy Market Update 2021*) que no que tange ao mercado de eletricidade, as fontes eólicas e solar impulsionaram o aumento da capacidade renovável global, atingindo cerca de 280MW, sendo que as instalações solares fotovoltaicas tiveram uma expansão de 23% no ano de 2020. O Brasil lidera a expansão do mercado de fotovoltaica distribuída na América Latina, sendo responsável por 40% da expansão na região, estimulada pelo esquema *net metering* (sistema de compensação de energia) do país (IEA, 2021b).

Segundo Vela (2018), o Ministério de Minas e Energias lançou no ano de 2016, o Programa de desenvolvimento de geração distribuída, com objetivo de ampliar a GD com fontes renováveis em residências, indústrias, comércios, escolas técnicas, universidades federais e edifícios públicos; o programa prevê um investimento de R\$ 100 bilhões até 2030. O crescimento das fontes intermitentes (solar e eólica) no Brasil, desde 2016 (com a evolução da GD), exigirá maior capacidade de armazenamento para garantir maior flexibilidade no despacho da geração (GREENER, 2021b).

2.7.1 Sistemas solares fotovoltaicos

A energia solar é uma das fontes de energia favoráveis à obtenção de energia renovável (MEDEIROS; PEREIRA, 2020). A energia provinda do sol pode ser aproveitada por meio do efeito fotovoltaico em módulos compostos de células feitas de materiais semicondutores. A energia solar fotovoltaica tem como uma de suas características a descentralização (NASCIMENTO, 2019), afinal, as instalações são facilmente abrigadas e não prejudicam o meio ambiente local.

A ANEEL classifica em quatro categorias as centrais geradoras fotovoltaicas: micro, mini, pequena e grande, conforme ilustra a Tabela 1 (VIAN et al., 2021).

Segundo Vela (2018), as principais vantagens da energia solar fotovoltaica são: confiabilidade, baixo custo de operação, baixa manutenção, fonte de energia custo zero

(gratuita), energia limpa; alta disponibilidade, mitigação das emissões dos gases do efeito estufa, pouco ruído, tecnologia ambientalmente amigável.

Tabela 1 – Classificação das centrais fotovoltaicas quanto ao porte

Tipo de GD- Fotovoltaica	Capacidade [MW]
Micro	até 0,1, usualmente em BT
Mini	>0,1 até 1, usualmente em MT
Pequena	>1 até 30, usualmente em MT ou AT
Grande	>30 em AT

Fonte: Vela (2018).

2.7.1.1 Sistemas *off-grid*, *on-grid* e híbridos

2.7.1.1.1 Sistemas *off-grid*

Os sistemas *off-grid* de geração fotovoltaica são caracterizados por serem: autônomos, desconectados da rede, e instalados em localidades isoladas. O sistema de armazenamento por meio de um banco de baterias se faz necessário nestes casos. Os painéis são conectados a um controlador de carga que gerencia a corrente elétrica que alimenta a bateria e o inversor (SHAREENERGY, 2017 apud MEDEIROS; PEREIRA, 2020).

Nos sistemas *off-grid*, a viabilidade econômica está condicionada a competitividade com opções como: conexão à rede elétrica ou geradores a diesel, por exemplo. Em geral atendem a baixas demandas em locais afastados da rede elétrica (VELA, 2018).

2.7.1.1.2 Sistemas *on-grid*

Os sistemas fotovoltaicos *on-grid* são aqueles conectados à rede, em geral não apresentam sistemas de armazenamento. Os inversores deste sistema são responsáveis por fazer a conexão rede e painéis; estes são capazes de aceitar as variações na tensão e corrente provinda dos painéis, além de fazer a entrega da energia da rede ao consumidor. No Brasil a NR N° 482, de 17 de abril de 2012, normatiza a comercialização desta energia (VELA, 2018).

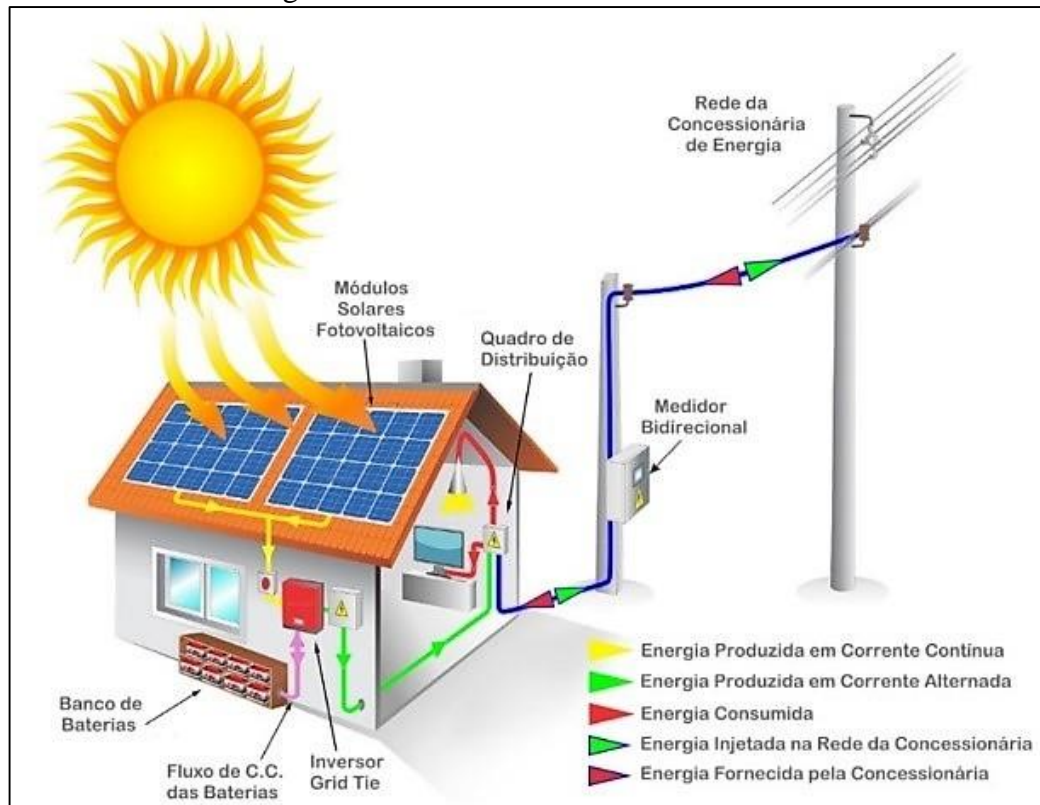
Nestes sistemas, o projeto está sujeito à aprovação da concessionária, somente após esta aprovação é realizada a troca do medidor para bidirecional que irá medir a energia absorvida pela rede. Em geral, durante o período do dia estes sistemas injetam na rede da concessionária o excesso de energia gerado, e a noite fazem a compensação absorvendo energia da rede (MEDEIROS; PEREIRA, 2020).

2.7.1.1.3 Sistemas híbridos

Os sistemas de geração fotovoltaica híbridos fazem a junção dos benefícios tanto do sistema *off-grid* como do sistema *on-grid*; a Figura 15 exemplifica este sistema. Sistemas híbridos são caracterizados pela sua capacidade de armazenamento (banco de baterias) e apresentar uma alta confiabilidade (MEDEIROS; PEREIRA, 2020).

Segundo (SOLIENS,2019 apud MEDEIROS; PEREIRA, 2020) “já se pode encontrar no mercado diversos modelos híbridos, basicamente todos acompanhados com o sistema de armazenamento de energia. Alguns contam com um gerador secundário para auxílio em seu funcionamento e as baterias mais utilizadas são de Lítio-Ferro-Fosfato e a de Chumbo-Ácido”.

Figura 15 – Sistema fotovoltaico híbrido



Fonte: GRIDSOLARIS (2021).

2.7.1.2 Principais componentes

Os principais componentes de uma instalação fotovoltaica são o módulo fotovoltaico e o inversor. Os demais componentes em geral compreendem: cabos, caixas de junção, disjuntores, dispositivos de proteção contra surtos (DPS), estrutura, condutores, conexões de aterramento e medidores (NASCIMENTO, 2019).

2.7.1.2.1 Módulo fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é o elemento do sistema capaz de fazer a conversão da luz solar em eletricidade, por meio do efeito fotovoltaico dos materiais semicondutores (VELA,2018). As tecnologias existentes de módulos fotovoltaicos são diferenciadas por conta dos elementos químicos utilizados e do processo de fabricação. As tecnologias com maior relevância no mercado são: silício multicristalino (p-Si) e silício monocristalino (m-Si) (NASCIMENTO, 2019).

De acordo com (BALFOUR; SHAW; NASH, 2019), os principais parâmetros a serem observados nos módulos fotovoltaicos fornecidos pelo fabricante são:

- Potência nominal: a capacidade nominal em watts produzida pelo módulo em condições de teste-padrão (STC);
- Tolerância de energia: a faixa de sobredesempenho e subdesempenho nas STC;
- Watts DC (potência nominal) por pé quadrado: potência de saída por pé quadrado de módulo;
- Eficiência do módulo: a razão da entrada de luz solar em watts para a saída de um módulo em watts DC.

2.7.1.2.2 Inversores

Os inversores são conversores CC-CA, sua função principal é converter a potência CC gerada nos módulos para os padrões CA da rede elétrica. Como funções “secundárias” possuem: segurança, seccionamento, monitoramento e capacidade de realizar serviços ancilares. Podem ser empregados tanto para um único módulo (microinversores), quanto uma série de módulos (*string*) de módulos (NASCIMENTO, 2019).

Atualmente, já existem inversores híbridos que são capazes de fornecer energia para a rede e em paralelo estão conectados ao sistema de armazenamento, mantendo os equipamentos ligados em caso de interrupção de energia. Os principais pontos a serem observados na escolha de um inversor são: número de rastreamentos de pontos de potência máxima (MPPT) a depender da aplicação (aplicações em que módulos são alocados em diferentes orientações, inclinações ou pontos), potência dos painéis, eficiência (MEDEIROS; PEREIRA, 2020).

2.7.2 Legislação sistemas fotovoltaicos e armazenamento

2.7.2.1 Resolução normativa

Em 2012, com objetivo de reduzir as barreiras para conexão de pequenas centrais geradoras na rede de distribuição, a ANEEL publicou a NR N° 482/2012 (VELA, 2018). Esta posteriormente foi atualizada pelas resoluções: REN 687/2015 e REN 786/2017 (FARIAS, 2018). A NR 482/2012 trata sobre a microgeração e minigeração distribuída, sistemas de compensação de energia elétrica, e condições gerais (MEDEIROS; PEREIRA; 2020).

Segundo Vela (2018), uma das principais definições foi: a classificação das fontes geradoras (micro e mini) quanto ao porte (neste trabalho apresentadas na Tabela 1), estas devem ser fontes baseadas em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada e devem ser conectadas a rede por meio de instalações de unidades consumidoras (UCs). Outra definição importante foi sistema de compensação.

De acordo com o sistema de compensação é permitido injetar a energia excedente gerada pela UC na rede da distribuidora (VELA, 2018); gerando créditos que podem ser utilizadas posteriormente em até 60 meses. Os investimentos e custos de compatibilidade ao sistema de medição ficam a cargo da UC (MEDEIROS; PEREIRA, 2020).

2.7.2.2 Impostos federais e estaduais

Segundo ANEEL (2016), o ICMS aplicável à energia elétrica com respeito a micro e minigeração distribuída, de acordo com o Convênio ICMS 16 de 2015 aprovado pelo Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ); incide somente sobre a diferença de energia consumida e injetada na rede no mês. Em relação ao PIS e COFINS de acordo com a Lei N° 13.169 de 2015, incidem somente a diferença positiva da energia consumida e injetada pela UC.

2.7.2.3 Regulação sistemas solar e armazenamento

Atualmente não há regulação específica no país para uso de armazenamento com injeção na rede, os inversores híbridos não possuem certificação específica. A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) está desenvolvendo as normas técnicas para certificação de inversores híbridos, o que facilitará a aprovação dos projetos pela concessionária. O agente do

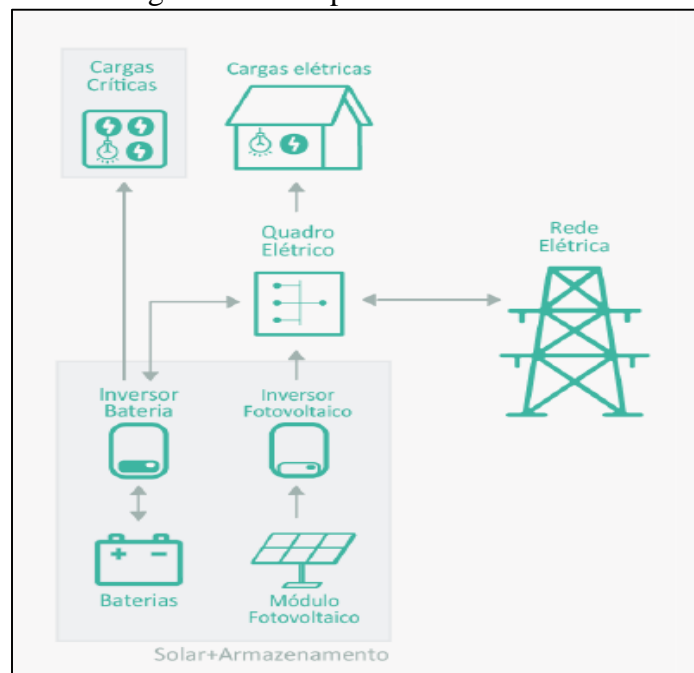
setor tem movido uma ação para incluir o armazenamento de energia como tecnologia aplicável para GD na NR 482, a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) tem apresentados propostas a ANEEL a fim desta inclusão bem como a inclusão nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (GREENER, 2021b).

2.7.3 Topologias solar e armazenamento

2.7.3.1 Acoplamento CA (corrente alternada)

Segundo Greener (2021b), nestes sistemas a conexão entre o sistema solar e o armazenamento é feita em corrente alternada após a saída do inversor, são necessários dois inversores, sendo um aplicado aos módulos e outro, as baterias. Há duas conversões de energia; primeiramente a energia provinda dos painéis é transformada em alternada para alimentar as cargas ou ser injetada na rede, a segunda conversão ocorre para carregar as baterias onde novamente é convertida em corrente contínua. Por conta das duas conversões há menor eficiência no sistema. É ideal para UC's onde já há sistemas solares instalados, com inversores fotovoltaicos *on-grid*, a Figura 16 exemplifica este sistema.

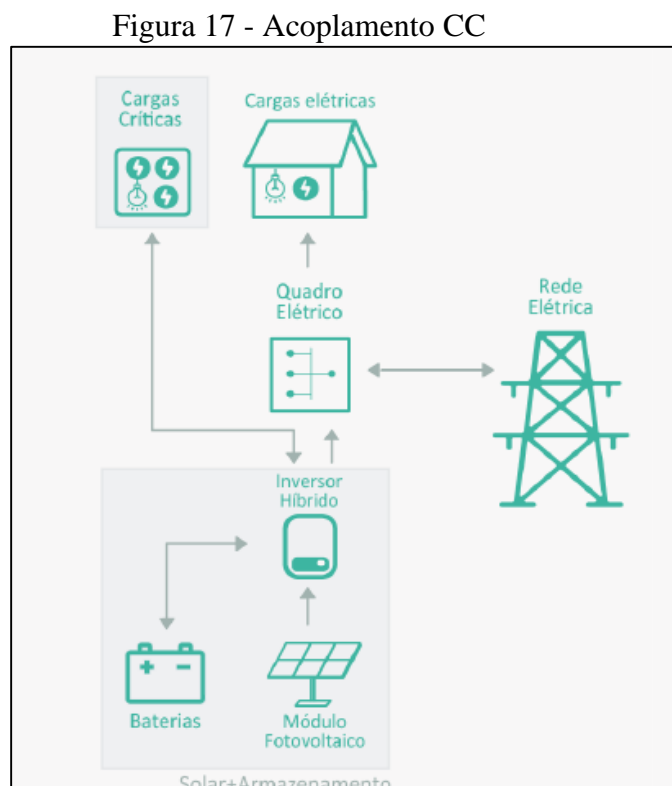
Figura 16 – Acoplamento CA



Fonte: GREENER (2021b).

2.7.3.2 Acoplamento CC (corrente contínua)

Segundo Greener (2021b), nestes sistemas a conexão entre o sistema solar e o armazenamento é feita em corrente contínua antes da entrada do inversor. Há apenas uma conversão e a energia provinda dos painéis pode ser diretamente armazenada pelas baterias, reduzindo as perdas. Somente um inversor é utilizado, é indicado para sistemas novos; necessário garantir a compatibilidade entre as baterias e o inversor, a Figura 17 exemplifica este sistema.



Fonte: GREENER (2021).

2.8 DIMENSIONAMENTO SISTEMA FOTOVOLTAICO

2.8.1 Levantamento: consumo X quantidade de energia a ser produzida

Segundo Villalva (2015), o primeiro passo para o dimensionamento de um sistema *on-grid* é determinar quanta energia se deseja produzir. A energia que se deseja produzir pode ser determinada por meio do consumo médio mensal, obtidos a partir dos dados da fatura do consumidor. No caso desta monografia será suprido parcialmente a demanda de energia elétrica

do consumidor. Com o intuito de diminuir a demanda contratada e zerar o consumo na ponta, será avaliado dois cenários com quantidade de energia produzida distintos.

2.8.2 Levantamento potencial solar

De acordo com Villalva (2015), um dos métodos para dimensionamento dos painéis é o método da insolação (irradiação), onde faz-se necessário o estudo da irradiação onde o sistema irá operar. A irradiação é a grandeza utilizada para expressar a energia solar que incide sobre uma determinada área da superfície plana ao longo de um determinado intervalo de tempo, expressa em Wh/m². Para determinar a irradiação média do local será utilizado o *software* Radiasol desenvolvido pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS).

Em geral, os módulos fotovoltaicos são instalados de maneira fixa, sendo assim a orientação e o ângulo da inclinação do módulo são parâmetros extremamente importantes para o máximo aproveitamento do potencial solar. A melhor maneira de instalar um módulo fotovoltaico é orientá-lo com sua face voltada para o norte geográfico, essa orientação melhora o aproveitamento da luz solar ao longo do dia, com raios incidindo o tempo todo sobre o módulo e máxima incidência ao meio-dia solar. A inclinação do módulo influencia na produção de energia ao longo do ano, a inclinação horizontal privilegia a produção no verão já a vertical no inverno. Para tanto deve-se escolher uma inclinação que possibilite uma boa produção média anual; a Tabela 2 mostra o ângulo de inclinação recomendado para diversas faixas geográficas (VILLALVA, 2015).

Tabela 2 – Escolha do ângulo de inclinação do módulo

Latitude geográfica do local	Ângulo de inclinação recomendado
0° a 10°	$\alpha = 10^\circ$
11° a 20°	$\alpha = \text{latitude}$
21° a 30°	$\alpha = \text{latitude} + 5^\circ$
31° a 40°	$\alpha = \text{latitude} + 10^\circ$

Fonte: Villalva (2015).

2.8.3 Dimensionamento módulos

Segundo Villalva (2015), pelo método da insolação a partir da taxa de irradiação, e as características do módulo fotovoltaico: dimensões físicas e eficiência, pode-se calcular a energia produzida pelo módulo de acordo com a Equação 4. Após o cálculo da energia

produzida pelo módulo e conhecendo-se a quantidade de energia que se deve produzir diária ou mensalmente, através da Equação 5 determina-se a quantidade de módulos necessários.

$$E_P = E_S \times A_M \times \eta_M \quad (4)$$

Onde:

E_P : energia produzida pelo módulo diariamente [Wh];

E_S : insolação diária [Wh/m²/dia];

A_M : área da superfície do módulo [m²];

η_M : eficiência do módulo [%].

$$N_P = \frac{E_{SISTEMA}}{E_P} \quad (5)$$

Onde:

N_P : número de módulos da instalação fotovoltaica;

$E_{SISTEMA}$: energia produzida (ou necessária) pelo sistema [Wh] no intervalo de tempo considerado.

2.8.4 Disposição dos painéis

A disposição dos módulos fotovoltaicos pode ser em série e em paralelo, o que proporciona criar conjuntos com maior capacidade de fornecimento de energia, com tensões e correntes maiores que as produzidas por um único módulo. Os módulos ligados em série compõem a *string*, o número de módulos em uma *string* determina a tensão de máxima potência (V_{MP}) aplicada aos terminais de entrada do inversor, estes devem ser dimensionados para suportar a soma das tensões de circuito aberto (V_{OC}) dos módulos (VILLALVA, 2015).

2.8.5 Dimensionamento dos inversores

Segundo Villalva (2015), o inversor empregado no projeto deve levar em conta os seguintes critérios: a tensão de circuito aberto da *string* não pode ultrapassar a tensão máxima permitida na entrada do inversor; o inversor deve ser especificado para uma potência igual ou superior à potência do conjunto de módulos. Recomenda-se que as tensões calculadas estejam 10% abaixo das tensões especificadas para o inversor. Sendo assim, a tensão de circuito aberto do conjunto será dada pela Equação 6, já com o fator de segurança.

De acordo com Villalva (2015), o inversor empregado no sistema deve ser escolhido em termos de potência de acordo com a potência dos equipamentos alimentados por ele, conforme a Equação 7.

$$V_{OC,STRING} = 1,1 \times (V_{OC} \times N_{PS}) \quad (6)$$

$$P_S \geq P_P \times N_{PS} \quad (7)$$

Onde:

$V_{OC,STRING}$: é a tensão de circuito aberto da *string* [V];

V_{OC} : é a tensão de circuito aberto do módulo [V];

N_{PS} : é o número de painéis da *string*;

P_S : potência da *string*(W);

P_P : potência do módulo fotovoltaico (W).

2.9 DIMENSIONAMENTO SISTEMA ARMAZENAMENTO

2.9.1 Dimensionamento banco de baterias

De acordo com Thomé (2017), a primeira definição é a potência e a capacidade do armazenamento de estudo. Sabendo-se que as baterias estão sujeitas a reduções de capacidade, eficiência do sistema no ciclo carga-descarga ao longo do tempo e que a capacidade de armazenamento de um sistema de baterias é dada por um percentual da capacidade inicial especificada para cada ano de sua vida útil, em função disto as baterias deverão ser substituídas ao final de sua vida útil, afinal as baterias sofrem degradação ao longo do tempo.

De acordo com Villalva (2015), a capacidade de armazenamento do sistema será definida pela Equação 8:

$$E_N = E_{AC} \times t + \sum_{t=1}^t E_{DP} \quad (8)$$

Onde:

E_N : energia necessária para um dia de operação do projeto [Wh];

E_{AC} : energia injetada na indústria ao longo do dia por hora [Wh];

E_{DP} : energia despachada pelo sistema no horário de ponta [Wh];

t : número de horas.

Segundo Villalva (2015), além da definição da capacidade de armazenamento do sistema deve-se definir o grau de profundidade de descarga permitida para as baterias. As baterias estacionárias de ciclo profundo podem descarregar-se até 50% ou 80 % sem perder sua capacidade de recarga e mantendo sua vida útil. Deve-se consultar o catálogo do fabricante para conhecer a profundidade da descarga aceita pela bateria. O agrupamento das baterias pode ser feito em série ou em paralelo, a associação em série permite a obtenção de tensões maiores, já a associação em paralelo permite aumentar a capacidade de energia ou fornecer mais corrente com mesma tensão.

Conhecendo-se a energia necessária diariamente para atender as necessidades do projeto e definindo-se a quantidade de dias de autonomia do sistema, se necessário, caso de faltas não programadas (*backup*) ou de dias sem insolação, pode-se calcular pela Equação 9 a quantidade de energia a ser armazenada. A Equação 10 indica o número de baterias em série, a Equação 11 dá a capacidade total do banco de baterias, e a Equação 12 calcula o número de baterias em paralelo (VILLALVA, 2015).

$$E_A = E_N \times N_{dias} \quad (9)$$

$$N_{BS} = \frac{V_{BB}}{V_B} \quad (10)$$

$$C_{BANCO} = \frac{1}{P_D} \left(\frac{E_A}{V_{BB}} \right) \quad (11)$$

$$N_{BP} = \frac{C_{BANCO}}{C_{BATERIA}} \quad (12)$$

Onde:

E_A : energia armazenada total [Wh];

N_{BS} : número de baterias ligadas em série;

V_{BB} : tensão do banco de baterias [V];

V_B : tensão da bateria [V];

C_{BANCO} : capacidade do banco de baterias [Ah];

P_D : profundidade de descarga [%];

N_{BP} : número de baterias ligadas em paralelo;

$C_{BATERIA}$: capacidade da bateria [Ah].

2.10 PARÂMETROS ECONÔMICOS

Na implementação de um projeto faz-se necessário o estudo de viabilidade econômica. Os principais indicadores econômicos são: fluxo de caixa, valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR), tempo de retorno investimento descontado (*payback time*), custo nivelado de energia (LCOE), taxas e tributações (Selic, inflação, COFINS, IPI e PIS) (VELA, 2018), tempo de vida (NASCIMENTO, 2019), retorno sobre investimentos (ROI).

2.10.1 Fluxo de caixa

O fluxo de caixa traz os registros de entradas (receitas) e saídas (custos, despesas, investimentos) de um projeto. Apresentado por períodos pré-definidos (por exemplo: anos) (VELA, 2018). O fluxo de caixa mostrará a partir de qual mês ou ano do ciclo de vida de um projeto a receita passa a ser positiva gerando economia ao consumidor (GREENER, 2021a).

Segundo Pinto Neto (2020), pode-se utilizar um rendimento inicial do sistema e corrigir anualmente este rendimento de acordo com a degradação dos módulos fotovoltaicos, de acordo com informações fornecidas pelo fabricante. Assim, a energia gerada é reajustada anualmente, a tarifa também passará por um reajuste (definido abaixo), sendo que a energia produzida no ano pela tarifa fornecerá a economia do sistema. Os custos de operação, manutenção e seguro são dados por um percentual do investimento realizado, e também serão reajustados ano a ano. Desta forma, a soma das entradas subtraída das saídas resultará no balanço anual, que somada ao valor acumulado do ano anterior, resultará no valor acumulado atual.

2.10.2 Valor presente líquido

Este índice é equivalente ao somatório das entradas e saídas de todo o projeto para data inicial do investimento, descontando a taxa de juros (Taxa Mínima de Atratividade (TMA) (VELA, 2018). Valores de VPL positivos indicam a lucratividade do investimento; é um indicador altamente dependente da taxa de juros aplicada e supõe que toda a receita ao longo do projeto seria reinvestida na mesma taxa de juros empregada (NASCIMENTO, 2019).

A Equação 13 traz o método de cálculo deste índice.

$$VPL = -In_0 + \sum_{k=1}^N \frac{FC_k}{(1+i)^k} \quad (13)$$

Onde:

VPL: valor presente líquido;

FC_k: fluxos de caixa referente a cada ano no horizonte de planejamento;

In₀: investimento inicial;

k: (1; N) = períodos do horizonte de planejamento;

i: taxa mínima de atratividade do projeto (TMA).

2.10.3 Taxa interna de retorno (TIR)

A Taxa interna de retorno (TIR) é a taxa necessária para igualar o valor atual de entradas ao investimento inicial. A TIR faz com que o VPL do projeto seja igual a zero, representando o ponto de reversão da decisão de investir (VELA, 2018). Taxas de juros inferiores a TIR aplicadas a Equação 13 representam VPL's positivos, e taxas maiores representam VPL's negativos. Sendo assim, a TIR é empregada para comparar a máxima taxa de juros aplicada mantendo a rentabilidade (NASCIMENTO, 2019).

Segundo Pinto Neto (2020), a Equação 14 traz o cálculo da TIR.

$$0 = -In_0 + \sum_{k=1}^t \frac{E_k}{(1 + TIR)^k} - \sum_{k=1}^t \frac{In_k}{(1 + TIR)^k} \quad (14)$$

Onde:

E_k (R\$): valor de economia no ano k;

In_k (R\$): valor investido no ano k;

TIR: taxa interna de retorno.

2.10.4 Tempo de retorno investimento descontado (*payback time*)

O *payback time* mede o tempo necessário para se ter de volta o capital investido mais a variação do valor do capital ao longo do tempo. Quanto maior o tempo de retorno do investimento, mais tempo é necessário para se obter o capital investido, o que representa um risco maior do investimento (VELA, 2018).

2.10.5 Custo nivelado de energia (LCOE)

O *Levelized Cost of Energy* (LCOE) é um cálculo do custo de geração de energia elétrica no ponto de conexão, ele compara o custo de energia elétrica de fontes alternativas, incluindo os custos de investimentos, operação e manutenção (O&M), desempenho e custos de combustível (VELA, 2018), troca de equipamentos (inversores e sistemas de armazenamento) ao final de sua vida útil (NASCIMENTO, 2019). O valor de capital por kWh da energia fotovoltaica é mais elevado quando comparado a energia eólica e biogás por exemplo; porém a geração fotovoltaica não possui custo de combustível e baixo valor de O&M. Sendo assim, o LCOE é um indicador econômico que traduz o custo do sistema de geração durante toda sua vida útil (VELA, 2018). A Equação 15 traz o custo do investimento anual e a Equação 16 representa o LCOE:

$$In_k = \frac{In_0}{\frac{1}{i} \times \frac{1}{2 \times (1+i)^k}} \quad (15)$$

$$LCOE = \frac{\sum_{k=1}^N In_k + M_k + F_k}{\sum_{k=1}^N Eg_k} \quad (16)$$

Onde:

$LCOE$: custo nivelado de energia;

M_k : custo de operação e manutenção no ano k ;

F_k : custo de combustíveis no ano k ;

Eg_k : energia elétrica gerada no ano k .

2.10.6 Retorno sobre investimentos (ROI)

O *Return On Investment* (ROI) é um índice financeiro que indica o quanto um investidor ganhou ou perdeu com um investimento. Segundo Pinto Neto (2020), com a Equação 17 pode-se calcular o ROI.

$$ROI = \frac{(E_t - In)}{In} \quad (17)$$

Onde:

E_t (R\$): economia total no horizonte projetado;

In (R\$): valor investido no projeto;

ROI: retorno do investimento.

2.10.7 Taxas e tributações

As taxas de juros aplicadas representam a variação do valor do capital ao longo do tempo, o capital investido pode ser próprio ou de terceiros. Quando for realizado investimento de capital próprio pode-se empregar a taxa mínima de atratividade (TMA), que seria o rendimento mínimo necessário visando o lucro e de forma a pagar as despesas relacionadas com a administração do mesmo (NASCIMENTO, 2019). Duas taxas são importantes para esta correção: inflação e Selic (VELA, 2018), ambas serão utilizadas com dados atualizados do site da Bovespa e do Comitê de Política Monetária (COPON) definidos na metodologia deste trabalho.

2.10.8 Reajuste da tarifa

A tarifa pode ser calculada de acordo com a equação 1, porém seu reajuste não possui um método padrão. De acordo com Santos (2018), pode-se utilizar a taxa da inflação para definir o reajuste tarifário anual. Segundo Pinto Neto (2020), as revisões bibliográficas sugerem o uso da inflação para este fim, sendo que o autor propõe a utilização do índice nacional de preços ao consumidor amplo (IPCA), sendo este o parâmetro oficial da inflação.

2.11 TRABALHOS CORRELATOS

2.11.1 Estratégias de armazenamento de energia elétrica e uma análise de viabilidade econômica da adoção de baterias para gerenciamento pelo lado da demanda

O objetivo do projeto de Santos (2018) era avaliar a atratividade econômica do ponto de vista do consumidor para um sistema de armazenamento com base em um banco de baterias (lítio-íon, sódio-enxofre e vanádio-redox) acoplado a um gerador fotovoltaico instalado na unidade consumidora em questão. O sistema consiste em gerar energia pelo sistema fotovoltaico e armazenar o excedente da energia produzida no final de semana, esta energia então é usada ao longo dos dias úteis em conjunto com a produção diária do sistema para manutenção do edifício. Analisou-se duas estratégias para utilização da descarga das baterias: durante o pico de demanda do prédio comercial e durante o período de ponta da rede de

distribuição local. O primeiro passo foi estimar a demanda total do edifício a partir de dados coletados em campo; após houve a determinação da produção elétrica do gerador fotovoltaico; dimensionamento e operação do sistema de armazenamento, e por fim análise econômica. Os indicadores VLP, TIR e *payback* foram utilizados para realizar a análise de viabilidade econômica. Considerou-se as tarifas verde e azul; e a bandeira verde foi mantida constante na análise.

Observou-se que utilizar baterias para autoconsumo de energia é menos vantajoso que adotar baterias a ser descarregadas no horário de ponta (sejam carregadas por um gerador fotovoltaico ou pela rede). A redução nos custos das baterias promoveria mais rapidez para deslocamento de carga do que atreladas a um gerador fotovoltaico. A volatilidade da tarifa encoraja os investidores a sistemas que proporcionem independência da rede. Quando aplicadas para deslocamento de carga toda capacidade das baterias pode ser aproveitada diariamente. A realidade entre a literatura e a comercialização das tecnologias de armazenamento pode ser distinta em relação aos custos resultantes do projeto (SANTOS, 2018).

2.11.2 Análise de viabilidade da implementação de sistema combinado de armazenamento de energia e geração distribuída sob tarifa branca

Em seu trabalho de conclusão de curso, Piva (2018) propõe a adesão a tarifa branca associada ao gerenciamento de carga viabilizado por um sistema de armazenamento como forma de potencialização de investimentos de geração. Através do histórico de consumo horário de uma unidade comercial de um consumidor de baixa tensão, da irradiação solar global obtida através de estação meteorológica, orçamentos de equipamentos, especificações técnicas e tarifação foi possível analisar a viabilidade do sistema de arbitragem. Primeiramente, analisou-se os custos sem qualquer tipo de sistema de geração distribuída e arbitragem. O estudo de arbitragem compreendeu 36 diferentes combinações de potência instalada de geração e capacidade de armazenamento. Observou-se que a economia proporcionada pela arbitragem tende a estabilidade conforme cresce a capacidade de armazenamento. Outro fato é que à medida que a capacidade de armazenamento aumenta, a economia sofre incrementos cada vez menores para uma mesma capacidade de geração instalada. A análise de viabilidade financeira baseou-se no VLP, considerando um período de 10 anos que é o período de garantia dos fornecedores de sistemas de armazenamento. O sistema não apresentou viabilidade financeira devido aos custos da tecnologia em 2018. O autor também fez uma análise baseada nos preços esperados para 2020 onde o sistema mostrou-se viável.

2.11.3 Análise econômica de sistemas fotovoltaicos com baterias conectados à rede

Em sua monografia, Pinto Neto (2020) analisou a viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos com baterias em uma UC de média tensão conectados à rede nas modalidades horo-sazonal azul e verde. O autor determinou a energia gerada pelo sistema por meio de uma expressão dada pelo Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (PINHO; GALDINO, 2014). Como índices financeiros utilizou o ROI e o TIR para fins de análise e fez uso de um sistema de fluxo de caixa, o IPCA foi utilizado para reajustar a tarifa atrelada a métodos estatísticos. Assumiu que a carga é constante no período de ponta, e que toda energia gerada pelo sistema fotovoltaico irá para o sistema de baterias, assim toda energia gerada terá uma perda devido a eficiência das baterias e após o nível crítico da bateria as cargas serão alimentadas pela rede da concessionária até o horário de ponta novamente. Por fim, concluiu-se que a alternativa não é viável para modalidade azul, o reajuste da tarifa influencia diretamente no resultado do estudo, pois fazendo-se a remoção todos os modelos estudados deixam de ser viáveis, sendo o método de regressão linear o mais preciso.

2.11.4 Geração fotovoltaica distribuída como elemento subsidiário para sistemas de armazenamento de energia em ambiente de tarifas diferenciadas

Primeiramente, Nascimento (2019) definiu seis etapas para realização das análises: estudo de caso e custos, projeto do sistema fotovoltaico, medição da geração e consumo, cálculo da interação geração fotovoltaica com armazenamento dentro do ambiente de tarifa branca, análise econômica e de sensibilidade. Esta metodologia foi aplicada em diferentes cenários (de modalidade tarifária e alternativa entre geração distribuída e armazenamento) para que os indicadores econômicos fossem determinados e comparados a fim de guiar as decisões de investimento.

Os indicadores VLP, LCOE e LCOS foram utilizados para análise econômica dos sistemas, e utilizando-se a tarifa branca. Como resultado da análise foi possível observar que a geração fotovoltaica distribuída é a opção mais rentável para o consumidor, seguida da alternativa de investimento em um sistema híbrido e a alternativa de somente armazenamento (NASCIMENTO, 2019).

2.11.5 Análise técnica do impacto do uso de baterias em sistemas conectados à rede aplicado em diferentes classes de consumo

O trabalho de Farias (2018) faz um estudo baseado nos serviços de arbitragem, corte de pico e maximização do autoconsumo de energia solar fotovoltaica gerada no local, para consumidores residenciais (tarifa convencional e branca), industriais (tarifa verde) e poder público (tarifa azul). Definiu-se as curvas de carga das classes de consumo, a partir das premissas modelou-se os componentes do sistema fotovoltaico e de armazenamento. Com o auxílio do *software Homer Grid* foi possível definir as alternativas mais viáveis a cada consumidor. Dentre todos os cenários apresentados, pode-se observar que o uso de sistemas com baterias ainda não é uma realidade viável para o consumo residencial. Já para o uso no setor industrial e poder público o resultado é mais atrativo, visto a vasta gama de benefícios oriunda dos serviços de arbitragem e corte de pico atreladas a estes consumidores; sendo a melhor opção os casos com armazenamento em sinergia com a geração fotovoltaica.

3 METODOLOGIA

Neste trabalho de conclusão de curso propõe-se a análise de viabilidade técnica e econômica da aplicação de um sistema de armazenamento atrelado a geração fotovoltaica para três diferentes consumidores industriais do grupo A4. No decorrer deste capítulo foram abordadas as metodologias utilizadas para o dimensionamento dos sistemas de armazenamento e fotovoltaico; bem como as metodologias de análise econômica do sistema que foram empregadas.

3.1 ESTUDO DE CASO

As indústrias foco do estudo são:

1. Soprano Materiais Elétricos Ltda (SME), localizada na RST 453, nº 5542, Bairro Desvio Rizzo, Caxias do Sul – RS. A SME atua no fornecimento de materiais elétricos para uso industrial e residencial. A planta da empresa conta com uma potência total nos transformadores de 500kVA e é atendida pela tarifa horo-sazonal verde;
2. Multinjet Tecnologia em Metalização LTDA, localizada na Rua Angelina Gasparetto Sebben, nº 621, Bairro De Lazzer, Caxias do Sul - RS. Especializada em metalização a vácuo e pinturas especiais, a empresa conta com uma potência total dos transformadores de 500kVA e é atendida pela tarifa horo-sazonal verde.
3. Indústria Metalúrgica Dalgian LTDA, localizada na Rua Henrique Rech, nº 356, Bairro Cinquentenário, Caxias do Sul – RS. A empresa atua em diversos segmentos do ramo metal mecânico, com foco em componentes estampados, repuxados e roscados. A planta da empresa conta com uma potência total dos transformadores de 225kVA e é atendida pela tarifa horo-sazonal verde.

As empresas foram escolhidas tendo como base o cumprimento do seguinte escopo: empresas do grupo A4, que não possam integrar o mercado livre de energia e com diferentes demandas. As faturas das empresas foram obtidas por meio de contatos pessoais com funcionários de ambas as empresas.

Através das indústrias elencadas acima pretende estudar diferentes cenários de utilização dos sistemas híbridos, tendo como base os dados de consumo e demanda das faturas dos respectivos consumidores. O sistema de armazenamento será baseado em baterias e foram utilizadas no estudo as baterias de íon-lítio e chumbo-ácido; sendo a maior aposta para cenários

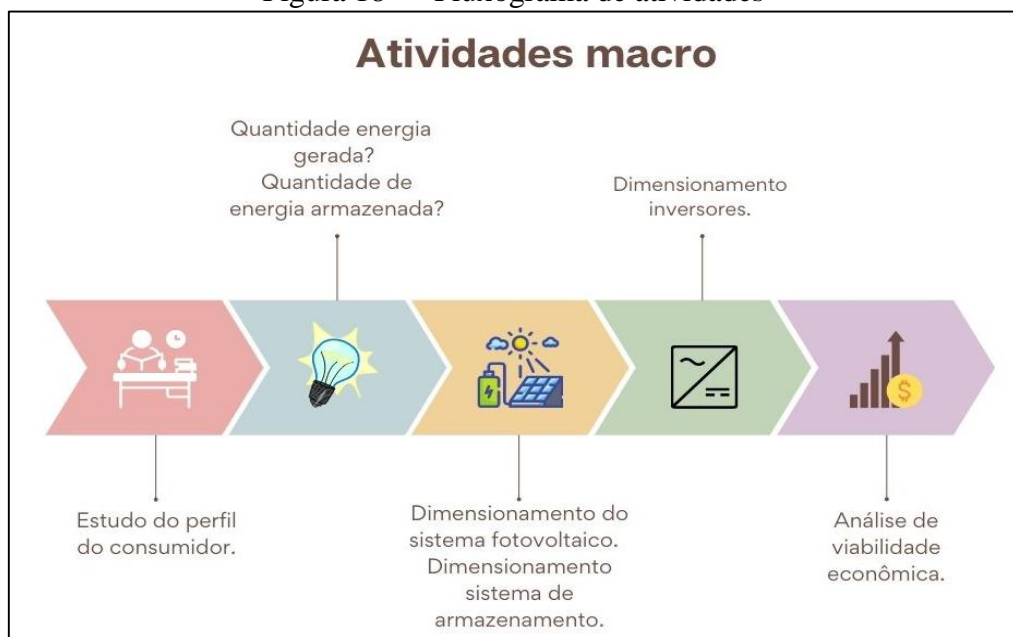
futuros no mercado de armazenamento, e a tecnologia de armazenamento mais amadurecida, flexível, respectivamente. O objetivo do estudo é a utilização do sistema de armazenamento para alimentação das indústrias no horário de ponta; atrelado a um sistema de geração fotovoltaico responsável pelo carregamento dos bancos de bateria e por suprir parte do consumo fora ponta dos consumidores.

Este trabalho estudará a aplicação do sistema híbrido nos três consumidores no ambiente tarifário da companhia RGE, onde as empresas estão localizadas. Um quarto cenário será levantado; com a finalidade de mensurar as diferenças de aplicação e viabilidade do sistema quando deslocado para outra região do país com um ambiente tarifário diverso. Desta forma, a indústria Dalgian com suas características de consumo preservadas será “deslocada” para a companhia Equatorial PA concessionária com a tarifa mais cara, cuja atratividade para aplicação de sistemas de armazenamento na redução do consumo no horário de ponta é a maior do país de acordo com a Greener, conforme exposto na seção 2.5.4 deste trabalho.

3.2 CRONOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO

Ao decorrer do desenvolvimento deste trabalho algumas atividades macro são essenciais e de extrema importância para validação das análises desenvolvidas. As atividades foram desenvolvidas em fluxo de dependência e prioridade, e de acordo com as premissas descritas neste capítulo. A Figura 18 apresenta o fluxograma de atividades a ser desenvolvido

Figura 18 – Fluxograma de atividades



Fonte: a autora (2021).

3.3 ESTUDO DO PERFIL DO CONSUMIDOR E CAPACIDADE DOS PROJETOS

Ao longo desta seção será apresentada a metodologia utilizada para realizar a caracterização do consumidor. Também será mostrado o escopo em termos de capacidade de todos os projetos de geração e armazenamento desenvolvidos no estudo.

3.3.1 Estudo do perfil do consumidor

A definição do perfil do consumidor terá como base o estudo das faturas dos consumidores. Partiu-se da premissa de que os consumos fora de ponta e na ponta, assim como a demanda registrada de cada consumidor, possuem flutuações ao longo dos meses, será calculada a média dos consumos nos últimos 6 meses de ambos os consumidores, a fim de instituir um valor de consumo característico base do estudo.

As equações 18, 19 e 20 foram utilizadas no cálculo das médias do consumo fora de ponta, na ponta e demanda registrada respectivamente, em função dos meses considerados no cálculo para cada caso.

$$M_{CFP} = \frac{\sum_1^n C_{FP}}{n} \quad (18)$$

$$M_{CP} = \frac{\sum_1^n C_P}{n} \quad (19)$$

$$M_{DR} = \frac{\sum_1^n D_R}{n} \quad (20)$$

Onde:

M_{CFP} : média consumo fora de ponta;

n : número de meses;

C_{FP} : consumo fora de ponta;

M_{CP} : média consumo na ponta;

C_P : consumo na ponta.

3.3.2 Capacidade do sistema

A capacidade do sistema de armazenamento acoplado ao gerador fotovoltaico será dimensionada a fim de atender as seguintes estratégias:

1ª Despacho na ponta: o consumo da rede da concessionária será zerado no horário de ponta com atendimento total da demanda da indústria pelo armazenamento alimentado pelo gerador fotovoltaico.

2º Suprimento de parte do consumo da indústria: a energia residual do sistema de geração fotovoltaica gerada no sistema ao longo da semana será injetada no consumo da unidade consumidora uniformemente durante os cinco dias de funcionamento da indústria durante a semana no horário fora de ponta.

A partir das estratégias listadas acima e com a análise de faturas, pode-se determinar a quantidade de energia gerada e armazenada para atender tais requisitos. O sistema de armazenamento será dimensionado para uma autonomia de dois dias.

Todos os projetos atenderão 100% do consumo na ponta com o sistema híbrido; e um percentual do consumo fora de ponta com a geração fotovoltaica, definido de acordo com a equação 21. Após a definição do consumo fora de ponta, a ser atendido por cada projeto, deve-se obter por meio das as equações 22 e 23 o consumo total base para cada projeto do sistema fotovoltaico e de armazenamento, respectivamente.

$$C_{FP\%SF} = M_{CFP} \times SF\% \quad (21)$$

$$C_{TSF} = C_{FP\%SF} + C_P \quad (22)$$

$$C_{TA} = C_P \quad (23)$$

Onde:

$C_{FP\%SF}$: consumo fora de ponta proporcional ao percentual definido para o projeto do sistema fotovoltaico;

$SF\%$: percentual do consumo fora de ponta atendido pelo projeto fotovoltaico;

C_{TSF} : consumo total do projeto sistema fotovoltaico;

C_{TA} : consumo total do projeto sistema de armazenamento.

Observação: As baterias foram carregadas de acordo com a quantidade de energia definida pela equação 14 da seção 2.8.1. Sendo assim, seu ciclo de recarga dar-se-á através da energia produzida pelo módulo fotovoltaico no horário fora de ponta, a cada 2 dias de plena operação do sistema. Sua descarga irá ocorrer conforme definido acima durante o horário de ponta durante os 5 dias da semana.

Os projetos de cada planta irão suprir diferentes índices de consumo fora de ponta, a fim de estabelecer cenários diversos. Porém, a potência instalada do sistema fotovoltaico será

limitada em 75kW, afim de não gerar gastos adicionais com a instalação de uma subestação própria, comprometendo o resultado do estudo. Desta forma, os projetos fotovoltaicos compreenderão:

- a) Projeto Soprano (RGE): o consumo na ponta e 5% do consumo fora de ponta.
- b) Projeto Multinjet (RGE): o consumo na ponta e 15% do consumo fora de ponta.
- c) Projeto Dalgian(RGE): o consumo na ponta e 30% do consumo fora de ponta.
- d) Projeto Dalgian (Equatorial PA): manterá os mesmos percentuais aplicados no projeto da RGE do caso Dalgian.

3.4 DIMENSIONAMENTO DOS PROJETOS

O dimensionamento de ambos os projetos será desenvolvido de acordo com a metodologia exposta nesta seção, ancorada nas seções 2.7 e 2.8 deste trabalho. Será considerado que o padrão de entrada do consumidor não necessita de adequação.

3.4.1 Levantamento do potencial solar

Será utilizado para o dimensionamento dos projetos o método da insolação, conforme abordado na seção 2.7.2 deste trabalho, tendo como cidades dos projetos Caxias do Sul-RS e a cidade de Belém, representando a concessionária Equatorial- PA como referência. Com base na orientação e ângulo de inclinação, obtido através da Tabela 2, pode-se obter por meio do software Radasol a insolação diária. Para garantir o abastecimento de energia elétrica nos meses de menor insolação estabeleceu-se a premissa de utilizar o valor do mês do ano com a menor taxa.

3.4.2 Dimensionamento dos sistemas fotovoltaico e de armazenamento

O dimensionamento de ambos os sistemas parte das capacidades de cada projeto conforme exposto acima e do levantamento do potencial de cada cidade. Através destes dados e com os equipamentos a serem utilizados (painéis, baterias e inversores) definidos; pode-se dimensionar tanto o projeto fotovoltaico como o projeto de armazenamento de cada planta seguindo o exposto nas seções 2.7.3 a 2.8.1 deste trabalho.

Deve-se observar que a fatura nos dá o consumo em kWh ao longo do mês, sendo em média 30 dias em um mês, para se obter a capacidade diária de produção do sistema no projeto deve-se utilizar a equação 24. O sistema de armazenamento também faz uso da equação 33, porém como o consumo na ponta é tarifado somente nos dias úteis será utilizado como base 21 dias. Desta forma, não será necessária a utilização da equação 8 da seção 2.8.2 pois o método aqui aplicado já disponibilizará a energia necessária para um dia de operação.

$$E_{SISTEMA} = \frac{E_{MENSAL}}{N_d} \quad (24)$$

Onde:

E_{MENSAL} : energia necessária pelo sistema[kWh] em um mês.

N_d : número de dias.

Todos os projetos foram dimensionados tanto para a utilização de baterias de íon-lítio como para utilização de baterias de chumbo-ácido. Foram utilizadas baterias de baixa tensão em ambos os projetos. Estas baterias, especialmente no caso de íon-lítio, aumentam o grau de segurança e confiança em termos de equilíbrio de células e proteção BMS (*Battery Management System*) das baterias de íon-lítio, evitando faíscas de arco causadas por alta tensão CC que são a causa direta de incêndios em centrais fotovoltaicas.

3.4.3 Dimensionamento dos inversores

Os inversores foram dimensionados para atender o disposto na seção 2.7.5 deste trabalho. A fim de diminuir as perdas por conversão e os custos, utilizar-se-á de inversores híbridos para realizar o acoplamento entre baterias e gerador; que será em corrente contínua. Os inversores híbridos deverão atender a especificação exposta na seção 3.4.2 permitindo a conexão de baterias de baixa tensão.

No dimensionamento dos inversores híbridos deve-se observar que a potência horária requisitada no horário de ponta pela carga deve ser plenamente atendida pela potência de descarga do lado CC do sistema, obedecendo os requisitos de descarga tanto do inversor bem como das baterias ligadas a ele. A gestão de carga e descarga das baterias, assim como a definição da prioridade de alimentação será realizada por meio da configuração do inversor.

3.5 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

A análise da viabilidade econômica da utilização de sistemas de armazenamento para indústrias do grupo A4 será realizada para cada um dos projetos dimensionados, com base nos indicadores: VPL, TIR, LCOS, *payback* e ROI conforme as equações citadas na seção 2.9, do capítulo 2. A taxa de juros Selic é comumente utilizada no Brasil como taxa mínima de atratividade (TMA) (NAKABAYA, 2015 apud SANTOS, 2018) e será aplicada neste trabalho. Assim como o IPCA, a taxa Selic utilizada será obtida por meio da média das taxas dos anos de 2019 a 2021.

3.5.1 Custos do Projeto

Os custos iniciais do investimento foram obtidos através de empresas instaladoras e fornecedores, e compreendem os custos do projeto, aquisição, instalação; assim como desenvolvido em Nascimento (2019). Os custos futuros foram previstos com base nos cenários futuros apresentados no capítulo 2 deste trabalho.

Na substituição, ambas as baterias terão seus preços atualizados de acordo com a redução estimada para década 2020 a 2030, apresentada no gráfico da Figura 16 deste trabalho. Já a substituição dos inversores será realizada no 12º ano; onde os custos foram atualizados com base na taxa de aprendizagem definida por Mayer (2015). Parte-se da premissa de que os custos de seguro e manutenção anual do projeto não sofreram modificações ao longo da vida útil do projeto, e foram calculadas a partir de um percentual do investimento inicial.

3.5.2 Tratativa da tarifa

A tarifa de cada concessionária é publicada anualmente pela ANEEL, sendo utilizada a última publicação de cada concessionária em estudo. O cálculo dos gastos com energia elétrica será realizado de acordo com as seções 2.3.2 e 2.3.4 deste trabalho para modalidade horossazonal verde.

Os tributos PIS e COFINS foram tratados de acordo com a média dos últimos 12 meses à respectiva concessionária, pois são valores voláteis mensalmente e ligados a cada concessionária. Os reajustes da tarifa foram tratados de acordo com a IPCA médio entre os anos

2019 a 2021. Dada a situação atual econômica do país, a média será utilizada a fim de não descaracterizar o estudo. Será incidida a bandeira vermelha patamar 2 a fim de direcionar o estudo para o caso mais severo em termos econômicos e de geração no país. Não será utilizado a bandeira de escassez hídrica vigente no país neste momento por esta tarifação tratar de uma condição temporária de acordo com o governo.

3.5.3 Fluxo de Caixa

O modelo de fluxo de caixa utilizado será baseado no modelo de Pinto Neto (2020) encontrado no item 2.9.1 deste trabalho. Segundo Pinto Neto (2020), os módulos possuem um rendimento inicial de 96% a 98% de acordo com os dados do fabricante, porém os sistemas fotovoltaicos sofrem perdas que podem ser computadas com a chamada taxa de desempenho (TD), sendo os valores recomendados para esta taxa entre 0,7 e 0,85. Neste trabalho será utilizado o valor de 0,8 para a taxa de desempenho. A degradação dos módulos varia em torno de 0,4 % e 0,8% e é fornecida pelo fabricante, ela será a base para a atualização de energia produzida anualmente pelo projeto ao longo de sua vida útil. Seguindo o exposto neste parágrafo, a energia produzida em um mês do ano será dada pela equação 25; partiu-se da premissa de que depreciação somente será contabilizada a partir do 2º ano de vida do projeto.

$$E_{Mês/ano} = (E_S \times N_{PP} \times 30 \times 0,8) \times (1 - D_P) \quad (25)$$

Onde:

$E_{Mês/ano}$: energia produzida por mês no ano pelo sistema (kW);

E_S : insolação diária (Wh/m²/dia);

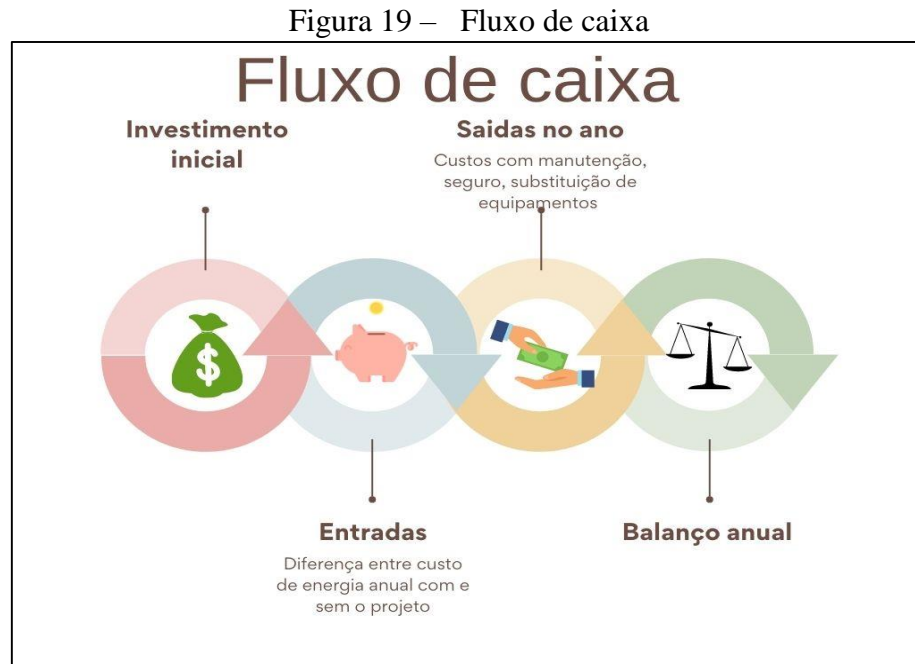
N_{PP} : Número de painéis utilizado no sistema;

D_P : taxa de degradação dos módulos.

A partir da energia produzida por mês pode-se descontar a energia necessária para alimentação das baterias mensalmente e obter a energia “residual” que será utilizada para alimentar a carga no horário fora de ponta. Com estas informações e adotando a premissa de que ao longo de toda vida útil o consumo de energia é uniforme, de acordo com o consumo médio calculado pela metodologia abordada 3.3.1, deve-se calcular o custo de energia anual com o projeto.

Sendo assim, as entradas anuais foram dadas pela diferença entre o custo de energia anual sem o projeto, que utilizará o mesmo consumo médio base abordado acima, e com o

projeto. Já as saídas foram dadas pelo somatório dos gastos anuais com manutenção, seguro e substituição de equipamento. Desta forma, a soma das entradas, subtraída das saídas, resultará no balanço anual, que somada ao valor acumulado do ano anterior, resultará no valor acumulado atual. No 1º ano do projeto a saída é dada pelo investimento inicial. A Figura 19 traz o modelo de fluxo de caixa simplificado.



Fonte: a autora (2021).

4 RESULTADOS

Para o desenvolvimento do estudo, fez-se necessário inicialmente o levantamento de algumas informações. O primeiro passo é obter os dados da fatura a fim de avaliar o cenário de consumo das empresas trabalhadas auxiliando na determinação da margem do escopo do projeto em cada caso, bem como o levantamento do potencial solar das cidades de estudo do projeto, variável esta que influenciará diretamente na produção de energia dos painéis. Na sequência, será abordado o dimensionamento do projeto fotovoltaico e do projeto de armazenamento para cada planta. E por fim, a análise de viabilidade econômica no ambiente tarifário brasileiro.

4.1 LEVANTAMENTO DOS DADOS DAS FATURAS

O levantamento dos dados das faturas das três empresas foi realizado conforme abordado em 3.3.1.

Os **Anexos A, B e C** apresentam os dados das faturas das empresas Soprano, Multinjet e Dalgian, respectivamente. Para melhor visualizar as nuances do consumo na ponta, fora de ponta e da demanda registrada em cada planta, obteve-se os gráficos para cada planta.

4.1.1 Comportamento de consumo Soprano

Conforme pode-se observar através do levantamento dos dados das faturas dos meses de dezembro de 2020 a maio de 2021, **Anexo A** a empresa sofreu grandes mudanças ao longo dos seis meses estudados, o que se reflete no consumo de energia elétrica da planta. De acordo com a empresa, houve a aquisição da malha falida da empresa Iriel, que operou até 23 de setembro de 2020.

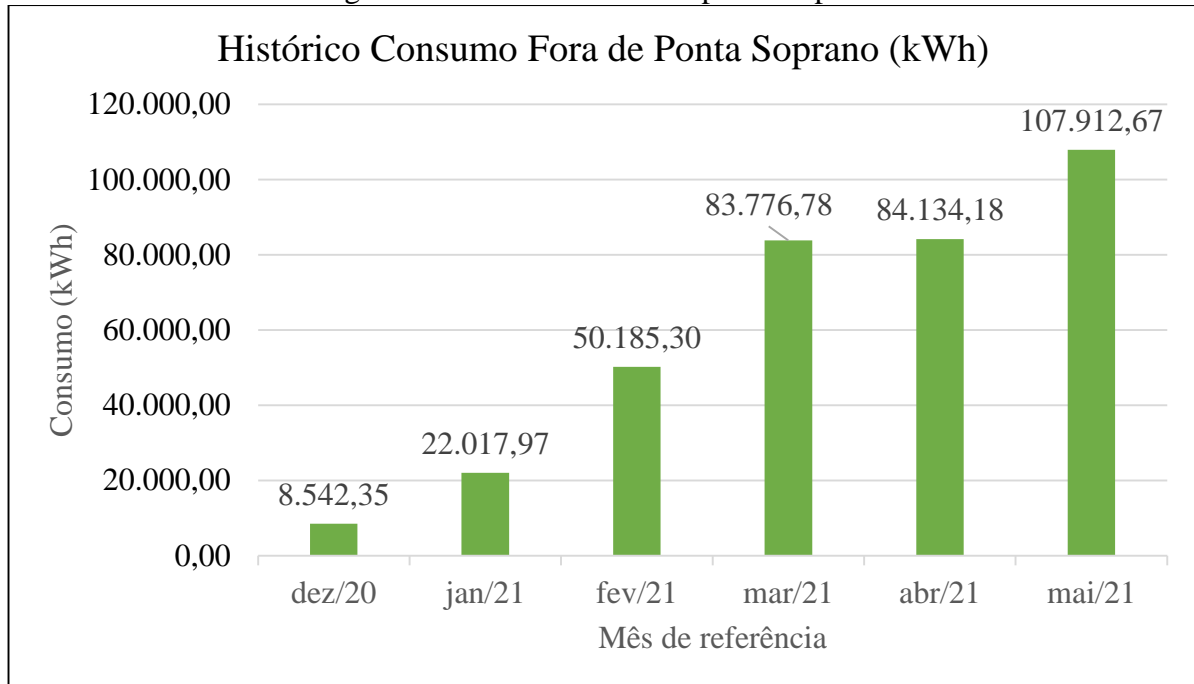
A partir do mês de dezembro de 2020, na planta da SME, que contava somente com setor administrativo, comercial, engenharia e expedição, começou o processo de montagem do parque fabril de interruptores e tomadas recém adquirido. Em poucos meses a planta passou a contar com um parque fabril em plena atividade, o que se reflete nos gráficos de consumo apresentados abaixo.

Pode-se visualizar que a maior parte de consumo consiste no horário de fora de ponta, conforme apresentado no gráfico da Figura 20. Apesar de o consumo na ponta possuir uma

menor representatividade, no gráfico da Figura 21 pode-se visualizar um aumento expressivo neste horário devido ao início do terceiro turno.

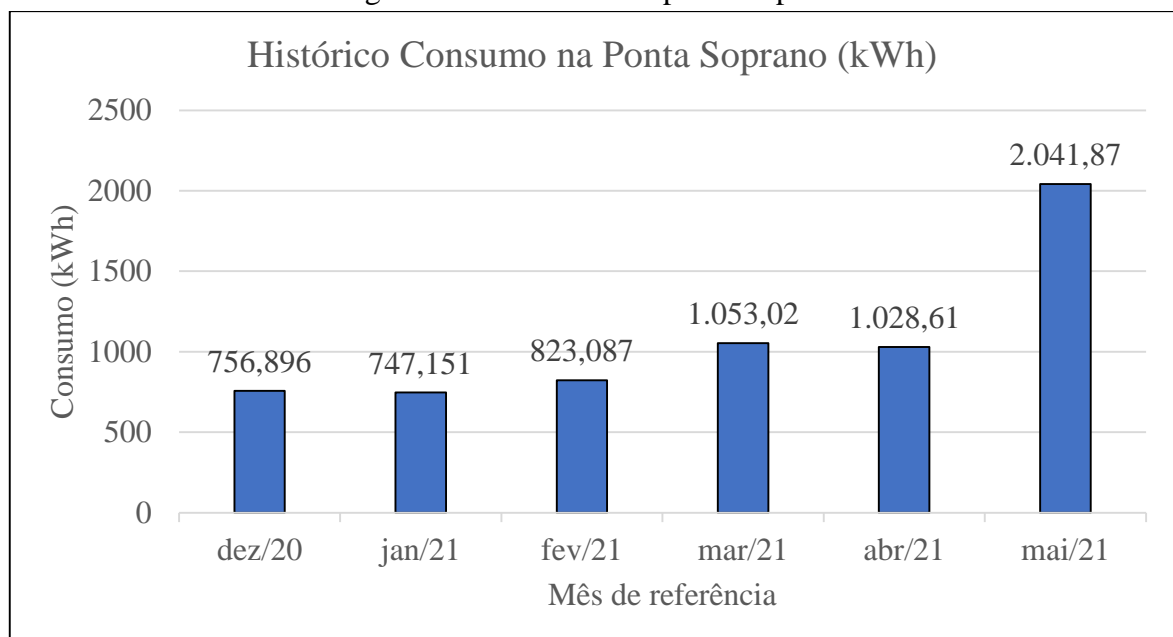
Para o consumo na ponta utilizado no projeto será considerado somente o mês de maio de 2021 pelo fato de estar de acordo com a realidade atual da fábrica, afinal apenas neste mês o terceiro turno entrou em plena atividade.

Figura 20 – Consumo fora de ponta Soprano



Fonte: a autora (2021).

Figura 21 – Consumo na ponta Soprano

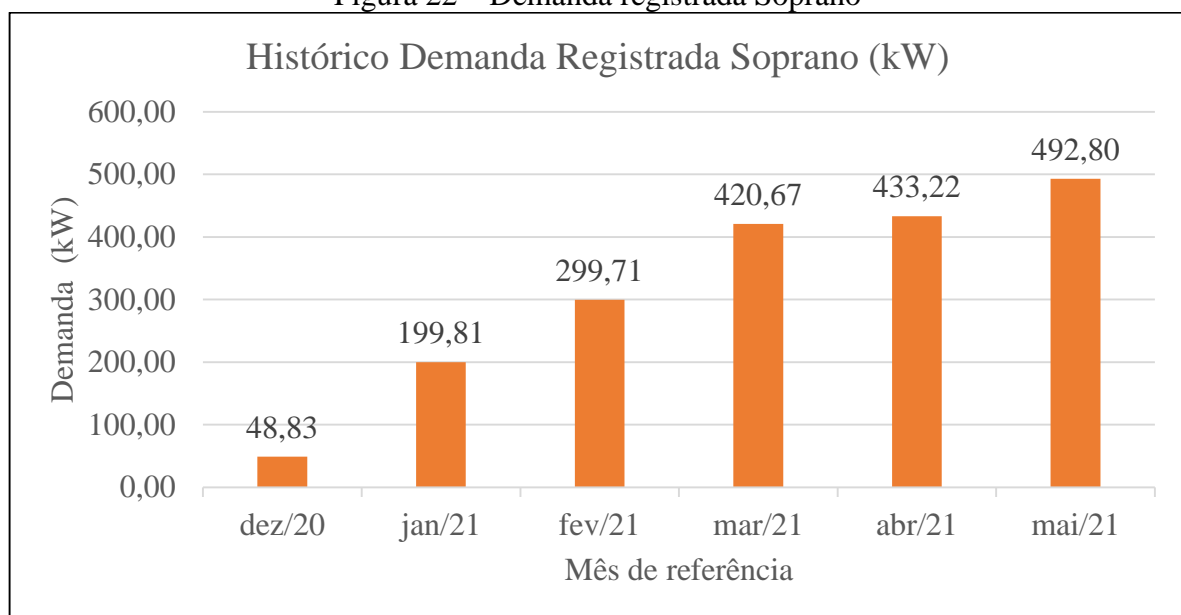


Fonte: a autora (2021).

No gráfico da Figura 22 pode-se visualizar que a demanda registrada foi aumentando ao longo dos meses, conforme as operações e processos da fábrica eram iniciados e consolidados.

O comportamento dos meses março, abril e maio de 2021 tem cerca de 400kW de demanda registrada; buscando estabelecer um modelo padrão foram considerados apenas estes meses para fins deste estudo demanda e consumo. O consumo fora de ponta e os consumos atendidos pelos sistemas, bem como a demanda registrada foram calculados com base nas seções 3.3.1 e 3.3.2. A Tabela 3 apresenta os resultados obtidos.

Figura 22 – Demanda registrada Soprano



Fonte: a autora (2021).

Tabela 3 – Capacidade de referência projeto Soprano

Consumos e demanda de referência Soprano	
Média Consumo Fora de Ponta (kWh)	91941
Consumo na Ponta (kWh)	2.041
Percentual Consumo Fora de Ponta do Projeto Fotovoltaico (kWh)	4597
Percentual Consumo Fora de Ponta do Projeto de Armazenamento (kWh)	0
Consumo Total Base do Projeto Fotovoltaico (kWh)	6.638
Consumo Total Base do Projeto de Armazenamento (kWh)	2.041
Média Demanda Registrada (kW)	448,90

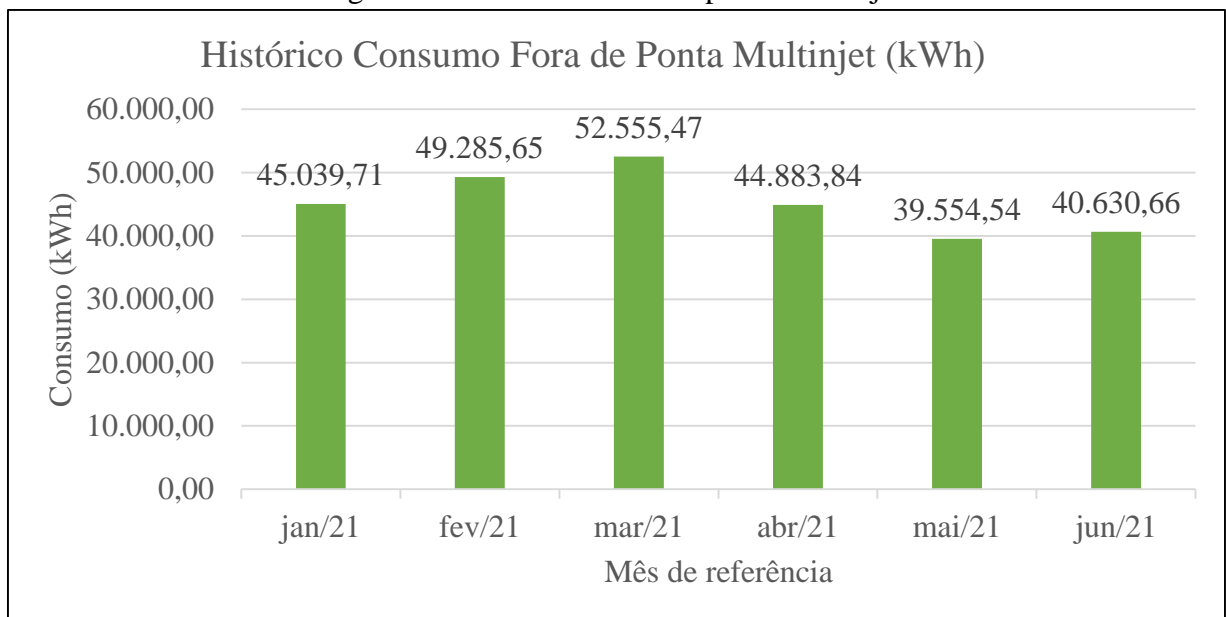
Fonte: a autora (2021).

4.1.2 Comportamento de consumo Multinjet

De acordo com o **Anexo B**, que apresenta os dados das faturas dos meses de janeiro a julho de 2021; obteve-se os gráficos das Figuras 23, 24 e 25 que representam, respectivamente, o consumo fora de ponta, o consumo na ponta e a demanda registrada da empresa.

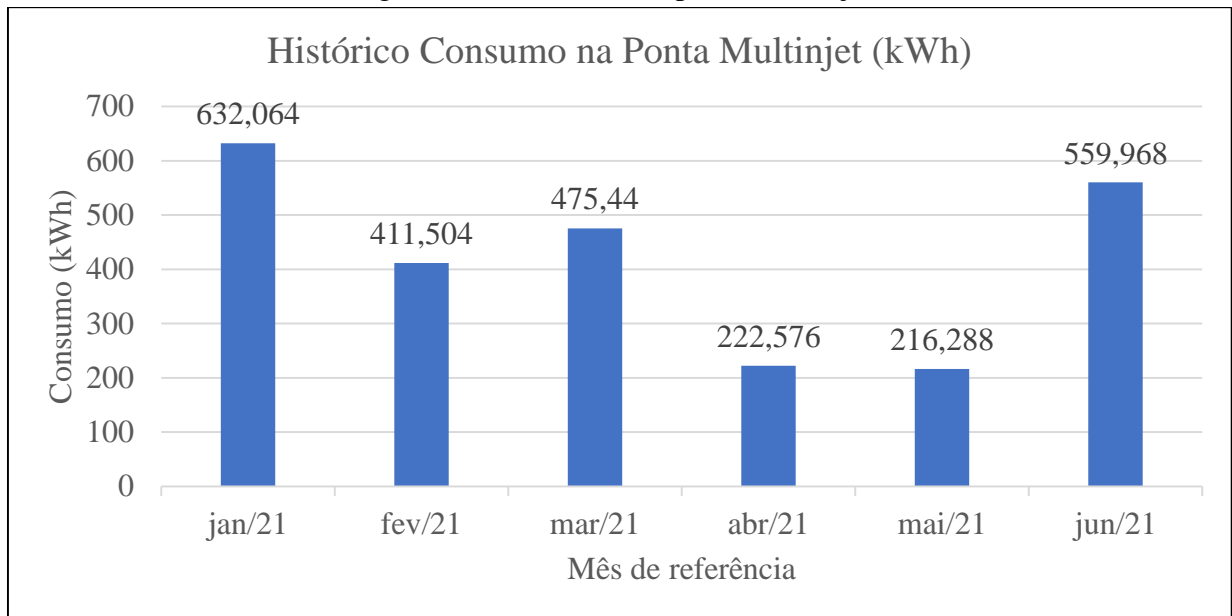
Os gráficos indicam um comportamento “linear” nesta planta quando se trata do consumo fora de ponta, e este tem maior representatividade no consumo total da empresa, característica de uma empresa com atuação diurna. O consumo na ponta, segundo a empresa, resulta da prática de horas extras. Os meses de maio e abril tendem a ter uma menor demanda produtiva, diminuindo ao número horas extras e conseqüentemente o consumo na ponta da empresa. Para fins de estudo, estes meses foram desconsiderados da média pois representam casos isolados ao longo do ano.

Figura 23 – Consumo fora de ponta Multinjet



Fonte: a autora (2021).

Figura 24 – Consumo na ponta Multinjet

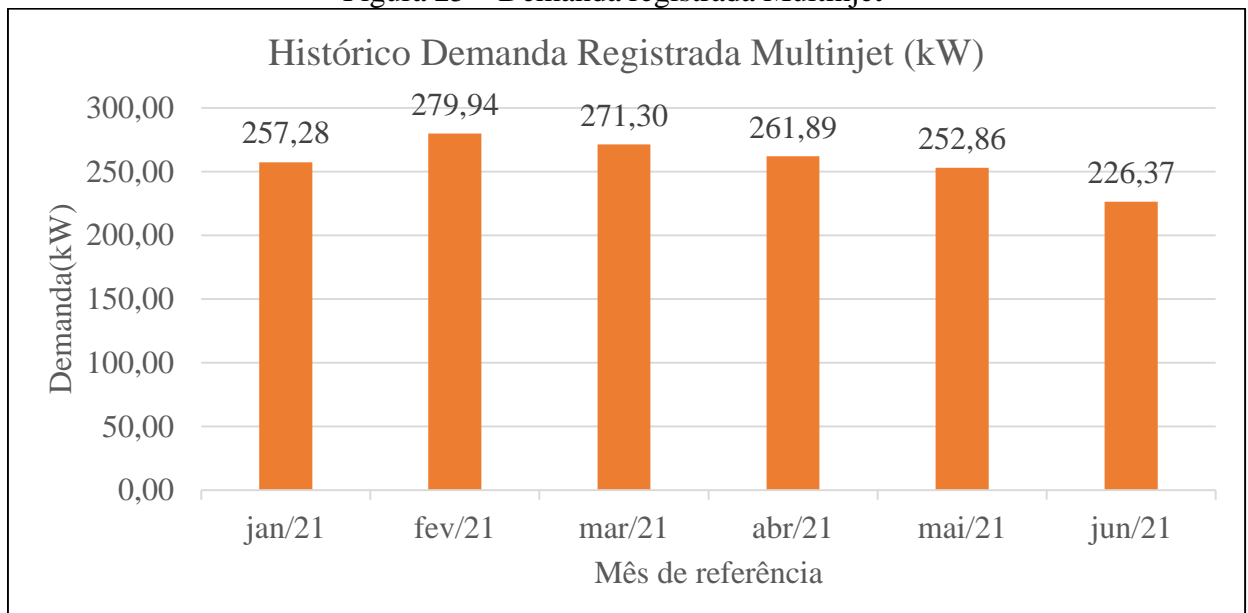


Fonte: a autora (2021).

No gráfico da Figura 23 pode-se observar a demanda registrada da empresa cujos comportamentos nos primeiros cinco meses estudados foram considerados, já o mês de julho foi desconsiderado por apresentar uma demanda registrada fora do padrão dos demais meses, o que no cálculo da média poderia descaracterizá-la.

Os consumos médios e demanda registrada média, bem como os consumos totais atendidos pelo projeto foram calculados com base nas seções 3.3.1 e 3.3.2. A Tabela 4 apresenta os valores obtidos.

Figura 25 – Demanda registrada Multinjet



Fonte: a autora (2021).

Tabela 4 – Capacidade de referência projeto Multinjet

Consumos e demanda registrada de referência Multinjet	
Média Consumo Fora de Ponta (kWh)	45324
Consumo na Ponta (kWh)	519
Percentual Consumo Fora de Ponta do Projeto Fotovoltaico (kWh)	6798
Percentual Consumo Fora de Ponta do Projeto de Armazenamento (kWh)	0
Consumo Total Base do Projeto Fotovoltaico (kWh)	7.318
Consumo Total Base do Projeto de Armazenamento (kWh)	519
Média Demanda Registrada (kW)	264,65

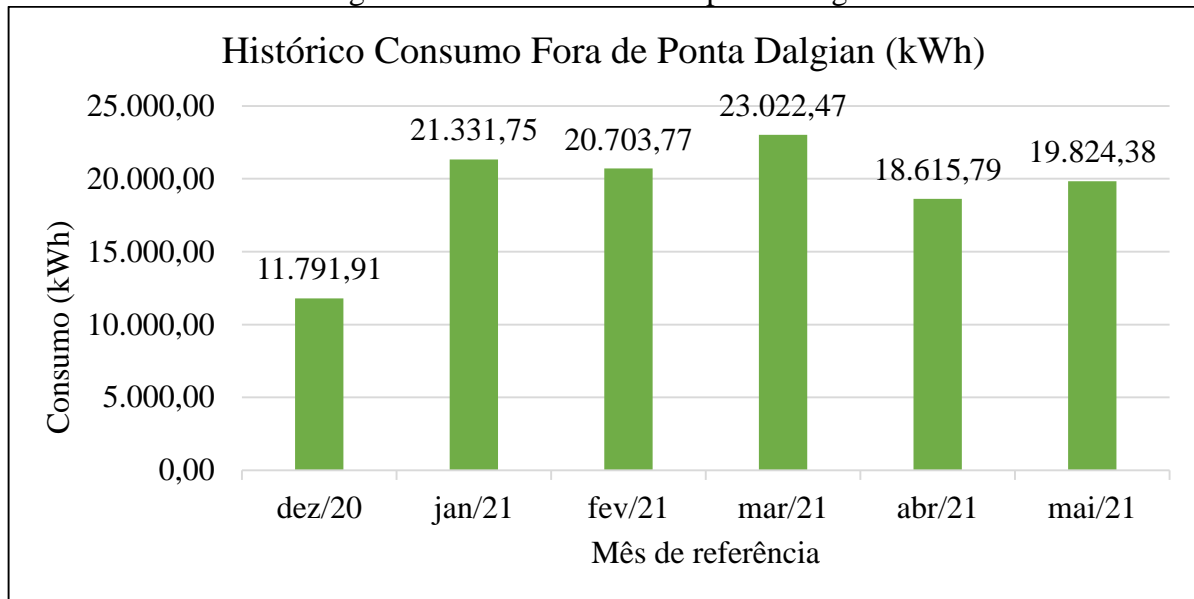
Fonte: a autora (2021).

4.1.3 Comportamento de consumo Dalgian

Os dados das faturas dos meses de dezembro de 2020 a maio de 2021 da empresa Dalgian foram concentrados no **Anexo C**, através deles obteve-se os gráficos das Figuras 25, 26 e 27 que representam, respectivamente, o consumo fora de ponta, consumo na ponta e demanda registrada da empresa.

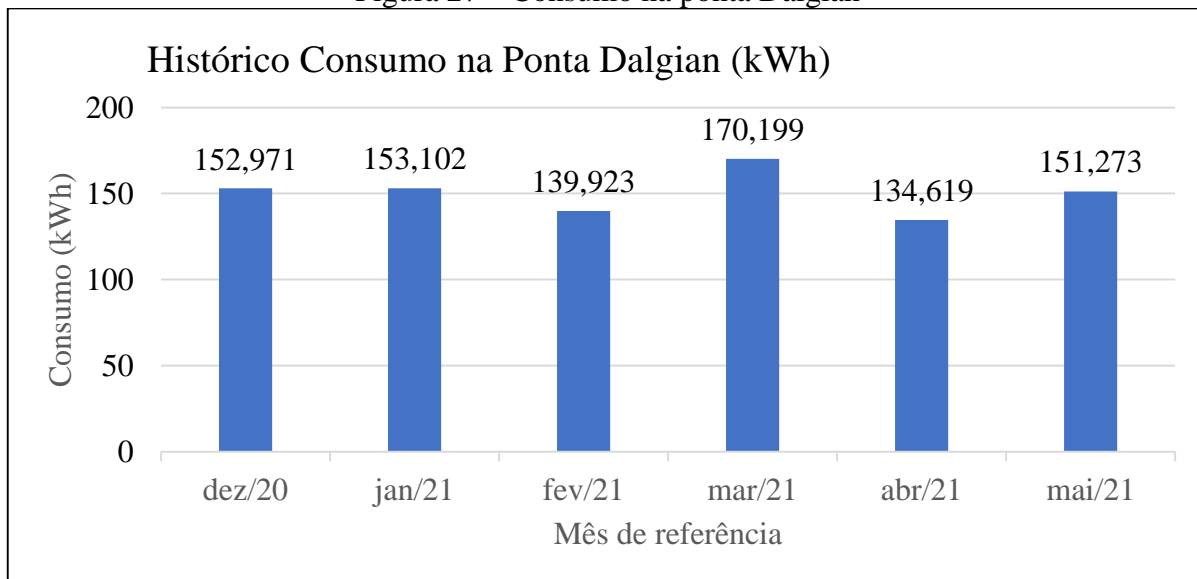
De acordo com os gráficos, o consumo fora de ponta tem um comportamento em torno dos 20.000 kWh a partir de janeiro de 2021, dezembro será desconsiderado por ser um mês de férias coletivas na empresa, apresentando um consumo atípico ao restante do ano. O mês de dezembro também será desconsiderado para demanda registrada, cujo histórico pode ser observado no gráfico da Figura 27. Já o consumo na ponta, conforme pode ser observado no gráfico da Figura 26 tem uma pequena parcela no consumo total da empresa, caracterizado pelas horas extras de acordo com a demanda produtiva; a empresa estabeleceu a janela das 17:30 até as 19:30 para este fim; todos meses foram considerados no cálculo neste caso.

Figura 26 – Consumo fora de ponta Dalgian



Fonte: a autora (2021).

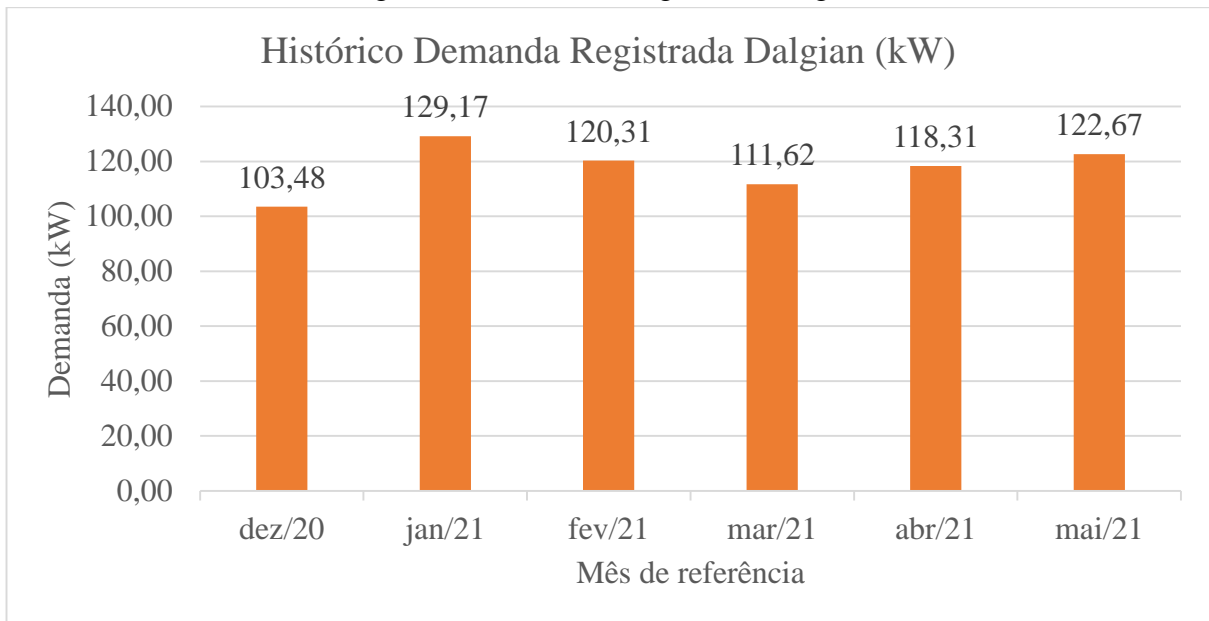
Figura 27 – Consumo na ponta Dalgian



Fonte: a autora (2021).

Os consumos médios e a demanda registrada média, bem como os consumos totais atendidos pelo projeto foram calculados com base nas seções 3.3.1 e 3.3.2. A Tabela 5 apresenta os valores obtidos. Observa-se que os valores da Tabela 5 foram utilizados para os projetos de ambas as concessionárias RGE e Equatorial PA.

Figura 28 – Demanda registrada Dalgian



Fonte: a autora (2021).

Tabela 5 - Capacidade referência do projeto Dalgian

Consumos e demanda registrada de referência Dalgian	
Média Consumo Fora de Ponta (kWh)	20699
Consumo na Ponta (kWh)	150
Percentual Consumo Fora de Ponta do Projeto Fotovoltaico (kWh)	6209
Percentual Consumo Fora de Ponta do Projeto de Armazenamento (kWh)	0
Consumo Total Base do Projeto Fotovoltaico (kWh)	6.360
Consumo Total Base do Projeto de Armazenamento (kWh)	150
Média Demanda Registrada (kW)	120,415

Fonte: a autora (2021).

4.2 LEVANTAMENTO POTENCIAL SOLAR

O levantamento do potencial solar seguiu os parâmetros expostos em 3.4.1, os painéis foram instalados para o norte geográfico, e o ângulo foi obtido através da Tabela 2 com base na latitude de cada cidade conforme pode-se observar na Tabela 6. O software Radasol 2 foi utilizado para obter as radiações médias ao longo do ano em cada cidade, conforme o exposto nas Tabelas 7 e 8. Para fins de projeto, será utilizado o mês com menor índice de radiação de acordo com a premissa estabelecida em 3.4.1, sendo o mês de junho para a cidade de Caxias do Sul com 2952 Wh/m²/dia e o mês de fevereiro para a cidade de Belém com 4180 Wh/m²/dia.

Tabela 6 – Dados de orientação dos painéis

Orientação e ângulo de inclinação dos painéis			
Cidade	Orientação	Latitude	Ângulo de Inclinação
Caxias do Sul-RS	Norte	29°17'	34°
Belém-PA	Norte	1°47'	10°

Fonte: a autora (2021).

Tabela 7 – Dados de radiação anual Caxias do Sul

Radiação Solar Caxias do Sul	
Mês	Irradiação Wh/m ² /dia
Janeiro	4992
Fevereiro	4874
Março	4776
Abril	4450
Maio	3868
Junho	2952
Julho	3894
Agosto	3696
Setembro	4358
Outubro	4928
Novembro	5304
Dezembro	5476

Fonte: a autora (2021).

Tabela 8 - Dados de radiação anual Belém

Radiação Solar Belém	
Mês	Irradiação Wh/m ² /dia
Janeiro	4328
Fevereiro	4180
Março	4204
Abril	4196
Maio	5210
Junho	5508
Julho	6174
Agosto	6400
Setembro	5736
Outubro	5912
Novembro	5550
Dezembro	5062

Fonte: a autora (2021).

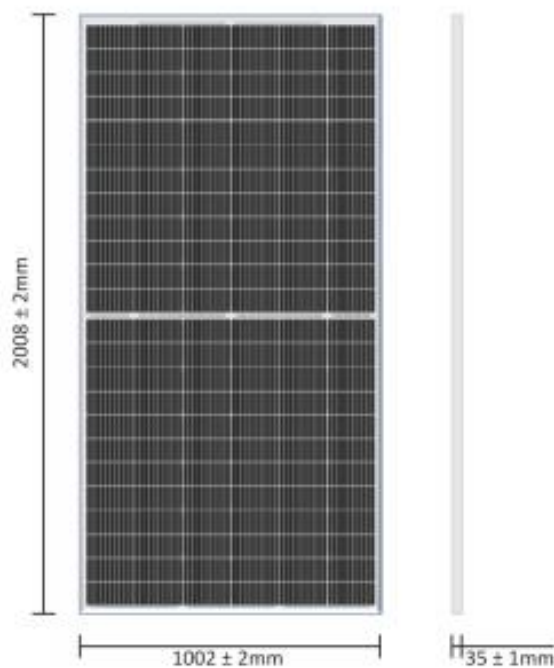
4.3 DIMENSIONAMENTO PROJETOS FOTOVOLTAICOS

O dimensionamento dos projetos fotovoltaicos baseou-se em um único tipo de módulo cujas características estão expostas abaixo. Na sequência dimensionou-se cada projeto com base no método abordado na seção 3.4.2 deste projeto, nas capacidades levantadas na seção 4.1 e nos potenciais solares levantados na seção 4.2.

4.3.1 Dados técnicos módulo

Responsável pela conversão da radiação solar em energia elétrica, o módulo fotovoltaico monocristalina *half-cell* 144 células 410W da Soprano será utilizada nos projetos. O módulo conta com três diodos *by-pass* uma eficiência de até 20,38%, possui 12 anos de garantia de produto e 25 anos de garantia linear de eficiência mínima de 80%. O **Anexo D** apresenta os dados do *datasheet*. A figura 29 traz o desenho técnico do módulo.

Figura 29 – Desenho Técnico



Fonte: Soprano (2021).

4.3.2 Dimensionamento do número de painéis

A Tabela 9 traz os dados de dimensionamento de cada projeto. Os projetos da empresa Soprano e Multinjet tiveram o percentual de consumo fora de ponta atendido alterados por 4,5% e 13%, representando, respectivamente, 4137,35 kWh e 5892,25 kWh, o que alterou o consumo total atendido pelo projeto conforme pode ser visualizado na Tabela 9. Esta alteração se deu pelo fato de que a potência instalada dos projetos com os percentuais iniciais iria superar os 75 kW, superando o limite estabelecido em 3.3.2. O número de painéis a ser utilizado foi arredondado a fim de obter um projeto com uniformidade em suas *strings*.

Tabela 9 – Dimensionamento número de módulos

Projeto módulos fotovoltaicos					
Abreviação	Dados	Soprano	Multinjet	Dalgian Caxias	Dalgian Belém
EMENSAL	Capacidade calculada na seção 4.1 (kWh)	6.179,23	6.411,99	6.360,24	6.360,24
E _P	Energia produzida pelo módulo diariamente (Wh)	1210,46	1210,46	1210,46	1714
E _S	Insolação diária (Wh/m ² /dia)	2952	2952	2952	4180
L _M	Largura do módulo (m)	1,002	1,002	1,002	1,002
H _M	Altura do módulo (m)	2,008	2,008	2,008	2,008
A _M	Área da superfície do módulo (m ²)	2,01	2,01	2,01	2,01
η _M	Eficiência do módulo (%)	20,38%	20,38%	20,38%	20,38%
E _{SISTEMA}	Capacidade do sistema (kWh)	205,973	213,73	212	212
N _P	Número de módulos	170,16	176,57	175,15	123,69
N _{PP}	Número de módulos utilizado no projeto	180	180	180	135
P _M	Potência do módulo W	410	410	410	410
P _I	Potência instalada (kW)	73,8	73,8	73,8	55,35

Fonte: a autora (2021).

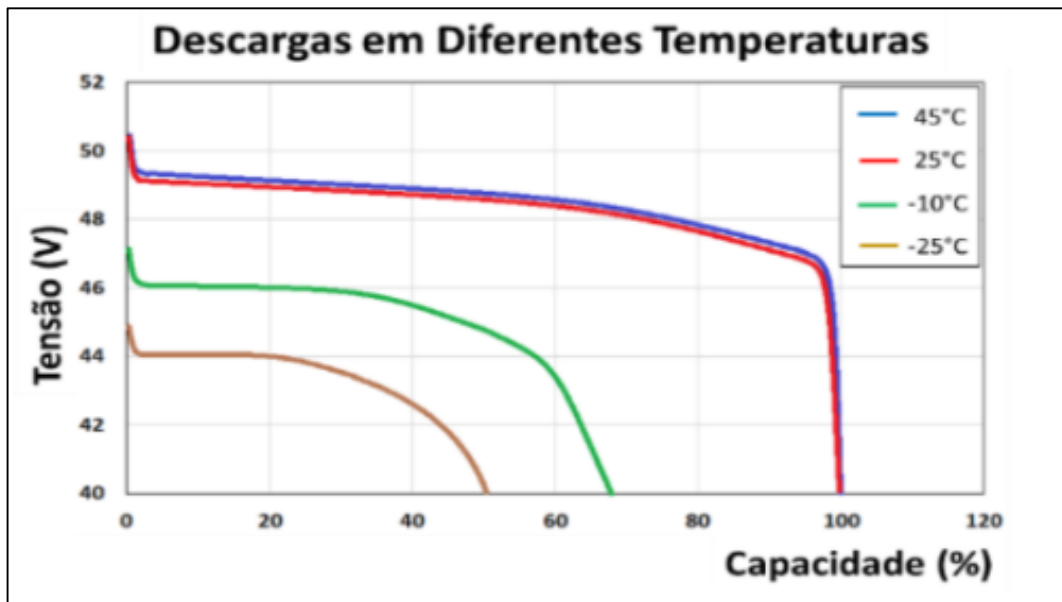
4.4 DIMENSIONAMENTO DOS BANCOS DE BATERIA

O dimensionamento dos projetos de armazenamento seguirá a metodologia abordada na seção 3.4.2 deste trabalho. A metodologia será aplicada para os dois tipos de baterias estudados: íon-lítio e chumbo-ácido.

4.4.1 Dados técnicos bateria de íon-lítio

Os projetos de armazenamento da tecnologia de lítio foram dimensionados com base na de bateria 48MLS100IN fabricante Moura, com instalação *indoor*. As informações dos *datasheets* podem ser visualizadas no **Anexo E**. De acordo com o fabricante, as baterias de lítio podem ser descarregadas em faixas muito próximas ao 100%. Neste trabalho será considerado 75% de profundidade de descarga, uma faixa com boa relação tensão *versus* capacidade em temperaturas de 25°C e 45°C, de acordo com gráfico da Figura 30; a bateria possui uma capacidade de realizar aproximadamente 6000 ciclos de acordo conforme o *datasheet*.

Figura 30 – Descargas em diferentes temperaturas



Fonte: Moura (2021).

4.4.2 Projetos de armazenamento baterias de lítio

A Tabela 10 traz os dados dos projetos de armazenamento com base nas baterias de lítio. Observa-se que o número de baterias em paralelo não é um número inteiro de acordo com os cálculos apresentados na tabela, para fins de projeto este número foi arredondado para 8 baterias por banco nos projetos Soprano, 7 baterias por banco no projeto Multinjet e para 4 baterias nos projetos Dalgian Caxias e Dalgian Belém. O projeto Soprano necessitou do dimensionamento de 7 bancos bateria de tamanhos iguais, e o projeto Multinjet necessitou de 2 bancos; dividido a atender as especificações do inversor híbrido utilizado no projeto, cujo dimensionamento será abordado na sequência deste capítulo.

Os bancos de baterias de todos os projetos foram instalados em uma sala específica de cada empresa, com climatização para manter a temperatura nos níveis adequados ao seu correto funcionamento. Na Figura 31 pode-se visualizar a disposição das baterias nas salas sendo a sala *a* correspondente ao projeto Soprano, a sala *b* correspondente ao projeto Multinjet e a sala *c* correspondente aos projetos Dalgian Caxias e Dalgian Belém.

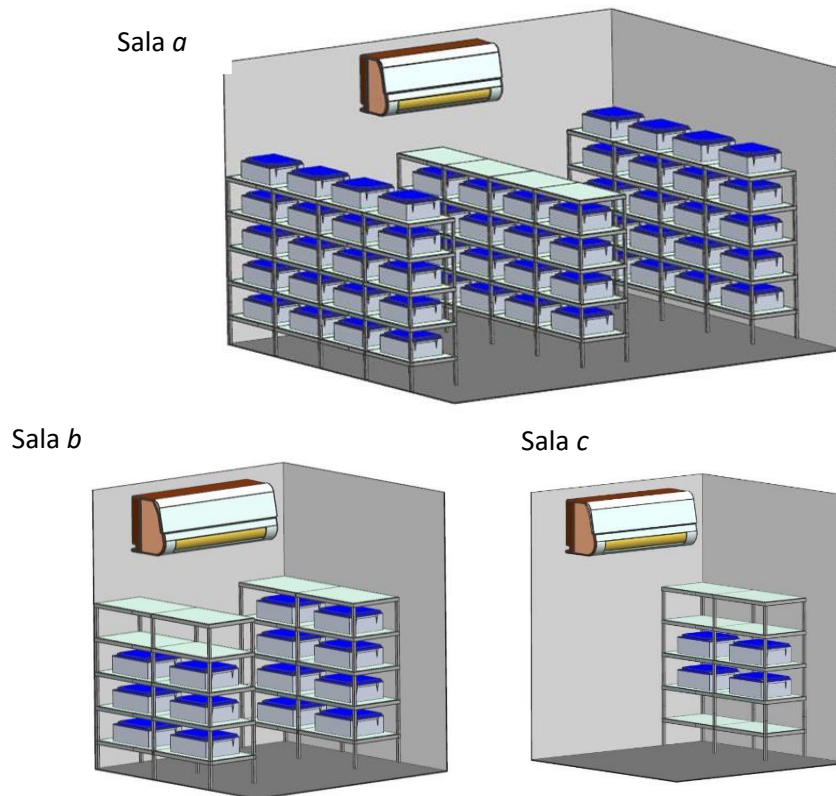
As prateleiras das salas possuem 1,48 metros de altura para facilitar a instalação. A disposição apresentada na figura foi realizada de forma a alocar da melhor maneira as baterias nas salas, não sendo considerado a separação de cada banco em uma única prateleira. Os cabos também não foram apresentados no desenho, porém no projeto real estão presentes e farão a conexão de cada bateria com seu respectivo banco.

Tabela 10 – Dimensionamento bancos de baterias de lítio

Projetos banco de baterias íon-lítio (48MLS100IN)					
Abreviação	Dados	Soprano	Multinjet	Dalgian Caxias	Dalgian Belém
E_N	Energia necessária para um dia de operação do projeto (Wh)	97231,9	24749,5	7159,52	7159,52
E_{HO}	Energia necessária para uma hora de operação (W)	32410,63	8249,84	2386,50	2386,50
N_{BB}	Número de banco de baterias	7	2	1	1
E_{NB}	Energia necessária por banco de baterias por dia (Wh)	24307,98	24749,52	7159,52	7159,52
E_{MENSAL}	Capacidade calculada na seção 4.1.1(kWh)	2041,87	519,74	150,35	150,35
N_{dias}	Número de dias de autonomia	2	2	2	2
V_{BB}	Tensão do banco de baterias (V)	48	48	48	48
V_B	Tensão da bateria (V)	48	48	48	48
E_{AS}	Energia armazenada total pelo sistema (Wh)	194463,81	49499,05	14319,05	14319,05
E_A	Energia armazenada total por banco (Wh)	27780,54	24749,52	14319,05	14319,05
N_{BS}	Número de baterias ligadas em série	1	1	1	1
N_{BP}	Número de baterias ligadas em paralelo	7,72	6,87	3,98	3,98
C_{BANCO}	Capacidade do banco de baterias (Ah)	771,68	687,49	397,75	397,75
P_D	Profundidade de descarga (%)	75%	75%	75%	75%
$C_{BATERIA}$	Capacidade da bateria (Ah)	100	100	100	100
Q_B	Quantidade de baterias utilizadas	56	14	4	4
C_{BF}	Capacidade do banco final (Ah)	800	700	400	400

Fonte: a autora (2021).

Figura 31 – Disposição das baterias nas salas

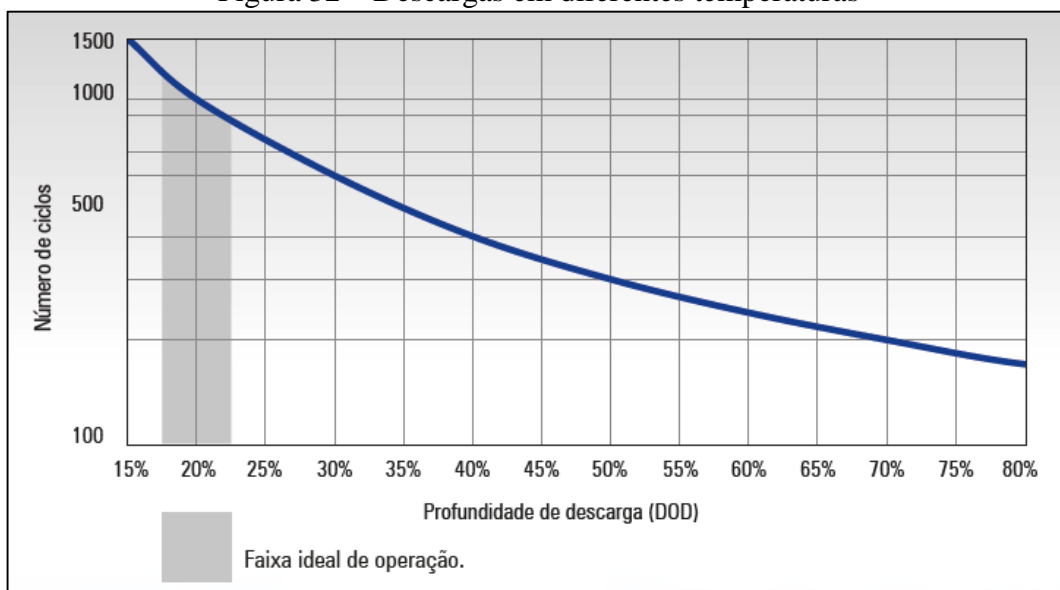


Fonte: A autora (2021).

4.4.3 Dados técnicos bateria de chumbo-ácido

Os projetos de armazenamento da tecnologia de chumbo-ácido foram dimensionados com base na de bateria 12MS234 fabricante Moura. As informações dos *datasheets* podem ser visualizadas no **Anexo F**. De acordo com o fabricante, as baterias de chumbo-ácido podem ser descarregadas até no máximo 50%. Porém, será adotada a profundidade de 20% que confere melhor relação custo-benefício com 1000 ciclos de operação, conforme pode ser visualizado na Figura 32.

Figura 32 – Descargas em diferentes temperaturas



Fonte: Moura (2021).

4.4.4 Projetos de armazenamento baterias de chumbo-ácido

A Tabela 11 traz os dados dos projetos de armazenamento com base nas baterias de chumbo-ácido. Assim como no caso do projeto com baterias de íon-lítio, o projeto Soprano chumbo-ácido também necessitou do dimensionamento de 4 bancos bateria de tamanhos iguais, o mesmo inversor híbrido foi utilizado em ambos os projetos.

Os bancos de baterias de chumbo-ácido foram alocados nas salas da mesma forma que o exposto na seção 4.4.2 para as baterias de íon-lítio; porém no caso dos projetos de chumbo-ácido há um número maior de baterias.

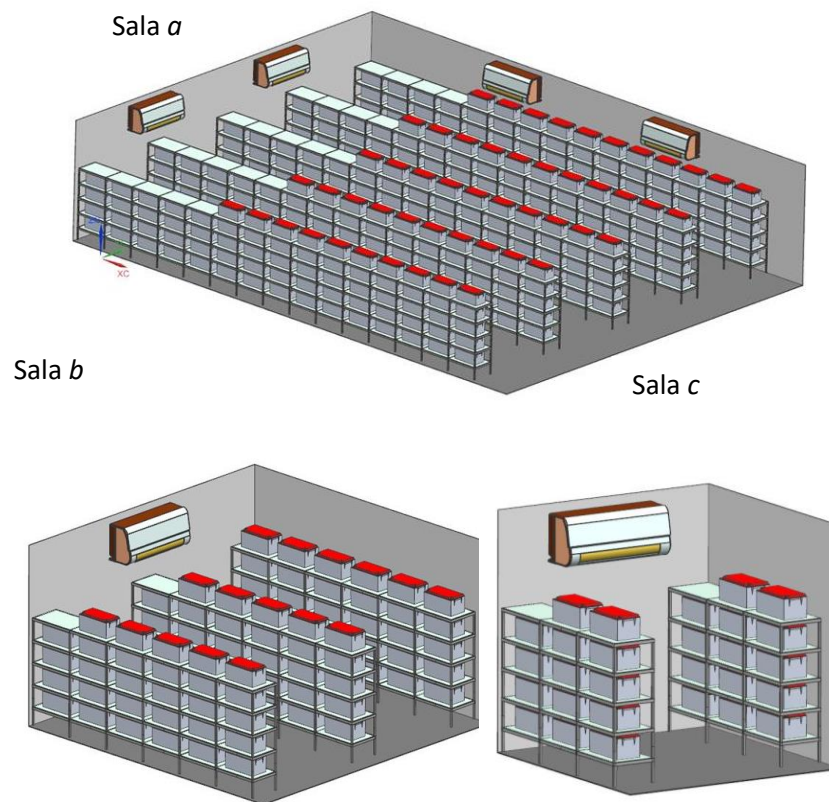
A Figura 33 apresenta a disposição em cada sala, a nomenclatura das salas também foi preservada.

Tabela 11 – Dimensionamento bancos de baterias de chumbo-ácido

Abreviação	Dados	Soprano	Multinjet	Dalgian Caxias	Dalgian Belém
E_N	Energia necessária para um dia de operação do projeto (Wh)	97231,90	24749,5 2	7159,52	7159,52
E_{HO}	Energia necessária para uma hora de operação (W)	32410,63	8249,84	2386,51	2386,51
N_{BB}	Número de banco de baterias	4	1	1	1
E_{NB}	Energia necessária por banco de baterias por dia (Wh)	24307,98	24749,5 2	7159,52	7159,52
E_{MENSAL}	Capacidade calculada na seção 4.1.1(kWh)	2041,87	519,74	150,35	150,35
N_{dias}	Número de dias de autonomia	2	2	2	2
V_{BB}	Tensão do banco de baterias (V)	48	48	48	48
V_B	Tensão da bateria (V)	12	12	12	12
E_{AS}	Energia armazenada total pelo sistema (Wh)	194463,8 1	49499,0 5	14319,0 5	14319,0 5
E_A	Energia armazenada total por banco (Wh)	48615,95	49499,0 5	14319,0 5	14319,0 5
N_{BS}	Número de baterias ligadas em série	4	4	4	4
N_{BP}	Número de baterias ligadas em paralelo	21,64	22,03	6,37	6,37
C_{BANCO}	Capacidade do banco de baterias (Ah)	5064,16	5156,15	1491,57	1491,57
P_D	Profundidade de descarga (%)	20%	20%	20%	20%
$C_{BATERIA}$	Capacidade da bateria (Ah)	234	234	234	234
Q_B	Quantidade de baterias utilizadas	352	88	28	28
C_{BF}	Capacidade do banco final (Ah)	5148	5148	1638	1638

Fonte: a autora (2021).

Figura 33 – Disposição das baterias nas salas



Fonte: a autora (2021).

4.5 DIMENSIONAMENTO INVERSORES

O inversor híbrido utilizado nos projetos foi definido de acordo com a seção 3.4.3. Utilizou-se o inversor SUN-10K-SG04LP3 da linha de inversores para sistemas de armazenamento da *Deye*, cujo *datasheet* encontra-se no **Anexo H**.

Como alternativa para diminuição de custos utilizou-se uma aplicação “mista” de inversores nos projetos. Os projetos contam tanto com o inversor híbrido como com inversores convencionais. Os inversores híbridos foram destinados a alocação dos bancos de baterias e *strings* correspondentes a sua potência, já os últimos alocaram as demais *strings* de cada projeto fotovoltaico. Apenas o projeto Soprano íon-lítio é totalmente atendido por inversores híbridos; neste projeto o número de inversores híbridos necessários ao atendimento dos bancos de baterias supriu a potência total do sistema fotovoltaico.

Os inversores convencionais foram dimensionados de acordo com a seção 2.7.5 deste trabalho. Dada a peculiaridade de cada projeto, foram utilizados inversores convencionais

distintos em termos de potência para o atendimento dos projetos. Inversores da *Deye* foram utilizados, sendo eles: SUN-25K-G02, SUN-40K-G, SUN-50K-G, SUN-35K-G; cujos dados do *datasheet* estão disponíveis no **Anexo I. O Apêndice A** traz os dados de dimensionamento dos inversores, na Tabela 12 pode-se visualizar os principais dados do dimensionamento, as *strings* de todos os projetos foram dimensionadas com 15 módulos.

A gestão de energia do sistema será realizada por meio do inversor híbrido. No equipamento será programado o máximo % de descarga da bateria, assim como os horários de carga e descarga (horário de ponta) da bateria. A energia fotovoltaica será utilizada com o seguinte nível de prioridade: primeiro para carregar a bateria e depois para alimentar a carga; a rede fará o suplemento para a carga.

A Alimentação da carga seguirá os seguintes níveis de prioridade: a energia prioritária do sistema é sempre a energia fotovoltaica. Então a 2ª e 3ª prioridade de energia será o banco de baterias, ou rede de acordo com as configurações. Quando no horário de uso, a bateria passa a ser a 1ª opção, no horário de ponta das 18 às 21hs.; já a rede ocupa a 2ª opção no horário fora de ponta.

Os diagramas unifilares dos projetos dimensionados são apresentados nos **Apêndices de B à I**. Os primeiros quatro correspondem aos projetos de e íon-lítio e os demais referentes aos projetos de chumbo-ácido; seguindo a sequência das empresas: Soprano, Multinjet, Dalgian Caxias, Dalgian Belém.

Tabela 12 – Principais dados do dimensionamento dos inversores

Dimensionamento inversores sistemas lítio/chumbo-ácido						
Dados	Soprano Lítio	Soprano Chumbo-ácido	Multinjet Lítio	Multinjet Chumbo-ácido	Dalgian Caxias	Dalgian Belém
Nº de inversores híbridos utilizados	7	4	2	1	1	1
Inversor convencional	Não possui	SUN-25K-G02	SUN-40K-G	SUN-50K-G		SUN-35K-G
Potência ligada aos inversores híbridos (W)	73800	49200	24600	12300	12300	12300
Potência ligada aos inversores convencionais (W)	Não possui	24600	52000	61500	61500	43050
Nº de <i>strings</i> inversores híbridos	12	8	4	2	2	2
Nº de <i>strings</i> inversores convencionais	Não possui	4	8	10	10	7

4.6 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

A análise econômica seguiu as premissas e metodologias abordadas em 3.5. Ao longo desta seção serão abordados o levantamento de custos, os reajustes tarifários bem como os impostos pertinentes a fatura de energia, o fluxo de caixa e por fim os índices econômicos obtidos em cada projeto.

4.6.1 Levantamento de custos

Para o levantamento dos custos do projeto fez-se necessário obter a vida útil das baterias através do número de ciclos indicados, de acordo com o dimensionamento dos sistemas em 4.4.1 e 4.4.3. O ciclo do sistema é de dois dias de plena operação da empresa e o horário de ponta, bem como o funcionamento das empresas, é de cinco dias semanais. Sendo assim, a bateria terá semanas com dois ciclos e semanas com três ciclos completos. Contabilizando 52 semanas anuais utilizou-se a média 2,5 ciclos semanais para fins de cálculo.

A bateria de lítio não precisará ser substituída ao longo da vida útil dos projetos. Já as baterias de chumbo-ácido terão que ser substituídas duas vezes ao longo da vida útil do projeto com 7,7 anos e 15,4 anos. Mesmo assim, a vida útil destas baterias irá acabar no 23º ano, não suprimindo toda vida útil dos projetos que é de 25 anos. A Tabela 13 apresenta os dados do ciclo de vida das baterias.

Tabela 13 – Ciclo de vida das baterias

Vida útil baterias				
Tipo	Ciclos	Ciclagem semanal	Ciclagem anual	Durabilidade (anos)
Lítio	6000	2,5	130	46,1
Chumbo-ácido	1000	2,5	130	7,6

Fonte: a autora (2021).

Os custos do kit gerador fotovoltaico, projeto mais instalação, assim como percentual cobrado comumente para manutenção e seguro (1,2% do investimento inicial) foram levantados com fornecedores e instaladores. O preço das baterias foi orçado com a empresa Moura; já o custo do projeto mais instalação do banco de baterias foi estimado em 20% do custo do banco de baterias, percentual este que está na faixa do utilizado para projetos fotovoltaicos (20 a 30%). Os custos de climatização e estrutura para alocação dos bancos foram replicados de acordo com o tamanho, através do orçamento realizado para Dalgian projeto lítio. O preço dos inversores

híbridos foi obtido em dólares diretamente da China e convertido para reais. Foi adicionado 60% de imposto sobre importação, já que não existe atualmente no mercado nacional, um inversor que atenda o escopo do projeto.

Optou-se pela compra do kit gerador fotovoltaico, pois neste tipo de aquisição tem isenção de ICMS, o kit contempla: módulos, inversores, cabos, disjuntores, DPS, estruturas, quadros, acessórios, *stringbox*. As estruturas utilizadas são para telhado, por possuir custo menor, considerou-se que em todos os projetos a estrutura dos telhados suportaria o peso do projeto.

O preço dos bancos para a substituição foi reajustado em 43,7%, pois de acordo com o gráfico da seção 2.5.1, há uma queda de 5,67% ao ano nos preços. O preço da mão de obra para substituição do banco foi calculado em 10% do preço do banco, pois na substituição não se faz necessário o desenvolvimento de um novo projeto.

O preço dos inversores na data da substituição também foi reajustado em 6,3 %, uma média do percentual apresentado por Mayer (2015), de 18,9% em 36 anos na seção 2.5.1 deste trabalho. A mão de obra foi calculada com base em 20% do valor dos inversores, pois o projeto e instalação inicial estavam em aproximadamente 30% do valor do kit. Partiu-se da premissa de que os inversores híbridos já estarão consolidados no mercado nacional, e neste caso não será cobrado imposto sobre importação.

Na Tabela 14 estão apresentados os valores totais de custo cada projeto. Sendo os custos iniciais correspondentes ao investimento dos projetos e o custo total o somatório do custo inicial e os custos adicionais ao longo da vida útil do projeto assim como substituição dos inversores, baterias e custos com manutenção e seguro. No **Apêndice J** são apresentados os valores detalhados.

Tabela 14 – Custos dos projetos

Projeto	Custo inicial (R\$)	Custo total (R\$)
Soprano Lítio	R\$1.529.105,61	R\$2.076.315,96
Soprano Chumbo-ácido	R\$1.025.811,20	R\$1.883.466,21
Multinjet Lítio	R\$600.736,25	R\$837.749,87
Multinjet Chumbo-ácido	R\$474.713,72	R\$880.801,23
Dalgian Caxias Lítio	R\$386.060,70	R\$555.755,05
Dalgian Caxias Chumbo-ácido	R\$363.906,84	R\$565.621,79
Dalgian Belém Lítio	R\$316.236,24	R\$446.795,27
Dalgian Belém Chumbo-ácido	R\$294.082,38	R\$456.662,02

Fonte: a autora (2021).

4.6.2 Fatura de energia e tarifas aplicadas

As tarifas base para o primeiro ano de projeto foram obtidas do site da RGE e da Equatorial PA e podem ser visualizadas nas Tabelas 15 e 16.

A partir do segundo ano de vida dos projetos, as tarifas foram reajustadas de acordo com a metodologia da seção 3.5.2 deste trabalho. O cálculo do valor total da fatura ano a ano seguiu as premissas adotadas em 3.5.2.

Os valores das tarifas foram obtidos no site das concessionárias na data de 02/11/2021. O valor do ICMS varia de estado para estado e foi mantido ao longo de toda vida útil do projeto.

Os valores de PIS e Cofins também foram mantidos, e são resultado da média dos últimos doze meses da incidência destes tributos de acordo com o histórico disponível no site da RGE.

Não foi possível obter o histórico destes tributos referente a Equatorial PA, portanto adotou-se os mesmos valores calculados com base na RGE.

O histórico dos impostos PIS e Cofins está apresentado no **Apêndice K**, sendo os valores obtidos pelas médias 0,99% e 4,58%, respectivamente. O histórico do IPCA dos anos de 2019 a 2021 está apresentado no **Apêndice L** e sua média anual resultou em 6,36%.

As tarifas foram reajustadas anualmente a partir desta taxa. Nos **Apêndices M e N** são apresentados os valores das tarifas para cada ano sem e com tributos da RGE e da Equatorial PA, respectivamente.

Tabela 15 – Tarifas e impostos aplicados RGE Sul

Tarifa - RGE Sul Grupo A4	
Demanda TUSD (kW)	R\$ 27,18000
Consumo TUSD Ponta (kWh)	R\$ 1,07454
Consumo TUSD Fora Ponta (kWh)	R\$ 0,08670
Consumo TE Ponta (kWh)	R\$ 0,43786
Consumo TE Fora Ponta (kWh)	R\$ 0,27066
Ultrapassagem kW	R\$ 54,36000
Bandeira vermelha P2 (kWh)	R\$ 0,09492
ICMS	17,50%
PIS	0,99%
Cofins	4,58%

Fonte: a autora (2021).

Tabela 16 – Tarifas e impostos aplicados Equatorial PA

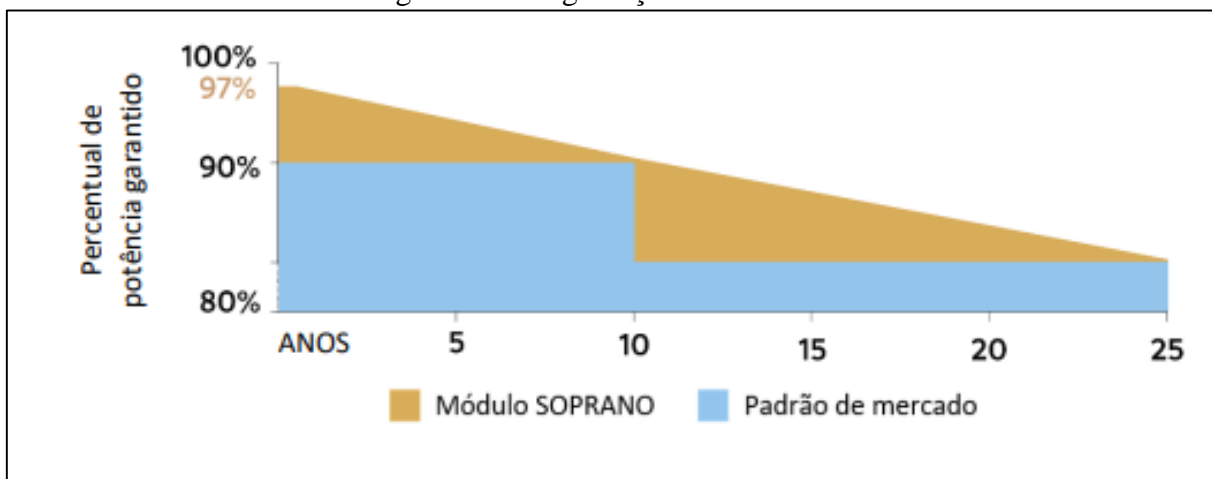
Tarifa - Equatorial Energia Grupo A4	
Demanda TUSD (kW)	R\$ 33,2200
Consumo Ponta (kWh)	R\$ 3,0717
Consumo Fora Ponta (kWh)	R\$ 0,2913
Bandeira vermelha P2 (kWh)	R\$ 0,09492
ICMS	25%
PIS	0,99%
Cofins	4,58%

Fonte: a autora (2021).

4.6.3 Energia produzida por mês do ano versus depreciação dos módulos

A energia produzida por mês do ano foi calculada de acordo com a metodologia da seção 3.5.3 deste trabalho. A taxa de degradação dos módulos foi obtida através do gráfico da Figura 34, retirado do *datasheet* do módulo. Nos primeiros 9 anos é de 0,777%/ano somando 7% nos primeiros 9 anos, e nos 15 anos seguintes de 0,666%/ano somando 10% no período, sendo assim considerou-se que a perda percentual foi uniforme em cada período. No **Apêndice O** estão descritas as produções de energia mensal por ano do sistema, bem como a energia residual, que será utilizada para alimentar a carga no horário fora de ponta.

Figura 34 – Degradação dos módulos



Fonte: a autor (2021).

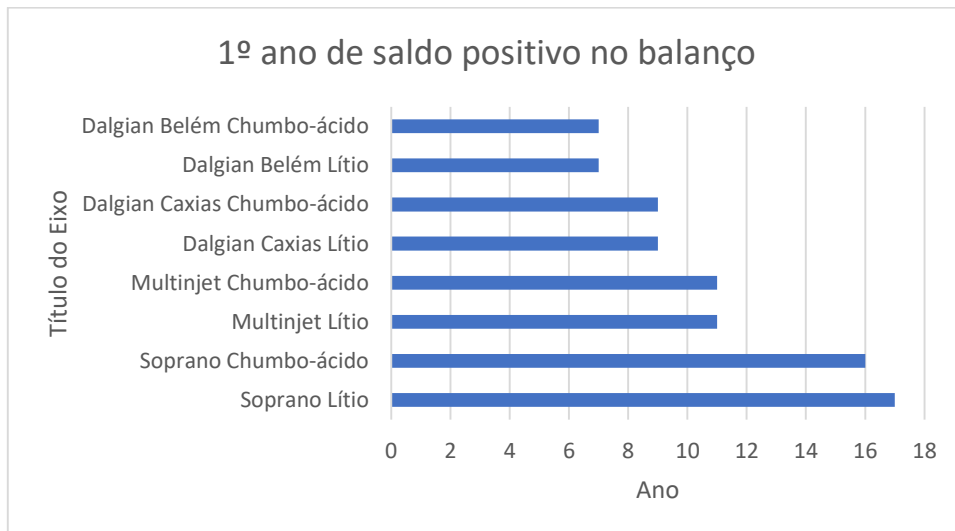
4.6.4 Fluxo de caixa

O fluxo de caixa foi desenvolvido com base na metodologia da seção 3.5.3 deste trabalho. Os **Apêndices P e Q** trazem a estimativa de gastos anuais das empresas com energia elétrica, respectivamente, sem o desenvolvimento do projeto e com o desenvolvimento do projeto; a diferença entre os gastos é a entrada utilizada na planilha de fluxo de caixa apresentada no **Apêndice R**. As demandas consideradas nos cálculos dos custos de energia foram adequadas com a média obtida em 4.1.

Nas aplicações de chumbo-ácido, as saídas do 24º e 25º ano também são alimentadas com o valor de energia consumida na ponta, nesta data as baterias que já foram substituídas por duas vezes não se encontram mais em vida útil e o sistema passa a operar somente como geração de energia. Considerou-se que no primeiro ano não há gasto de manutenção e seguro, pois o fornecedor já oferece este bônus aos clientes; no último ano de operação do sistema também não foram considerados estes custos justamente pelo fim da vida útil do projeto.

Os balanços finais de todos os projetos resultaram em saldos positivos e os primeiros anos da vida do projeto, em que o balanço resultou em saldo positivo, podem ser visualizados no gráfico da Figura 35.

Figura 35 – Primeiro ano de saldo positivo dos balanços



Fonte: a autora (2021).

4.6.5 Indicadores econômicos

Os indicadores econômicos foram calculados com base na metodologia abordada em 3.5.4. No **Apêndice R** foi apresentado o histórico da taxa Selic dos anos de 2019 a 2021,

resultando em uma média de 4,09%, utilizada neste trabalho como taxa mínima de atratividade. A Tabela 17 traz o resultado dos indicadores abordados neste trabalho para cada projeto.

Tabela 17 – Indicadores econômicos

Parâmetros econômicos				
Lítio				
Empresa	Soprano	Multinjet	Dalgian Caxias	Dalgian Belém
VPL	R\$329.525,27	R\$575.127,88	R\$619.815,62	R\$851.649,02
TIR	5,61%	9,96%	13,18%	17,85%
<i>Payback</i> Descontado (anos)	22	15	11	8
<i>Payback</i> Simples (anos)	17	11	9	7
ROI	67%	163%	239%	391%
LCOE (R\$/kWh)	4,218435846	1,672725973	1,087117164	0,832958505
Chumbo-ácido				
Empresa	Soprano	Multinjet	Dalgian Caxias	Dalgian Belém
VPL	R\$447.307,65	R\$544.225,60	R\$608.569,79	R\$827.149,29
TIR	7,02%	10,81%	13,51%	18,52%
<i>Payback</i> Descontado (anos)	19	14	11	8
<i>Payback</i> Simples (anos)	16	11	9	7
ROI	45%	118%	222%	358%
LCOE (R\$/kWh)	3,172830621	1,474746947	1,053920488	0,801699625

Fonte: a autora (2021).

4.7 ANÁLISE DOS RESULTADOS

O estudo de viabilidade técnica e econômica da utilização de sistemas de armazenamento atrelado a geração fotovoltaica baseou-se no estudo de caso de três consumidores reais do grupo A4, localizados na cidade de Caxias do Sul. Duas tecnologias destacam-se no cenário mundial quando o assunto é armazenamento de energia com baterias, sendo elas: íon-lítio destacada como a tendência do futuro e as baterias de chumbo-ácido por seu custo-benefício; ambas as tecnologias foram o foco do estudo deste trabalho a fim de realizar um comparativo entre ambas.

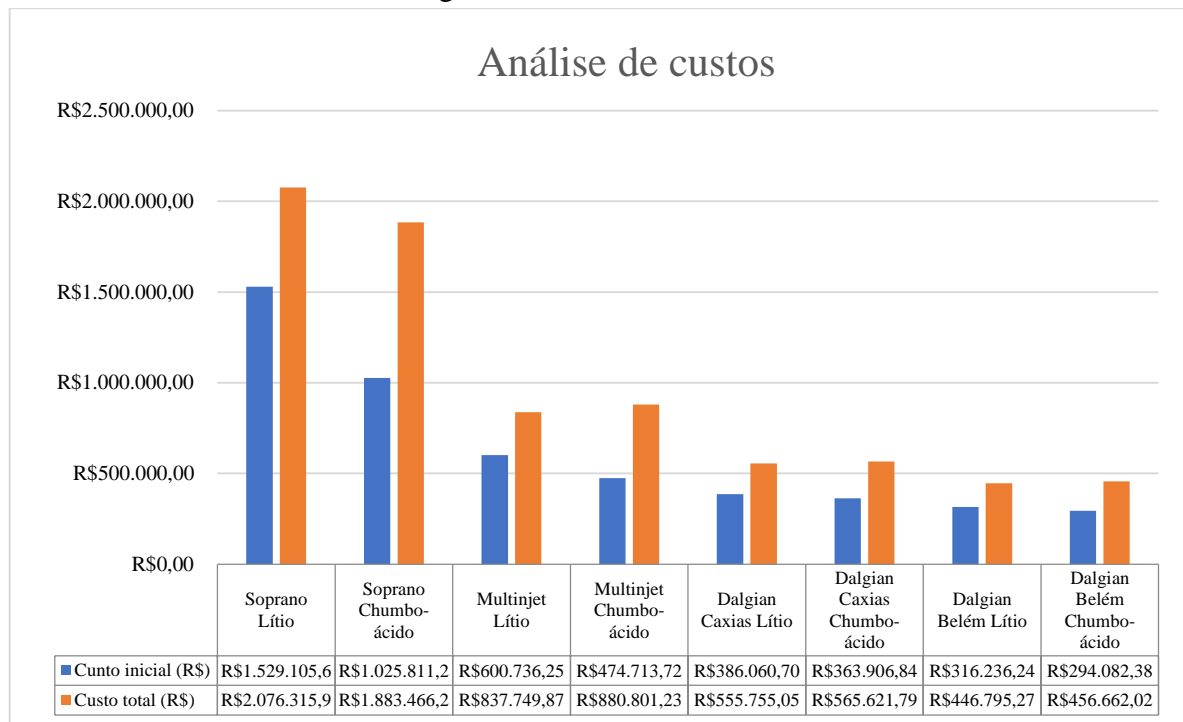
Ao longo da revisão teórica, realizada no capítulo 2 deste trabalho, observou-se a atratividade de aplicação do sistema no horário de ponta; a fim de reduzir os custos da fatura energia, quando o preço pelo kWh fica mais caro. No capítulo 2, com destaque para a referência da Greener (2021b), foi abordada a influência da questão tarifária na relação de viabilidade dos sistemas de armazenamento; no decorrer do trabalho foi deslocada a empresa Dalgian,

preservando suas características para a cidade de Belém, onde a tarifa de energia é mais elevada, como meio de observar as diferenças provocadas pelo ambiente tarifário.

Os custos iniciais e o custo total dos projetos levantados em 4.6.1 resultaram no gráfico da Figura 36. Conforme pode-se observar, nos projetos da empresa Soprano, onde o consumo na ponta é maior, por possuir 3º turno em plena atividade, os custos iniciais com o sistema baseado nas baterias de íon-lítio (R\$ 1.529.105,61) são superiores ao projeto de chumbo ácido (R\$ 1.025.811,20), bem como os custos totais do projeto (R\$ 2.076.315,96 e 1.883.466,21), respectivamente; esta diferença foi intensificada pelo número de inversores híbridos aplicados no projeto de lítio. Estes inversores possuem preços mais elevados, além de demandar importação em um momento inicial.

Já nas demais aplicações pode-se observar que os custos iniciais dos projetos de lítio são superiores, sendo os valores: Multinjet (R\$ 600.736,25 e R\$ 474.713,72), Dalgian Caxias (R\$ 386.060,70 e R\$ 363.906,84), Dalgian Belém (R\$ 316.236,24 e R\$ 294.082,38), respectivamente, para as aplicações de lítio e chumbo-ácido. Porém, ao longo da vida útil esta diferença é compensada pela demanda de substituição das baterias de chumbo-ácido, sendo que ao final dos 25 anos a aplicação de lítio nos três casos torna-se mais barata em uma diferença: (R\$ 43.051,36, R\$ 9.866,74 e R\$ 9.866,75) em cada empresa, respectivamente.

Figura 36 - Análise de custos



Fonte: a autora (2021).

De acordo com os indicadores apresentados na Tabela 18, em termos resultado pode-se observar:

A lucratividade expressa pelo VPL de todos os projetos indicou que quanto menor o projeto de armazenamento e maior o percentual de consumo fora ponta atendido pelo projeto fotovoltaico, vale destacar que todas as empresas tiveram 100% do consumo na ponta atendido por ambos os projetos, maior a lucratividade do sistema.

A empresa Soprano com cerca de 4,5% do consumo fora ponta atendido no projeto de armazenamento e bancos com capacidade de atender cerca de 32kWh de potência no horário de ponta obteve VPL's de (R\$ 329.525,27 e R\$ 447.307,65), para lítio e chumbo-ácido, respectivamente.

Já a empresa Dalgian Caxias, por exemplo, com cerca de 30% do consumo fora ponta atendido pelo sistema de armazenamento (um banco capaz de atender aproximadamente 2,4kWh no horário de ponta), obteve VPL's de R\$ 619.815,62 e R\$ 608.569,79.

Na análise do VPL, o comparativo entre as tecnologias seguiu os mesmos passos dos custos, onde no projeto Soprano a lucratividade do projeto de chumbo-ácido foi maior com uma diferença de R\$117.782,38 e nos demais projetos a aplicação de lítio foi mais lucrativa com um ganho comparativo da Multinjet (R\$ 30.902,28), Dalgian Caxias (R\$ 11.245,83) e Dalgian Belém (R\$ 24.499,73).

O TIR indica se a taxa de juros empregada na análise do VPL é adequada a rentabilidade do sistema; a taxa de mínima de atratividade empregada no estudo foi de 4,09%, menor que a TIR calculada em todos os projetos, que ficaram em uma janela de 5,61% para Soprano lítio à 18,52% para Dalgian Belém chumbo-ácido, o que indica VPL's positivos.

Os resultados dos *paybacks* descontados e simples indicam um cenário onde as aplicações com maior número de baterias empregadas demoram muito para pagar seu investimento: Soprano lítio (22 anos e 17 anos), respectivamente, e para chumbo-ácido (19 e 16 anos), respectivamente.

Pode-se observar que a taxa de juros é de extrema importância nesta análise, fato destacado pela diferença de 5 anos na aplicação Soprano Lítio entre o *payback* simples e o *payback* descontado.

A diferença entre as tecnologias empregadas no *payback*, nas aplicações Multinjet é de 1 ano apenas (lítio 15 anos e chumbo-ácido 14 anos) no *payback* descontado. Já nas aplicações de ambos os projetos Dalgian, tanto o *payback* simples como o descontado, resultaram no mesmo tempo de retorno independentemente do tipo de bateria, sendo 11 e 9 anos aplicações

Dalgian Caxias e 8 e 7 anos Dalgian Belém, assim como no *payback* simples da empresa Multinjet que se manteve em 11 anos.

Chama atenção para o tempo de retorno da aplicação Dalgian Belém (8 anos para o *payback* descontado) inferior a aplicação Dalgian Caxias. Ambas as aplicações contam com o mesmo banco, porém contam com custos diferentes em termos de projeto fotovoltaico devido a insolação diária da cidade de Belém e estão localizadas em ambientes tarifários diferentes, fatos que somados resultaram além do tempo de retorno menor, custos menores conforme exposto acima e lucratividade de R\$ 231.833,4 e R\$ 218.579,5 a mais na aplicação lítio e chumbo-ácido.

O índice ROI indica os ganhos do investimento, todas as aplicações tiveram ganhos em termos percentuais e os ganhos em relação a este índice foram maiores nas aplicações de íon-lítio sendo os percentuais para cada projeto de lítio e chumbo-ácido: Soprano 67% e 45%, Multinjet 163% e 118%, Dalgian Caxias 239% e 222%, Dalgian Belém 391% e 358%, observa-se que o ROI não leva em conta a taxa mínima de atratividade, quanto maior o projeto, menor o ganho e vice-versa.

O LCOE indica o custo do kWh de um sistema de geração ao longo de sua vida útil, os projetos de íon-lítio apresentaram valores mais altos, variando de R\$/kWh 4,2184 na aplicação Soprano, a R\$/kWh 0,8329 na aplicação Dalgian Belém, já os mesmos projetos de chumbo-ácido ficaram com R\$/kWh 3,1728 e R\$/kWh 0,8016; desta forma em ambas as aplicações quanto maior o sistema maior o custo do kWh. Na Tabela 18 pode-se observar o resumo dos principais resultados.

Tabela 18 – Resumo dos principais resultados

Resumo dos principais resultados			
Indicadores	Soprano Lítio	Soprano Chumbo-ácido	
Custos iniciais	R\$1.529.105,61	R\$1.025.811,20	
Custos totais	R\$2.076.315,96	R\$1.883.466,21	
Custos iniciais			Diferença nos custos ao final da via útil
Empresa	Lítio	Chumbo-ácido	
Multinjet	R\$600.736,25	R\$474.713,72	R\$43.051,36
Dalgian Caxias	R\$386.060,70	R\$363.906,84	R\$9.866,74
Dalgian Belém	R\$316.236,24	R\$294.082,38	R\$9.866,75
VPL's			
Empresa	Lítio	Chumbo-ácido	
Soprano	R\$329.525,27	R\$447.307,65	
Dalgian Caxias	R\$619.815,62	R\$608.569,79	

Continuação da Tabela 18 – Resumo dos principais resultados

Resumo dos principais resultados			
Comparativo de lucratividade tecnologias (VPL)		TIR	
Soprano Chumbo-ácido	R\$117.782,38	Soprano Lítio	5,61%
Multinjet Lítio	R\$30.902,28		
Dalgian Caxias Lítio	R\$11.245,83	Dalgian Belém chumbo-ácido	18,52%
Dalgian Belém Lítio	R\$24.499,73		
<i>Paybacks</i>			
Empresa	Descontado	Simplex	* ambas aplicações
Soprano Lítio	22	17	
Soprano Chumbo-ácido	19	16	
Multinjet Lítio	15	11	
Multinjet Chumbo-ácido	14	11	
Dalgian Caxias*	11	9	
Dalgian Belém*	8	7	
Diferença na lucratividade em diferentes ambientes tarifários (Dalgian Belém X Dalgian Caxias)			
Lítio	R\$231.833,40	Chumbo-ácido	R\$218.579,50
ROI			
Empresa	Lítio	Chumbo-ácido	
Soprano	67%	45%	
Multinjet	163%	118%	
Dalgian Caxias	239%	222%	
Dalgian Belém	391%	358%	
LCOE (R\$/kWh)			
Soprano Lítio	4,2184	0,8329	
Soprano Chumbo-ácido	3,1728	0,8016	

Fonte: a autora (2021).

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho de conclusão de curso abordou-se a viabilidade técnica e econômica de utilização de sistemas de armazenamento para indústrias do grupo A4. Com foco em sistemas de armazenamentos por meio de baterias, de íon-lítio e chumbo ácido, atrelados a sistemas de geração fotovoltaica foi desenvolvido o estudo de caso das indústrias Soprano unidade materiais elétricos, Multinjet e Dalgian. No trabalho foram abordados cenários diversos e os ambientes de tarifação da RGE Sul e da Equatorial Energia PA, nas cidades de Caxias do Sul e Belém, respectivamente. Conclui-se que os sistemas de armazenamento com baterias são viáveis tecnicamente e economicamente atrelados a geração de energia fotovoltaica mesmo em aplicações com baixo consumo no horário de ponta. Quanto mais elevada a tarifa, maior o benefício econômico e menor o tempo de retorno do investimento.

Os resultados indicam que em aplicações com maior consumo na ponta o retorno é baixo quando comparado ao investimento realizado e o tempo de retorno fica próximo a vida útil do projeto. Fato contrário ao que acontece usualmente com projetos fotovoltaicos, desta forma pode-se dizer que a aplicação do banco atrelado ao sistema de geração inverte o comportamento devido aos custos envolvidos em um banco de tal tamanho. Os custos com inversores híbridos, cujo valor também é elevado quando comparado aos inversores convencionais. Além de demandar custos com importação no caso de inversores híbridos trifásicos para baterias de baixa tensão como o empregado neste trabalho.

Aplicações com tecnologia de lítio tendem a ter um maior custo inicial quando comparadas as aplicações com baterias de chumbo-ácido, porém estas últimas demandam substituição das baterias, custo maior no acumulado da vida útil do projeto, além de poderem não compreender o tempo total de vida do projeto fotovoltaico com o projeto de armazenamento, a depender da aplicação em termos de ciclagem. Os sistemas de armazenamento baseados em bateria de chumbo-ácido tendem a resultar em indicadores econômicos como VPL, TIR, e LCOE mais atrativos, porém projetos com lítio possuem ROI's mais elevados; já em tempos de retorno ambas as aplicações possuem tempos semelhantes.

Ao longo do desenvolvimento do trabalho pode-se observar a necessidade de amadurecimento da tecnologia no Brasil. A falta de competitividade no mercado, dúvidas quanto a questões econômicas ligadas a mão de obra e estruturas para alocação dos bancos devem ser respondidas com a consolidação da tecnologia. A ausência de regulamentação dos

inversores híbridos no país dificulta as aplicações e é a maior barreira atual para o uso da tecnologia no Brasil.

Cumriu-se com todos os objetivos propostos para este trabalho de conclusão de curso, elencando as principais tecnologias de armazenamento, suas aplicações mais indicadas e rentáveis, a metodologia de dimensionamento e análise das faturas dos clientes. Destacou-se a importância do ambiente tarifário no resultado econômico da aplicação, sendo possível visualizar por intermédio dos indicadores econômicos: VPL, TIR, *payback*, ROI e LCOE.

6 TRABALHOS FUTUROS

Embora os objetivos deste trabalho tenham sido alcançados, encerra-se este trabalho com alguns pontos de interrogação, possivelmente novas questões de pesquisas:

- Qual a atratividade de cunho econômico da aplicação de sistemas de armazenamento em plantas industriais como aplicação na redução de pico de demanda?

- Aplicações da mesma natureza deste trabalho possuem a mesma resposta em consumidores comerciais como *shoppings*, cujo horário de funcionamento comporta totalmente o horário de ponta?

- Qual a atratividade da aplicação de geradores eólicos em conjunto com sistema de armazenamento?

- Considerando processos indústrias sensíveis a desequilíbrios na alimentação da rede, quais as vantagens técnicas a curto e médio prazo da utilização de um sistema de armazenamento destinado as cargas prioritárias?

- Análise do perfil solar mensal para o desenvolvimento dos projetos aqui abordados.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Fornecimento de energia atinge melhores níveis históricos de qualidade em 2019**. Brasília, 2020. Disponível em: <https://bit.ly/2KG6Qs6> . Acesso em: 07 abr. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Entendendo a tarifa**: Como é composta a tarifa. Brasília, 2017a. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect%20=false%20&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fentendendo-a-tarifa%3Fp_p_%20id%25%203D101_INSTANCE_uQ5pCGhnyj0y%26p_p_lifecycle%25. Acesso em: 17 abr. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução normativa N° 418, de 23 de novembro de 2010**. Brasília: ANEEL, 2010. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010418.pdf>. Acesso em: 20 abr. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução normativa N° 479, de 3 de abril de 2012**. Brasília: ANEEL, 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf> . Acessado em: 20 de abr. de 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Bandeiras tarifárias**. Brasília, 2015. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 20 abr. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Reajuste tarifário anual**. Brasília, 2017b. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/reajuste-tarifario-anual/654800?inheritRedirect=false. Acesso em: 29 de abr. de 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Cadernos temáticos ANEEL micro e minigeração distribuída**: sistemas de compensação de energia elétrica. Brasília, 2ª edição, 2016. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigeracao+C3%A7+C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>. Acesso em: 15 abr. 2021.

AGÊNCIA REGULADORA DE SERVIÇOS PÚBLICOS DO ESTADO DE SÃO PAULO-ARSESP. **Reajuste tarifário e revisão tarifária**. São Paulo, 2021. Disponível em: http://www.arsesp.sp.gov.br/SitePages/noticia-resumo.aspx?Identificacao=REAJUSTE_TARIFARIO_E_REVISAO_TARIFARIA#:~:text=O%20reajuste%20tarif%C3%A1rio%20anual%20pretende,econ%C3%B4mica%20que%20viver%20a%20alcan%C3%A7ar. Acesso em: 29 de abr. de 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA-ABRACEEL. **Cartilha mercado livre de energia elétrica**. Brasília, 2019. Disponível em: <https://abraceel.com.br/biblioteca/2019/05/cartilha-mercado-livre-de-energia-eletrica/>. Acesso em: 12 abr. 2021.

BALFOUR, John; SHAW, Michael; BREMER, Nicole. **Introdução ao projeto de sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: LTC, 2019.

BRASIL. **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996**. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, disciplina o regime de concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Brasília: Presidência da República, [1996]. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19427compilada.htm#:~:text=29,-,Par%C3%A1grafo%20%C3%BAnico.,sob%20sua%20regulamenta%C3%A7%C3%A3o%20ou%20fiscaliza%C3%A7%C3%A3o. Acesso em: 31 mar. 2020.

BROLIN, Leandro Castilho. **Análise de planos de corte de carga através de métodos diretos**. 2010. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo. São Carlos, 2010.

BUENO, A. F. M.; BRANDÃO, C. A. L. **Visão geral de tecnologia e mercado para os sistemas de armazenamento de energia elétrica no Brasil**. ABAQUE, Belo Horizonte, 2016. Disponível em: http://abaque.com.br/wp-content/uploads/2017/07/Estudo_Mercado_Armazenamento_Brasil.pdf . Acesso em: 02 maio 2021.

BURHEIM, Odne Stokke. **Enginnerring energy storage**. Academic Press, 2017.

CANTANE, Daniel Augusto; ANDO JUNIOR, Oswaldo Hideo; HAMERSCHMIDT, Márcio Biehl (Orgs.). **Tecnologias de armazenamento de energia aplicadas ao setor elétrico brasileiro**. São Carlos: Scienza, 2020.

CARVALHO, Joaquim Francisco de. Energia e sociedade. **Estudos avançados**, São Paulo, v. 28, p. 25-39, 2014. Disponível em: <https://www.revistas.usp.br/eav/article/view/88917>. Acesso em: 25 mar.2021.

CASTRO, Nivalde José de; FERREIRA, Daniel; CASTRO, Gabriel; SAMPAIO, André. **Qualidade do fornecimento de energia elétrica: aspectos regulatórios e perspectivas**. Texto de Discussão do Setor Elétrico TDSE nº 76. Rio de Janeiro, 2017.

COPEL. **Perguntas frequentes**. Curitiba, 2021. Disponível em: <https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Ffacopel%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F58104286B6493DDA03257488005939FC>. Acesso em: 29 abr. 2021.

CPFL ENERGIA. **Características dos sistemas elétricos e do setor elétrico de países e/ ou estados selecionados**. Rio Grande do Sul, 2014. Disponível em: <https://www.cpfl.com.br/energiassustentaveis/inovacao/projetos/Documents/PB3002/caracteristicas-de-sistemas-eletricos-de-paises-selecionados.pdf>. Acesso em: 31 mar. 2021.

D'ALMEIDA, Albino Lopes. **Indústria do petróleo no Brasil e no mundo: formação, desenvolvimento e ambiência atual**. São Paulo: Blucher, 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balço energético nacional 2016**. Brasília, 2016. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-126/topico-94/Relat%C3%B3rio%20Final%202016.pdf>. Acesso em: 07 de jul. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Matriz energética e elétrica.** Brasília, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 27 de mar. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Plano decenal de expansão de energia 2029.** Brasília, 2019a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029> . Acesso em: 30 mar.2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Plano decenal de expansão de energia 2030.** Brasília, 2020a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>. Acesso em: 30 mar. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Plano Nacional de Energia 2050.** Brasília, 2020b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>. Acesso em: 30 mar. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Sistemas de Armazenamento em Baterias.** Brasília, 2019a. 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. Acesso em: 01 de mai. 2021.

FARIAS, Héricles Eduardo Oliveira. **Análise técnica do impacto do uso de baterias em sistemas conectados à rede aplicado em diferentes classes de consumo.** 2018. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – UFSM. Santa Maria, 2018.

FUGIMOTO, Sérgio Kinya. **Estrutura de tarifas de energia elétrica análise crítica e proposições metodológicas.** 2010. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2010.

GREENER. **Estudo estratégico mercado de armazenamento aplicações, tecnologias e análises financeiras.** São Paulo, 2021a. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-do-mercado-de-armazenamento-de-energia-no-brasil-2021/>. Acesso em: 02 mai. 2021.

GREENER. **Solar +armazenamento:** aplicações no Brasil. São Pulo, 2021b. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/solar-armazenamento-aplicacoes-para-o-brasil/>. Acesso em: 02 mai. 2021

GRIDDOLARIS. **Sistemas Híbridos.** 1 imagem. Teresina, 2021. Disponível em: <http://gridsolaris.com.br/portal/servicos-2/sistema-hibrido/>. Acesso em: 10 abr. 2021.

GRUPO ENERGISA - ENERGISA. **Setor elétrico brasileiro.** Cataguases, 2021. Disponível em: <https://ri.energisa.com.br/setor-eletrico-brasileiro/> . Acesso em: 13 abr. 2021.

GUEDES, João Carlos Rodrigues. **Manual de tarifação da energia elétrica.** Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: http://www.eletrica.ufpr.br/sebastiao/wa_files/te344%20aula%2009%20-%20manual%20de%20tarif%20en%20el%20-%20procel_epp%20-%20agosto-2011.pdf. Acesso em: 19 abr. 2021.

International Agency Energy- IEA. World energy outlook 2020. Paris, 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>. Acesso em: 09 abr. 2021.

International Agency Energy- IEA. Renewable electricity: a quick look back at 2020. Paris, 2021a. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-2021/renewable-electricity>. Acesso em: 20 maio 2021.

International Agency Energy- IEA. Renewable Energy Market Update 2021. Paris, 2021b. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-2021>. Acesso em: 20 mai. 2021.

International Agency Energy- IEA. Net zero by 2050. Paris, 2021c. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>. Acesso em: 10 jun. 2021.

LIMA, Maria Thereza da Silva Lopes; SOUZA, Marina Corrêa de. **Discorrendo sobre o uso das termelétricas no Brasil.** Santa Maria, Centro de Ciências Naturais e Exatas – UFSM, v. 37 Ed. Especial UFVJM, 2014, ISSN impressa: 0100-8307.

MAYER. Johannes N. **Custo atual e futuro da energia fotovoltaica.** Tradução de Bráullio de Souza. Estudo – Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (ISE). Alemanha, 2015.

MEDEIROS, Raphael Justi; PEREIRA, Wellington Oliveira. **Estudo de viabilidade técnica e econômica para implantação do sistema híbrido de geração de energia elétrica fotovoltaico e bateria.** 2020. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - UNISUL. Tubarão, 2020.

MONQUEIRO, Julio Cesar Bessa. **Manual para análise de faturas de energia elétrica (média/alta tensão).** São Paulo, 2018. Disponível em: <https://www.unifesp.br/reitoria/dga/principal/93-documentos/192-faturas-de-energia-eletrica-media-alta-tensao>. Acesso em: 20 abr. 2021.

MUSARRA, Bruno Chueiri. **Automação de subestações - sistema automático de alívio de carga.** 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2013.

NASCIMENTO, Álvaro Della Justina do. **Geração fotovoltaica distribuída como elemento subsidiário para sistemas de armazenamento de energia em ambiente de tarifas diferenciadas.** 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – UFSC. Florianópolis, 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **O sistema interligado nacional.** Brasília, 2021a. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 31 mar. 2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Mapa dinâmico do SIN.** Brasília, 2021b. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso em: 31 mar. 2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **O que é ONS**. Brasília, 2021c. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>. Acesso em: 31 mar.2021.

PEREIRA, Renan Soares Madeira. **Aplicação do sistema de descarte de cargas elétricas em plantas industriais**. 2015. Trabalho de conclusão de curso (bacharelado em Engenharia Elétrica) – CEFET-MG. Belo Horizonte, 2015.

PIMENTEL, Fernando. **O fim da era do petróleo e a mudança do paradigma energético mundial: perspectivas e desafios para a atuação diplomática brasileira**. Brasília, Fundação Alexandre de Gusmão, 2011.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 20 abr. 2021.

PINTO NETO, Tulio. **Análise econômica de sistemas fotovoltaicos com baterias conectados à rede**. 2020. Monografia (Bacharelado em Engenharia de Energia) – UFRGS. Porto Alegre, 2020.

PIVA, Vitor Moterle. **Análise de viabilidade da implementação de sistema combinado de armazenamento de energia e geração distribuída sob tarifa branca**. 2018. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em engenharia elétrica) - UFRGS Porto Alegre, 2018.

SANTOS, Luan Guanais Macrino dos. **Estratégias de armazenamento de energia elétrica e uma análise de viabilidade econômica da adoção de baterias para gerenciamento pelo lado da demanda**. 2018. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – UNICAMP. Campinas, 2018.

SERRA, Eduardo T.; ORLANDO, Alcir de Faro; MOSSÉ, Acher; MARTINS, Nelson. **Armazenamento de energia: situação atual, perspectivas e recomendações**. Comitê de energia da academia nacional de engenharia. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: https://energiasroraima.com.br/wp-content/uploads/2020/01/ACUMULACAO-DE-ENERGIA-_Armazenamento-de-Energia-Fev-2017.pdf. Acesso em: 13 mar. 2021.

SOARES FILHO, Secundino. **Planejamento e operação de sistemas hidrotérmicos**. SBA: Controle e Automação, Campinas, 1987.

THOMÉ, Matheus Howes Coimbra. **Análise de viabilidade econômica da implantação de sistemas de baterias de lítio-íon em unidades consumidoras conectadas na média tensão**. 2017. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – UFRJ. Rio de Janeiro, 2017.

VALE. **A Vale está instalando, no Rio de Janeiro, um dos maiores sistemas de armazenamento de energia em bateria para suprimento de demanda elétrica no país**. Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: <http://www.vale.com/brasil/PT/aboutvale/news/Paginas/a-vale-esta-instalando-no-rio-de-janeiro-um-dos-maiores-sistemas-de-armazenamento-de-energia-em-bateria-para-suprimento.aspx>. Acesso em: 10 mai. 2021.

VELA, Germán Andrés Lozano. **Dimensionamento e seleção do sistema de armazenamento para sistemas híbridos de geração de eletricidade biomassa/fotovoltaica**. 2018. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia de Energia) – UNIFEI. Itajubá, 2018.

VIAN, Ângelo; TAHAN, Carlos Marcio Vieira; AGUILAR, Guido Javier Rostegui; GOUVEA, Marcos Roberto; GEMIGNANI, Matheus Mingatos Fernandes. **Armazenamento de energia: fundamentos, tecnologia e aplicações**. São Paulo: Blucher, 2021.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 2. ed. São Paulo: Érica, 2015.

ZAMBON, Renato Carlos. **Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte**. 2008. Tese (Doutorado em Engenharia Hidráulica e Sanitária) – USP, São Paulo, 2008.

ZILLES, Roberto; MACÊDO, Wilson Negrão; GALHARDO, Marcos André Barros; OLIVEIRA, Sérgio Henrique Ferreira de. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

WANNER, Brent; COZZI, Laura. *Insights do world energy outlook 2020*. Artigo *International Energy Agency*. Paris, 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/articles/electricity-security-in-tomorrow-s-power-systems>. Acesso em: 09 abr. 2021.

ANEXO A – FATURAS DE DEZ/2020 À MAI/2021 SOPRANO

Levantamento dados da fatura da empresa Soprano Industria Eletrometalurgica Eireli DEZ/20 à MAI/21									
Classificação : Tarifa Verde- A4 Industrial			Demanda Contratada (Única): 50 kW(JAN,FEV) após 450kW						
Operação	Quantidade	Unidade	ICMS (18%) R\$	PIS(0,90%) R\$	COFINS (4,15%) R\$	Tarifa c/ tributos R\$	Valor (R\$)	Quantidade de dias no mês	
Consumo Ponta (TUSD)	756,896	kWh	160,7	8,03	37,05	1,17948834	892,75	31	
Consumo Fora de Ponta (TUSD)	8.542,35	kWh	171,39	8,57	39,51	0,11146111	952,14		
Consumo Ponta (TE)	756,896	kWh	77,12	3,86	17,78	0,56606192	428,45	9.433,53	Valor total da fatura (R\$)
Consumo Fora de Ponta (TE)	8.542,35	kWh	519,45	25,97	119,16	0,33782734	2.885,84		
Adicional Bandeira Ponta			11,05	0,55	2,55		61,4		
Adicional Bandeira Fora de Ponta			124,75	6,24	28,76		693,04		
Consumo Reativo Exc Ponta	878,20	kVr	56,41	2,82	13,01	0,35685534	313,39	dez/20	Mês de referência
Consumo Reativo Exc Fora de Ponta	4.745,06	kVr	304,79	15,24	70,27	0,35685354	1.693,29		
Demanda (TUSD)Registrada	48,83	kW							
Demanda (TUSD)Faturada	50,00	kW	267,49	13,37	61,67	29,7206	1.486,03		Bandeira tarifária
Contrib. Custeio IP-CIP Municipal							27,20	Vermelha P2	
Total Devoluções/ Ajustes							27,2		
Operação	Quantidade	Unidade	ICMS (17,5%) R\$	PIS(0,96%) R\$	COFINS (4,42%) R\$	Tarifa c/ tributos R\$	Valor (R\$)	Quantidade de dias no mês	
Consumo Ponta (TUSD)	747,151	kWh	153,88	8,44	38,87	1,17689574	879,32	31	
Consumo Fora de Ponta (TUSD)	22.017,97	kWh	428,53	23,51	108,24	0,11121644	2.448,76		
Consumo Ponta (TE)	747,151	kWh	73,85	4,05	18,65	0,56481145	422	28.082,06	Valor total da fatura (R\$)
Consumo Fora de Ponta (TE)	22.017,97	kWh	1.298,84	71,25	328,05	0,33708515	7.421,93		
Adicional Bandeira Ponta			2,28	0,12	0,58		13,01		
Adicional Bandeira Fora de Ponta			67,1	3,68	16,95		383,43		
Consumo Reativo Exc Ponta	541,45	kVr	33,74	1,85	8,52	0,35606506	192,79	jan/21	Mês de referência
Consumo Reativo Exc Fora de Ponta	3.992,43	kVr	248,78	13,65	62,83	0,35606887	1.421,58		

Levantamento dados da fatura da empresa Soprano Industria Eletrometalurgica Eireli DEZ/20 à MAI/21								
Classificação : Tarifa Verde- A4 Industrial			Demanda Contratada (Única): 50 kW(JAN,FEV) após 450kW					
Operação	Quantidade	Unidade	ICMS (17,5%) R\$	PIS(0,96%) R\$	COFINS (4,42%) R\$	Tarifa c/ tributos R\$	Valor (R\$)	Mês de referência
Demanda (TUSD)Registrada	199,81	kW						jan/21
Demanda (TUSD)Faturada	199,81	kW	1.036,93	56,88	261,90	29,65501882	5.925,31	
Demanda Ultrap (TUSD)	149,81	kW	1.554,90	85,3	392,72	59,31011695	8.885,13	Bandeira tarifária
Visita Técnica							61,60	Amarela
Contrib. Custeio IP-CIP Municipal							27,20	
Total Devoluções/ Ajustes							27,2	
Operação	Quantidade	Unidade	ICMS (17,5%) R\$	PIS(1,05%) R\$	COFINS (4,86%) R\$	Tarifa c/ tributos R\$	Valor (R\$)	Quantidade de dias no mês
Consumo Ponta (TUSD)	823,087	kWh	170,69	10,24	47,4	1,18502518	975,38	28
Consumo Fora de Ponta (TUSD)	50.185,30	kWh	983,51	59,01	273,13	0,11	5.620,04	
Consumo Ponta (TE)	823,087	kWh	81,92	4,92	22,75	0,56872413	468,11	Valor total da fatura (R\$)
Consumo Fora de Ponta (TE)	50.185,30	kWh	2.980,91	178,85	827,84	0,34	17.033,76	34.333,91
Adicional Bandeira Ponta			2,53	0,15	0,7		14,43	
Adicional Bandeira Fora de Ponta			154,00	9,24	42,77		879,99	
Consumo Reativo Exc Ponta	136,82	kVr	8,58	0,52	2,38	0,35848974	49,05	Mês de referência
Consumo Reativo Exc Fora de Ponta	882,73	kVr	55,38	3,32	15,38	0,36	316,47	fev/21
Demanda (TUSD)Registrada	299,71	kW						
Demanda (TUSD)Faturada	299,71	kW	1.566,16	93,97	434,94	29,86	8.949,48	Bandeira tarifária
Contrib. Custeio IP-CIP Municipal							27,20	Amarela
Total Devoluções/ Ajustes							27,2	
Operação	Quantidade	Unidade	ICMS (17,5%) R\$	PIS(1,00%) R\$	COFINS (4,63%) R\$	Tarifa c/ tributos R\$	Valor (R\$)	Quantidade de dias no mês
Consumo Ponta (TUSD)	1.053,02	kWh	217,58	12,43	57,57	1,18071383	1.243,32	31
Consumo Fora de Ponta (TUSD)	83.776,78	kWh	1.635,84	93,48	432,80	0,11	9.347,65	
Consumo Ponta (TE)	1.053,02	kWh	104,42	5,97	27,63	0,56665376	596,70	Valor total da fatura (R\$)

Levantamento dados da fatura da empresa Soprano Industria Eletrometalurgica Eireli DEZ/20 à MAI/21								
Classificação : Tarifa Verde- A4 Industrial			Demanda Contratada (Única): 50 kW(JAN,FEV) após 450kW					
Operação	Quantidade	Unidade	ICMS (17,5%) R\$	PIS(1,00%) R\$	COFINS (4,63%) R\$	Tarifa c/ tributos R\$	Valor (R\$)	Valor total da fatura (R\$)
Consumo Fora de Ponta (TE)	83.776,78	kWh	4.958,05	283,32	1.311,76	0,34	28.331,74	54.105,48
Adicional Bandeira Ponta			3,22	0,18	0,85		18,39	
Adicional Bandeira Fora de Ponta			256,14	14,64	67,77		1.463,67	
Consumo Reativo Exc Ponta	218,66	kVr	13,67	0,78	3,62	0,35721309	78,11	Mês de referência
Consumo Reativo Exc Fora de Ponta	1.352,30	kVr	84,54	4,83	22,37	0,36	483,08	mar/21
Demanda (TUSD)Registrada	420,67	kW						
Demanda (TUSD)Faturada	420,67	kW	2.190,23	125,16	579,47	29,75	12.515,62	Bandeira tarifária
Contrib. Custeio IP-CIP Municipal							27,20	Amarela
Total Devoluções/ Ajustes							27,2	
Operação	Quantidade	Unidade	ICMS (17,5%) R\$	PIS(0,82%) R\$	COFINS (3,72%) R\$	Tarifa c/ tributos R\$	Valor (R\$)	Quantidade de dias no mês
Consumo Ponta (TUSD)	1.028,61	kWh	209,56	9,82	44,55	1,16420444	1.197,51	30
Consumo Fora de Ponta (TUSD)	84.134,18	kWh	1.619,85	75,9	344,33	0,11	9.256,26	
Consumo Ponta (TE)	1.028,61	kWh	100,58	4,71	21,38	0,55873569	574,72	Valor total da fatura (R\$)
Consumo Fora de Ponta (TE)	84.134,18	kWh	4.909,59	230,05	1.043,64	0,33	28.054,80	53.320,48
Adicional Bandeira Ponta			3,1	0,15	0,66		17,72	Mês de referência
Adicional Bandeira Fora de Ponta			253,64	11,88	53,92		1.449,36	
Consumo Reativo Exc Fora de Ponta	97,36	kVr	6,00	0,28	1,28	0,35	34,29	abr/21
Demanda (TUSD)Registrada	433,22	kW						
Demanda (TUSD)Faturada	433,22	kW	2.224,01	104,21	472,76	29,34	12.708,62	Bandeira tarifária
Contrib. Custeio IP-CIP Municipal							27,20	Amarela
Total Devoluções/ Ajustes							27,2	
Operação	Quantidade	Unidade	ICMS (17,5%) R\$	PIS(0,98%) R\$	COFINS (4,47%) R\$	Tarifa c/ tributos R\$	Valor (R\$)	Quantidade de dias no mês
Consumo Ponta (TUSD)	2.041,87	kWh	420,92	23,57	107,51	1,17795827	2.405,24	31

ANEXO B – FATURAS DE JAN/2021 À JUN/2021 MULTINJET

Levantamento dados da fatura da empresa Multinjet Tecnologia em Metalização LTDA 1º semestre 2021								
Classificação : Tarifa Verde- A4 Industrial			Demanda Contratada (Única): 305 kW					
Operação	Quantidade	Unidade	ICMS (17,5%) R\$	PIS(0,95%) R\$	COFINS (4,43%) R\$	Tarifa c/ tributos R\$	Valor (R\$)	Quantidade de dias no mês
Consumo Ponta (TUSD)	632,064	kWh	130,18	7,14	32,88	1,17689032	743,87	31
Consumo Fora de Ponta (TUSD)	45.039,71	kWh	876,6	48,09	221,4	0,11121608	5.009,14	
Consumo Ponta (TE)	632,064	kWh	62,48	3,43	15,78	0,56483205	357,01	Valor total da fatura (R\$)
Consumo Fora de Ponta (TE)	45.039,71	kWh	2.656,89	145,75	671,05	0,33708498	15.182,21	
Adicional Bandeira Ponta			1,93	0,11	0,49		11,01	
Adicional Bandeira Fora de Ponta			137,26	7,53	34,67		784,34	
Consumo Reativo Exc Ponta	94,74	kVr	5,9	0,32	1,49	0,35592055	33,72	Mês de referência
Consumo Reativo Exc Fora de Ponta	1.365,27	kVr	85,07	4,67	21,49	0,35606761	486,13	Janeiro
Demanda (TUSD)Registrada	257,28	kW						
Demanda (TUSD)Faturada	305,00	kW	1582,84	86,83	399,78	29,65508197	9.044,80	
Ressarcimento DIC Trimestre							0,01-	Bandeira tarifária
Contrib. Custeio IP-CIP Municipal							27,2	Amarela
Total Devoluções/ Ajustes							27,19	
Operação	Quantidade	Unidade	ICMS (17,5%) R\$	PIS(1,05%) R\$	COFINS (4,86%) R\$	Tarifa c/ tributos R\$	Valor (R\$)	Quantidade de dias no mês
Consumo Ponta (TUSD)	411,504	kWh	85,34	5,12	23,7	1,18501886	487,64	28
Consumo Fora de Ponta (TUSD)	49.285,65	kWh	965,88	57,95	268,24	0,11198595	5.519,30	
Consumo Ponta (TE)	411,504	kWh	40,96	2,46	11,37	0,56871866	234,03	Valor total da fatura (R\$)
Consumo Fora de Ponta (TE)	49.285,65	kWh	2.927,47	175,65	813,00	0,34	16.728,41	
Adicional Bandeira Ponta			1,26	0,08	0,35		7,21	
Adicional Bandeira Fora de Ponta			151,24	9,07	42		864,21	
Consumo Reativo Exc Ponta	76,36	kVr	4,79	0,29	1,33	0,35843923	27,37	Mês de referência
Consumo Reativo Exc Fora de Ponta	1.526,14	kVr	95,75	5,75	26,59	0,358526	547,16	

Levantamento dados da fatura da empresa Multinjet Tecnologia em Metalização LTDA 1º semestre 2021								
Classificação : Tarifa Verde- A4 Industrial			Demanda Contratada (Única): 305 kW					
Operação	Quantidade	Unidade	ICMS (17,5%) R\$	PIS(1,05%) R\$	COFINS (4,86%) R\$	Tarifa c/ tributos R\$	Valor (R\$)	Bandeira tarifária
Demanda (TUSD)Registrada	279,94	kW						
Demanda (TUSD)Faturada	305,00	kW	1.593,79	95,63	442,62	29,86	9.107,39	Amarela
Contrib. Custeio IP-CIP Municipal							27,20	
Total Devoluções/ Ajustes							27,2	
Operação	Quantidade	Unidade	ICMS (17,5%) R\$	PIS(1%) R\$	COFINS (4,63%) R\$	Tarifa c/ tributos R\$	Valor (R\$)	Quantidade de dias no mês
Consumo Ponta (TUSD)	475,44	kWh	96,24	5,61	25,99	1,8069578	561,35	31
Consumo Fora de Ponta (TUSD)	52.555,47	kWh	1.026,21	58,64	271,50	0,11	5.864,03	
Consumo Ponta (TE)	475,44	kWh	47,15	2,69	12,47	0,56663302	269,40	Valor total da fatura (R\$)
Consumo Fora de Ponta (TE)	52.555,47	kWh	3.110,32	177,73	822,90	0,34	17.773,27	37.250,74
Adicional Bandeira Ponta			1,45	0,08	0,38		8,29	
Adicional Bandeira Fora de Ponta			160,68	9,18	42,51		918,18	
Consumo Reativo Exc Ponta	91,88	kVr	5,74	0,33	1,52	0,35719467	32,82	Mês de referência
Consumo Reativo Exc Fora de Ponta	3.334,95	kVr	208,48	11,91	55,16	0,36	1.191,32	Março
Demanda (TUSD)Registrada	271,30	kW						
Demanda (TUSD)Faturada	305,00	kW	1.587,99	90,74	420,14	29,75	9.074,22	
Parcela Art. 115 01/06							1.530,66	Bandeira tarifária
Contrib. Custeio IP-CIP Municipal							27,20	Amarela
Total Devoluções/ Ajustes							27,2	
Operação	Quantidade	Unidade	ICMS (17,5%) R\$	PIS(0,82%) R\$	COFINS (3,72%) R\$	Tarifa c/ tributos R\$	Valor (R\$)	Quantidade de dias no mês
Consumo Ponta (TUSD)	222,576	kWh	45,35	2,12	9,64	1,16418662	259,12	30
Consumo Fora de Ponta (TUSD)	44.883,84	kWh	864,15	40,49	183,69	0,11	4.938,01	
Consumo Ponta (TE)	222,576	kWh	21,76	1,02	4,63	0,55873051	124,36	Valor total da fatura (R\$)
Consumo Fora de Ponta (TE)	44.883,84	kWh	2.619,16	122,73	556,76	0,33	14.966,65	32.715,25
Adicional Bandeira Ponta			0,67	0,03	0,14		3,62	

ANEXO C – FATURAS DE DEZ/2020 À MAI/2021 DALGIAN

Levantamento dados da fatura da empresa Industria Metalúrgica Dalgian LTDA DEZ/2020 à MAI/2021								
Classificação : Tarifa Verde- A4 Industrial			Demanda Contratada (Única): 144 kW					
Operação	Quantidade	Unidade	ICMS (18%) R\$	PIS(0,9%) R\$	COFINS (4,15%) R\$	Tarifa c/ tributos R\$	Valor (R\$)	Quantidade de dias no mês
Consumo Ponta (TUSD)	152,971	kWh	32,48	1,62	7,49	1,17943925	180,42	31
Consumo Fora de Ponta (TUSD)	11.791,91	kWh	236,58	11,83	54,55	0,11146205	1.314,35	
Consumo Ponta (TE)	153	kWh	15,59	0,78	3,59	0,56605501	86,59	Valor total da fatura (R\$)
Consumo Fora de Ponta (TE)	11.791,91	kWh	717,06	35,85	165,32	0,33782919	3.983,65	10.844,87
Adicional Bandeira Ponta			2,23	0,11	0,51		12,39	
Adicional Bandeira Fora de Ponta			172,2	8,61	39,7		956,67	
Consumo Reativo Exc Ponta	2,44	kVr	0,16	0,01	0,04	0,35999304	0,88	Mês de referência
Consumo Reativo Exc Fora de Ponta	8,29	kVr	0,53	0,03	0,12	0,35577938	2,95	dez/20
Demanda (TUSD)Registrada	103,48	kW						Bandeira tarifária
Demanda (TUSD)Faturada	144,00	kW	770,36	38,52	177,61	29,720625	4.279,77	
Contrib. Custeio IP-CIP Municipal							27,20	Vermelha P2
Total Devoluções/ Ajustes							27,2	
Operação	Quantidade	Unidade	ICMS (17,5%) R\$	PIS(0,96%) R\$	COFINS (4,42%) R\$	Tarifa c/ tributos R\$	Valor (R\$)	Quantidade de dias no mês
Consumo Ponta (TUSD)	153,102	kWh	31,53	1,73	7,96	1,17679564	180,17	31
Consumo Fora de Ponta (TUSD)	21.331,75	kWh	415,18	22,78	104,86	0,11121638	2.372,44	
Consumo Ponta (TE)	153,102	kWh	15,13	0,83	3,82	0,56472083	86,46	Valor total da fatura (R\$)
Consumo Fora de Ponta (TE)	21.331,75	kWh	1.258,36	69,03	317,82	0,34	7.190,61	14.502,72
Adicional Bandeira Ponta			0,47	0,03	0,12		2,67	
Adicional Bandeira Fora de Ponta			65,01	3,57	16,42		371,48	
Consumo Reativo Exc Ponta	1,55	kVr	0,09	0,01	0,02	0,34890835	0,54	jan/21
Consumo Reativo Exc Fora de Ponta	2,28	kVr	0,14	0,01	0,04	0,35455851	0,81	
Demanda (TUSD)Registrada	129,17	kW						Bandeira tarifária
Demanda (TUSD)Faturada	144,00	kW	747,31	41	188,75	29,66	4.270,34	Amarela

Levantamento dados da fatura da empresa Industria Metalúrgica Dalgian LTDA DEZ/2020 à MAI/2021								
Classificação : Tarifa Verde- A4 Industrial			Demanda Contratada (Única): 144 kW					
Operação	Quantidade	Unidade	ICMS (17,5%) R\$	PIS(0,96%) R\$	COFINS (4,42%) R\$	Tarifa c/ tributos R\$	Valor (R\$)	Bandeira tarifária
Contrib. Custeio IP-CIP Municipal							27,20	Amarela
Total Devoluções/ Ajustes							27,2	
Operação	Quantidade	Unidade	ICMS (17,5%) R\$	PIS(1,05%) R\$	COFINS (4,86%) R\$	Tarifa c/ tributos R\$	Valor (R\$)	Quantidade de dias no mês
Consumo Ponta (TUSD)	139,923	kWh	28,39	1,7	7,89	1,18496739	162,25	28
Consumo Fora de Ponta (TUSD)	20.703,77	kWh	405,74	24,34	112,68	0,11	2.318,52	
Consumo Ponta (TE)	136,923	kWh	13,63	0,82	3,78	0,56871132	77,87	Valor total da fatura (R\$)
Consumo Fora de Ponta (TE)	20.703,77	kWh	1.229,76	73,79	341,52	0,34	7.027,22	
Adicional Bandeira Ponta			0,42	0,03	0,12		2,40	
Adicional Bandeira Fora de Ponta			63,53	3,81	17,64		363,03	
Consumo Reativo Exc Ponta	2,69	kVr	0,17	0,01	0,05	0,35629413	0,95	Mês de referência
Consumo Reativo Exc Fora de Ponta	1,96	kVr	0,12	0,01	0,03	0,35	0,69	fev/21
Demanda (TUSD)Registrada	120,31	kW						
Demanda (TUSD)Faturada	144,00	kW	752,48	45,15	208,97	29,86	4.299,88	Bandeira tarifária
Contrib. Custeio IP-CIP Municipal							27,20	Amarela
Total Devoluções/ Ajustes							27,2	
Operação	Quantidade	Unidade	ICMS (17,5%) R\$	PIS(1,00%) R\$	COFINS (4,63%) R\$	Tarifa c/ tributos R\$	Valor (R\$)	Quantidade de dias no mês
Consumo Ponta (TUSD)	170,199	kWh	35,17	2,01	9,3	1,18067535	200,95	31
Consumo Fora de Ponta (TUSD)	23.022,47	kWh	449,54	25,69	118,93	0,11	2.568,79	
Consumo Ponta (TE)	170,199	kWh	16,88	0,96	4,47	0,56663017	96,44	Valor total da fatura (R\$)
Consumo Fora de Ponta (TE)	23.022,47	kWh	1.362,51	77,86	360,48	0,34	7.785,77	
Adicional Bandeira Ponta			0,52	0,03	0,14		2,97	
Adicional Bandeira Fora de Ponta			70,39	4,02	18,62		402,22	
Consumo Reativo Exc Ponta	5,62	kVr	0,35	0,02	0,09	0,35584728	2,00	Mês de referência
Consumo Reativo Exc Fora de Ponta	2,96	kVr	0,18	0,01	0,05	0,35	1,05	mar/21

Levantamento dados da fatura da empresa Industria Metalúrgica Dalgian LTDA DEZ/2020 à MAI/2021								
Classificação : Tarifa Verde- A4 Industrial			Demanda Contratada (Única): 144 kW					
Operação	Quantidade	Unidade	ICMS (17,5%) R\$	PIS(1,00%) R\$	COFINS (4,63%) R\$	Tarifa c/ tributos R\$	Valor (R\$)	Mês de referência
Demanda (TUSD)Registrada	111,62	kW						mar/21
Demanda (TUSD)Faturada	144,00	kW	749,74	42,84	198,36	29,75	4.284,22	
Ressarcimento FIC Mensal FEV/21							135,13-	Bandeira tarifária
Contrib. Custeio IP-CIP Municipal							27,20	Amarela
Total Devoluções/ Ajustes							135,13-	
Operação	Quantidade	Unidade	ICMS (17,5%) R\$	PIS(0,82%) R\$	COFINS (3,72%) R\$	Tarifa c/ tributos R\$	Valor (R\$)	Quantidade de dias no mês
Consumo Ponta (TUSD)	134,619	kWh	27,43	1,29	5,83	1,16424528	156,73	30
Consumo Fora de Ponta (TUSD)	18.615,79	kWh	358,41	16,79	76,19	0,11	2.048,06	
Consumo Ponta (TE)	134,619	kWh	13,16	0,62	2,8	0,5586862	75,21	Valor total da fatura (R\$)
Consumo Fora de Ponta (TE)	18.615,79	kWh	1.086,31	50,9	230,92	0,33	6.207,49	
Adicional Bandeira Ponta			0,4	0,02	0,09		2,31	
Adicional Bandeira Fora de Ponta			56,12	2,63	11,93		320,69	
Consumo Reativo Exc Ponta	1,95	kVr	0,12	0,01	0,03	0,35418854	0,69	Mês de referência
Consumo Reativo Exc Fora de Ponta	1,53	kVr	0,09		0,02	0,35	0,53	abr/21
Demanda (TUSD)Registrada	118,31	kW						Bandeira tarifária
Demanda (TUSD)Faturada	144,00	kW	739,26	34,64	157,14	29,34	4.224,32	
Contrib. Custeio IP-CIP Municipal							27,20	Amarela
Total Devoluções/ Ajustes							27,2	
Operação	Quantidade	Unidade	ICMS (17,5%) R\$	PIS(0,98%) R\$	COFINS (4,47%) R\$	Tarifa c/ tributos R\$	Valor (R\$)	Quantidade de dias no mês
Consumo Ponta (TUSD)	151,273	kWh	31,18	1,75	7,96	1,17786581	178,18	31
Consumo Fora de Ponta (TUSD)	19.824,38	kWh	386,19	21,63	98,64	0,11	2.206,79	
Consumo Ponta (TE)	151,273	kWh	14,97	0,84	3,82	0,56533328	85,52	Valor total da fatura (R\$)
Consumo Fora de Ponta (TE)	19.824,38	kWh	1.170,50	65,55	298,98	0,34	6.688,57	
Adicional Bandeira Ponta			1,43	0,08	0,37		8,18	14.696,40

ANEXO D - ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS MÓDULO

Modelo	JY410M6-Fs-9
Características STC	
Potência Máxima (Wp)	410
Tolerância da potência de saída	0 a +5Wp
Tensão máxima de operação (Vmp) (V)	41,46
Corrente máxima de operação (Imp) (A)	9,89
Tensão máxima de circuito aberto (Voc) (V)	49,92
Corrente máxima de curto-circuito (Isc) (A)	10,54
Eficiência do módulo (%)	20,38%
Características NOCT	
Potência Máxima (Wp)	304
Tensão máxima de operação (Vmp) (V)	39,24
Corrente máxima de operação (Imp) (A)	7,75
Tensão máxima de circuito aberto (Voc) (V)	46,11
Corrente máxima de curto-circuito (Isc) (A)	8,52
Coefficientes de temperatura	
NOCT (Temperatura de operação nominal do módulo)	45°C(±2°C)
Coefficiente de temperatura de Pmax	-0,40%/°C
Coefficiente de temperatura de Voc	-0,32%/°C
Coefficiente de temperatura de Isc	+0,05%/°C
Operação	
Temperatura operacional	
Tensão máxima do sistema	1500 Vcc
Corrente máxima do fusível de proteção	20A
Construtivas	
Dimensões	2008x1002x35 mm
Diodos de by-pass	Três
Grau de proteção	IP67
Busbars	Nove
Células	144 células monocristalinas PERC (158,75 x 79,375 mm) - <i>Half-Cell</i>
Peso	25 kg
Vidro frontal	Vidro temperado revestido
Material encapsulante	EVA
Condutores de conexão	1 metro - 4mm ²
Material do frame	Alumínio adonisado
Cor do <i>backsheet</i>	Branco
Ensaio	
Resistência às cargas de vento	2400 Pa
Resistência às cargas de neve	5400 Pa
Resistência às cargas de granizo	25 mm a 82 km/h
Certificações	TÜV, CQC, CE, INMETRO
Garantia	12 anos de produto e 25 anos de eficiência linear de 80%

ANEXO E - DATASHEET BATERIA DE LÍTIO (48MLS100IN)

Bateria lítio Modelo: 48MLS100IN		
Características Gerais		
Descrição do Modelo	Moura Solar Lítio	
Capacidade (Ah, 25°C)	100Ah	
Tipo de Bateria	Lítio Ferro Fosfato	
Temperatura de Trabalho - Mínimo/Máximo	0° a 55°C	
Características Dimensionais		
Largura	442 mm	
Profundidade	350 mm	
Altura Total	178 mm	
Peso(±3%)	36,10kg	
Características Elétricas		
Tensão Nominal	48V	
Tensão mínima de descarga	37,5V	
Tensão máxima de carga	54,8V	
Máxima corrente de carga	100A	
Corrente de descarga recomendada	20A	
Ciclo de Vida (0,2C @25°C @DOD 80%)	> 6.000	
Grau de Proteção	IP 30	
Protocolo Comunicação	ModBus, SNMP, CAN	
Interface de Comunicação	RS232, RS485	
Eficiência Energética	>95%	
Auto descarga (25°C)	<3% por mês	
Ambiente de aplicação	Interno	
Conexão paralela	Máximo de 15 baterias	
Parâmetros de Proteção - configuráveis de acordo com o manual		
	Alerta	Proteção
Sobretensão	52,0V	54,5V
Sub-tensão	40,0V	37,5V
Temp. Máxima	60°C	65°C
Temp. Mínima	-15	-20
Curto Circuito	100A	105A

ANEXO F - DATASHEET BATERIA DE CHUMBO-ÁCIDO (12MS234)

Bateria Chumbo-ácido Modelo: 12MS234			
Características Gerais			
Capacidade Nominal (120hs; 1.80Vpe, 25°C)	234 Ah		
Tipo	Estacionária- Selada		
Marca	Moura Solar		
Características Elétricas			
1. Gerais			
Tensão Nominal	12 Volts		
Temperatura de Referência	25°C		
Temperatura Máxima de trabalho	Máx: 65°C		
Temperatura Mínima de trabalho	Mín: -10°C		
Vida útil projetada	5 anos		
2. Características de recarga			
2.1 Tensões de trabalho para equipamentos com dois regimes de carga			
Faixa de tensão de flutuação	13,2 ± 0,1 Volts		
Faixa de tensão de carga	14,4 ± 0,1 Volts		
2.2 Tensões de trabalho para equipamentos com regime único de carga			
Faixa de tensão única de flutuação	13,6 ± 0,2 Volts		
Compensação com a temperatura	±0,024 V/°C abaixo/acima de 25°C		
3. Característica de descarga			
Tempo de Descarga	10h	20h	120h
Capacidade Nominal (1.75Vpe, 25°C)	200Ah	220Ah	244Ah
Características Dimensionais			
Comprimento	517 mm		
Largura	272 mm		
Altura	246 mm		
Peso	57,3 kg		
Características internas			
Liga da Grade Positiva	Chumbo Estanho Prata		
Liga de Grade Negativa	Chumbo Cálcio		
Tipo Separador	Envelope de Polietileno microporoso		
Eletrólito	Solução de Ácido Sulfúrico 1250 g/l		
Material dos Conjuntos Plásticos	Polipropileno		
Olho Mágico (Hidrômetro)	Sim		
Terminais	Tipo "L" com parafuso M8, porcas e arruelas em aço Inox		

ANEXO G - DATASHEET INVERSOR HÍBRIDO

<i>Datasheet</i> inversor híbrido SUN-10K-SG04LP3	
Dados de entrada da bateria	
Tipo de Bateria	Chumbo-ácido ou íon-lítio
Faixa de Tensão da Bateria (V)	40~60V
Corrente de Carga Máxima (A)	210A
Corrente Máxima de Descarga (A)	210A
Curva de Carga	3 Estágios/Equalização
Sensor de Temperatura Externa	Sim
Estratégia de Carga para bateria de Lítio	Auto-adaptação ao BMS
Dados de entrada de <i>string</i> PV	
Potência de entrada DC máxima (W)	13000W
Tensão de Entrada Fotovoltaica (V)	550V (150V~800V)
Faixa MPPT (V)	200V-650V
Tensão de Partida (V)	160V
Corrente de Entrada FV (A)	26+13
Corrente Máxima de Curto-Circuito FV (A)	34+17
Nº de MPPT	2
Nº de <i>String</i> por MPPT	2+1
Dados de Saída AC	
Saída Nominal CA e Potência UPS (W) (40°C)	10000
Potência máxima de saída CA (W) (40°C)	11000
Energia de Pico (fora da rede)	2 vezes da potência nominal, 10 S
Corrente Nominal de Saída CA (A)	15A
Corrente AC máxima (A)	23A
Máxima Corrente de Passagem AC (A)	50A
Frequência e Tensão de saída	50/60Hz; 230/400Vac (Trifásico)
Tipo de Rede	Trifásico
Distorção Harmônica Atual	THD<3% (Carga Linear<1.5%)
Eficiência	
Eficiência máxima	97.60%
Eficiência Euro	97.00%
Eficiência MPPT	99.90%
Proteção	
Detecção de Falha de arco	Integrado
Proteção Contra Raios de Entrada FV	Integrado
Proteção Anti-ilhamento	Integrado
Proteção de Polaridade Reversa do <i>String</i> PV	Integrado
Detecção de Resistência de Isolamento	Integrado
Monitoramento de Corrente Residual	Integrado
Proteção Contra Sobrecorrente de Saída	Integrado

<i>Datasheet</i> inversor híbrido SUN-10K-SG04LP3	
Proteção de Curto na Saída	Integrado
Proteção Contra Sobretensão de Saída	CC Tipo II / CA Tipo II
Certificações e Padrões	
Regulamento da Rede	IEC61727, IEC62116, IEC60068, IEC61683, NRS 097-2-1
Regulamento de Segurança EMC	IEC62109-1/-2, IEC61000-6-1, IEC61000-6-3, IEC61000-3-11, IEC61000-3-12
Dados gerais	
Faixa de temperatura operacional (°C)	-25~60°C, >45°C degradação
Resfriamento	Resfriamento inteligente
Ruído (dB)	<45dB
Comunicação com BMS	RS485; CAN
Peso (kg)	34.5
Tamanho (mm)	422Wx658Hx281D
Grau de Proteção	IP65
Projeto de Instalação	Montado na parede
Garantia	5 anos

ANEXO H - DATASHEET INVERSOR STRING

<i>Datasheet inversores</i>				
Modelo	SUN-25K-G02	SUN-35K-G	SUN-40K-G	SUN-50K-G
Lado de Entrada				
Max. Potência de Entrada CC (kW)	32.5	45.5	52	65
Máx. Tensão de entrada CC em VOC (V)	1000			
Tensão de Partida (V)	250			
Faixa de Operação do MPPT(V)	200~850			
Max. Corrente de Entrada CC (A)	30+30	33+33+3 3	33+33+3 3	33+33+33+3 3
Número de MPPT/ <i>String</i> por MPPT	2/3	3/3	3/3	4/3
Lado de Saída				
Potência de Saída Nominal (kW)	25	35	40	50
Máx. Potência de Saída (kW)	27.5	38.5	44	55
Tensão Nominal da Rede CA (V)	380/400			
Faixa de Tensão da Rede CA (V)	277~460			
Frequência Nominal da Rede (Hz)	50/60 (Opcional)			
Fases	Trifásico			
Corrente Nominal de Saída da rede CA (A)	36.2	50.7	58	72.4
Max. Corrente de Saída CA (A)	39.9	55.8	63.8	79.64
Fator de Potência de Saída	>0.99	0.8 adiantado a 0.8 atrasado		
Distorção Harmônica Total	<3%			
Injeção de Corrente CC (mA)	<0.5%			
Faixa de Frequência da Rede	47~52 or 57~62 (Opcional)			
Eficiência				
Eficiência Máxima	98.6%	98.7%		
Eficiência Euro	97.8%	98,30%		
Eficiência do MPPT	>99%			
Proteção				
Proteção Contra Polaridade Reversa CC	Sim			
Proteção Contra Curto-circuito CA	Sim			
Proteção de Sobrecorrente de Saída CA	Sim			
Proteção de Resistência de Isolamento	Sim			
Monitoramento de Falha de Aterramento	Sim			
Proteção Contra Surtos	Sim			
Monitoramento de Falha de Aterramento	Sim			

<i>Datasheet inversores</i>		
Proteção Contra Surtos	Sim	
Anti illhamente	Sim	
Proteção Temperatura	Sim	
Chave Seccionadora CC Integrada	Opcional	
Dados Gerais		
Tamanho (mm)	400Lx520Ax240 P	700Lx575Ax279P
Peso (kg)	29	54
Topologia	Sem Transformador	
Consumo Interno	<1W (Noite)	
Temperatura de Operação	-25~60°C	
Grau de Proteção	IP65	
Emissão de Ruído (Típica)	<30 dB	
Refrigeração	Arrefecimento Inteligente	
Máx. Altitude de Operação s/ Red. De Potência	2000m	
Vida Útil Projetada	>20 anos	
Padrão de Conexão a Rede	EN50549, IEC61727	
Umidade do Ambiente de Operação	0-100%	
Padrões de Segurança	IEC62109-1/-2, AS3100, EN61000-6-1	
Características		
Conexão CC	MC-4	
Conexão CA	IP65 Plugue Classificado	Plugue Padrão IP65
Display	LCD 240 x 160	
Interface	RS485/RS232	

APÊNDICE A – DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES

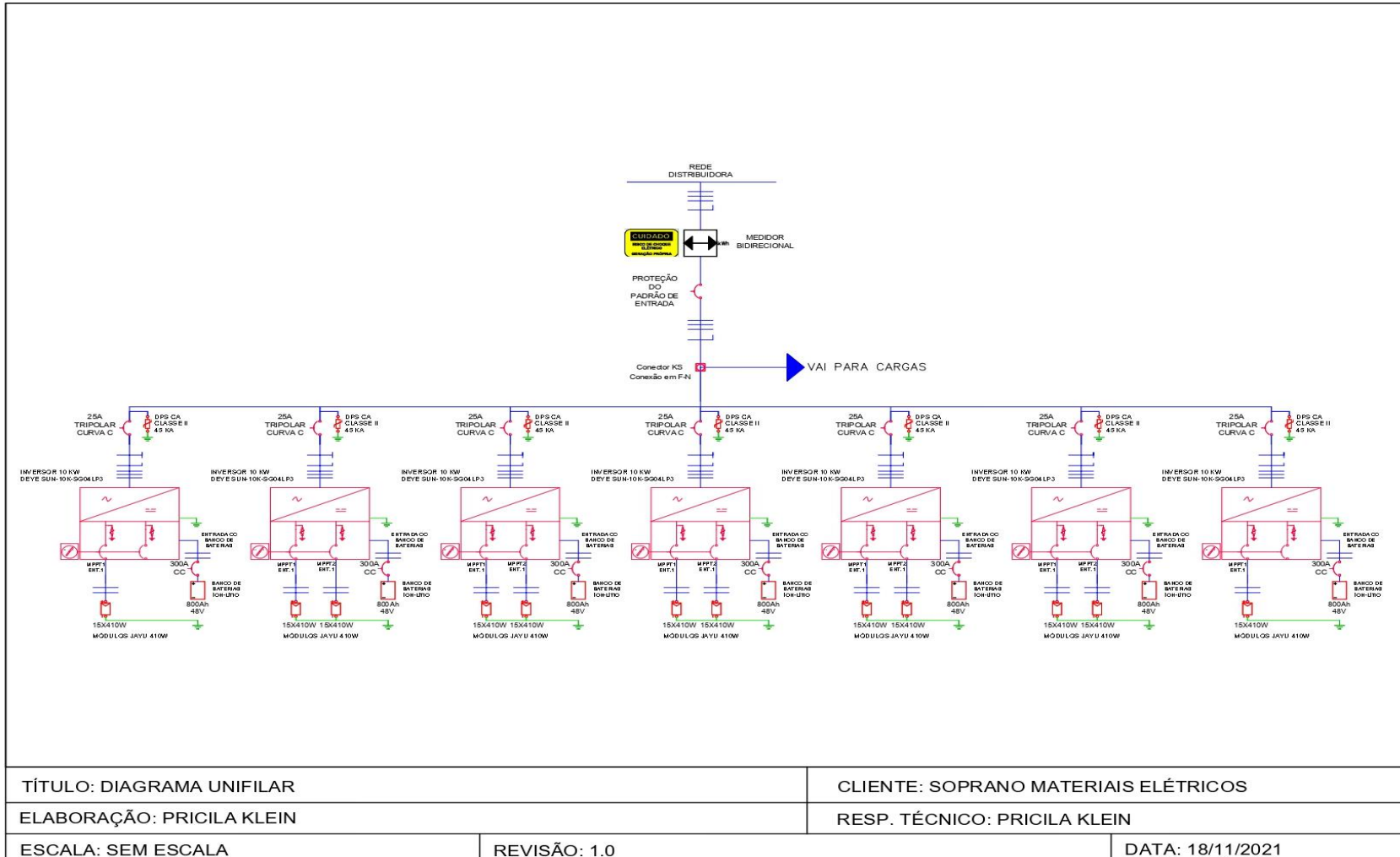
Dimensionamento inversores sistemas lítio/chumbo-ácido							
Abreviação	Dados	Soprano Lítio	Soprano Chumbo- ácido	Multinjet Lítio	Multinjet Chumbo- ácido	Dalgian Caxias	Dalgian Belém
Dados de entrada fotovoltaico							
V _{OC}	Tensão de circuito aberto do módulo (V)	46,11	46,11	46,11	46,11	46,11	46,11
N _{PS}	Número de painéis da <i>string</i>	15	15	15	15	15	15
V _{OC,STRING}	Tensão de circuito aberto da <i>string</i> (V)	760,815	760,815	760,815	760,815	760,815	760,815
P _P	Potência do módulo fotovoltaico (W)	410	410	410	410	410	410
P _S	Potência mínima da <i>string</i> (W)	6150	6150	6150	6150	6150	6150
Dados de entrada do banco de baterias							
V _{BB}	Tensão banco de baterias (V)	48	48	48	48	48	48
V _{IB}	Faixa de tensão da bateria admitida pelo inversor (V)	40~60	40~60	40~60	40~60	40~60	40~60
P _B	Potência por banco (W)	4630	8103	4125	8250	2387	2387
Dados inversor híbrido (SUN-10K-SG04LP3)							
P _{MI}	Máxima potência do inversor (W)	13000	13000	13000	13000	13000	13000
V _{OCI}	Máxima tensão em corrente contínua inversor (V)	800	800	800	800	800	800
N _{MPPT}	Número de MPPT	2	2	2	2	2	2
N _{STRING/MPPT}	Número de <i>strings</i> por MPPT	2+1	2+1	2+1	2+1	2+1	2+1
P _{LI}	Potência ligada ao inversor FV	12300	12300	12300	12300	12300	12300
N _S	Número de <i>strings</i> ligadas ao inversor	2 / 1	2	2	2	2	2
N _I	Número de inversores	7	4	2	1	1	1

Continuação da Tabela 12 - Dimensionamento inversores

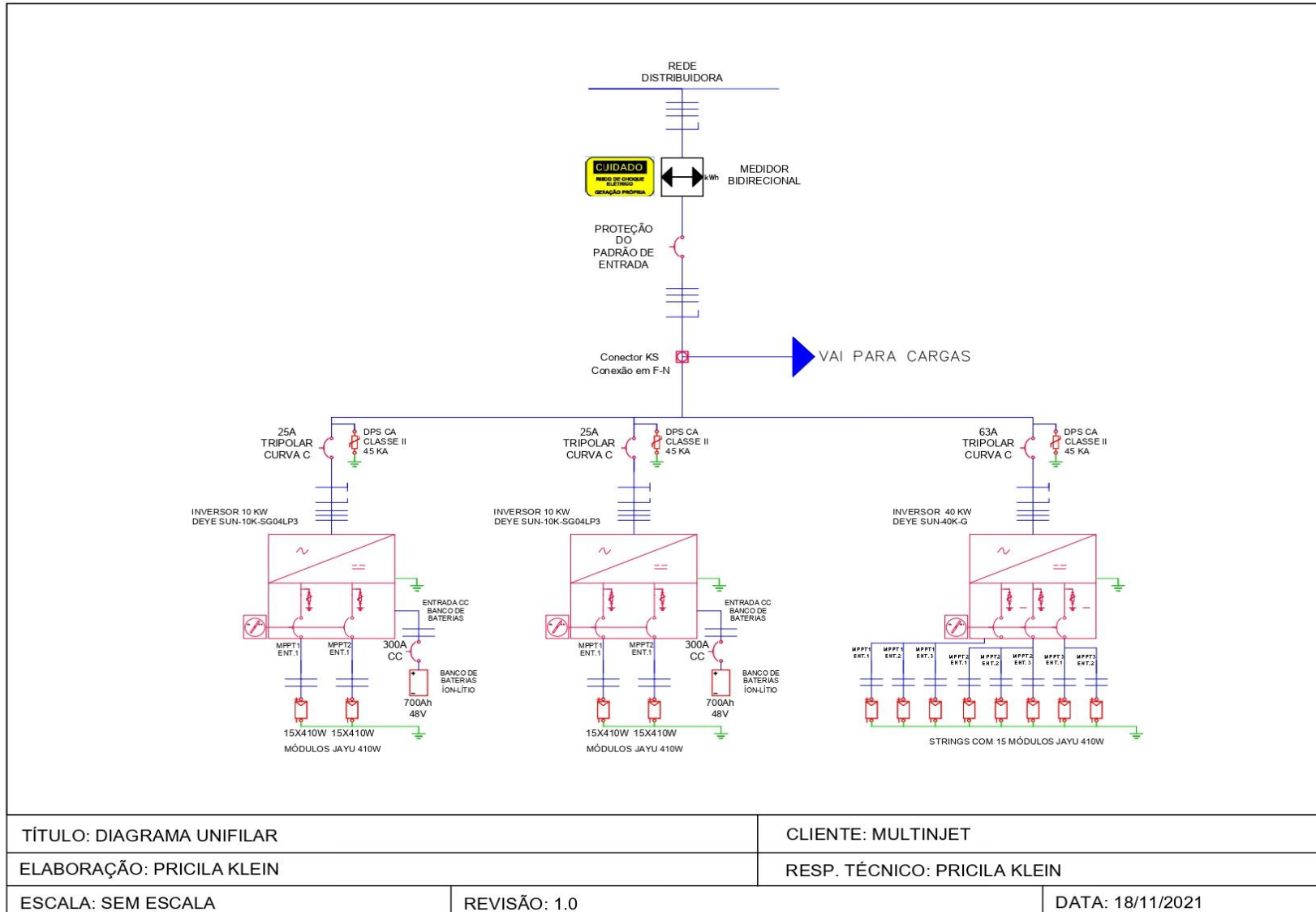
Dimensionamento inversores sistemas lítio/chumbo-ácido							
Abreviação	Dados	Soprano Lítio	Soprano Chumbo-ácido	Multinjet Lítio	Multinjet Chumbo-ácido	Dalgian Caxias	Dalgian Belém
Dados inversores híbrido (SUN-10K-SG04LP3)							
C_M	Corrente máxima carga e descarga lado CC (A)	100	200	100	200	100/200	100/200
P_{MIB}	Potência máxima inversor baterias (W)	4800	9600	4800	9600	4800/9600	4800/9600
P_{TIH}	Potência total FV ligada aos inversores híbridos (W)	73800	49200	24600	12300	12300	12300
P_{TBH}	Potência total baterias ligadas aos inversores híbridos (V)	32410	32410	4124	8249	2386	2386
Dados inversores			SUN-25K-G02	SUN-40K-G	SUN-50K-G		SUN-35K-G
P_{TSFV}	Potência total sistema FV (W)	Não será necessário utilizar	73800	73800	73800	73800	55350
P_{MI}	Máxima potência do inversor (W)		32500	49200	65000	65000	45500
V_{OCI}	Máxima tensão em corrente contínua inversor (V)		1000	1000	1000	1000	1000
N_{MPPT}	Número de MPPT		2	3	4	4	3
$N_{STRING/MPPT}$	Número de <i>strings</i> por MPPT		3	3	3	3	3
P_{LIC}	Potência ligada ao inversor convencional		24600	52000	61500	61500	43050
N_S	Número de <i>strings</i> ligadas ao inversor		4	8	10	10	7
N_I	Número de inversores		1	1	1	1	1

Fonte: a autora (2021)

APÊNDICE B - SOPRANO PROJETO ÍON-LÍTIO

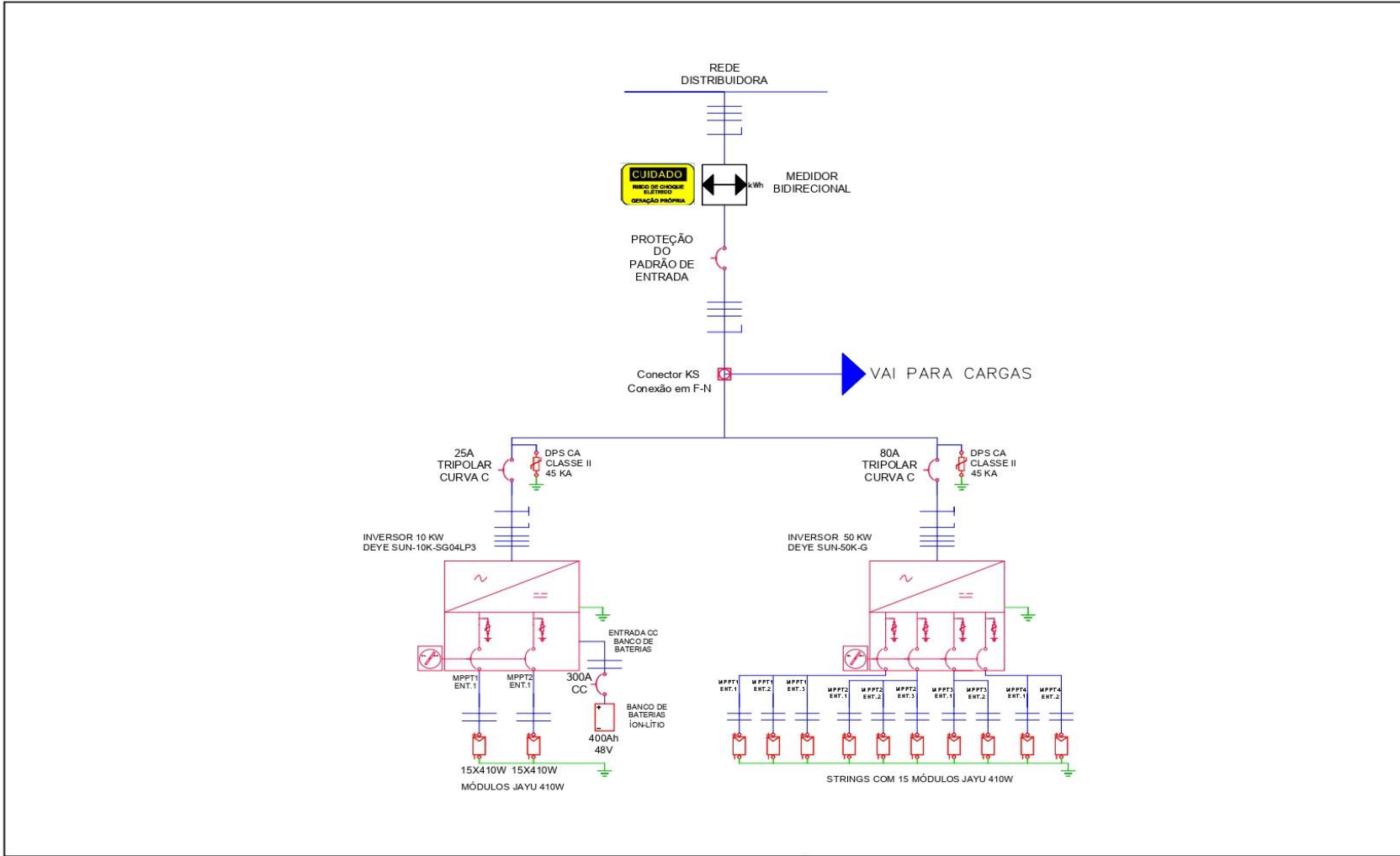


APÊNDICE C - MULTINJET PROJETO ÍON-LÍTIO



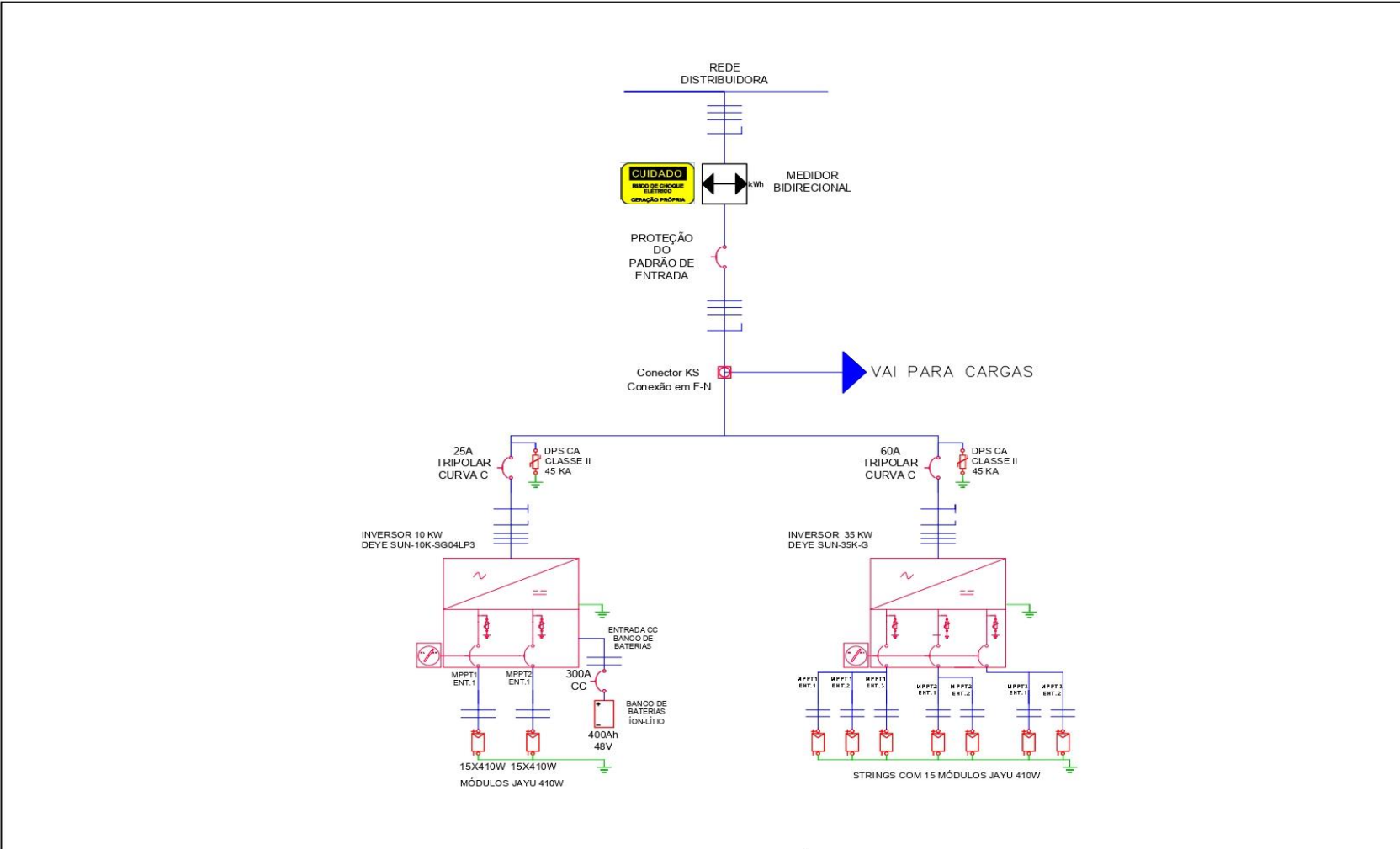
TÍTULO: DIAGRAMA UNIFILAR		CLIENTE: MULTINJET
ELABORAÇÃO: PRICILA KLEIN		RESP. TÉCNICO: PRICILA KLEIN
ESCALA: SEM ESCALA	REVISÃO: 1.0	DATA: 18/11/2021

APÊNDICE D - DALGIAN CAXIAS DO SUL PROJETO ÍON-LÍCIO



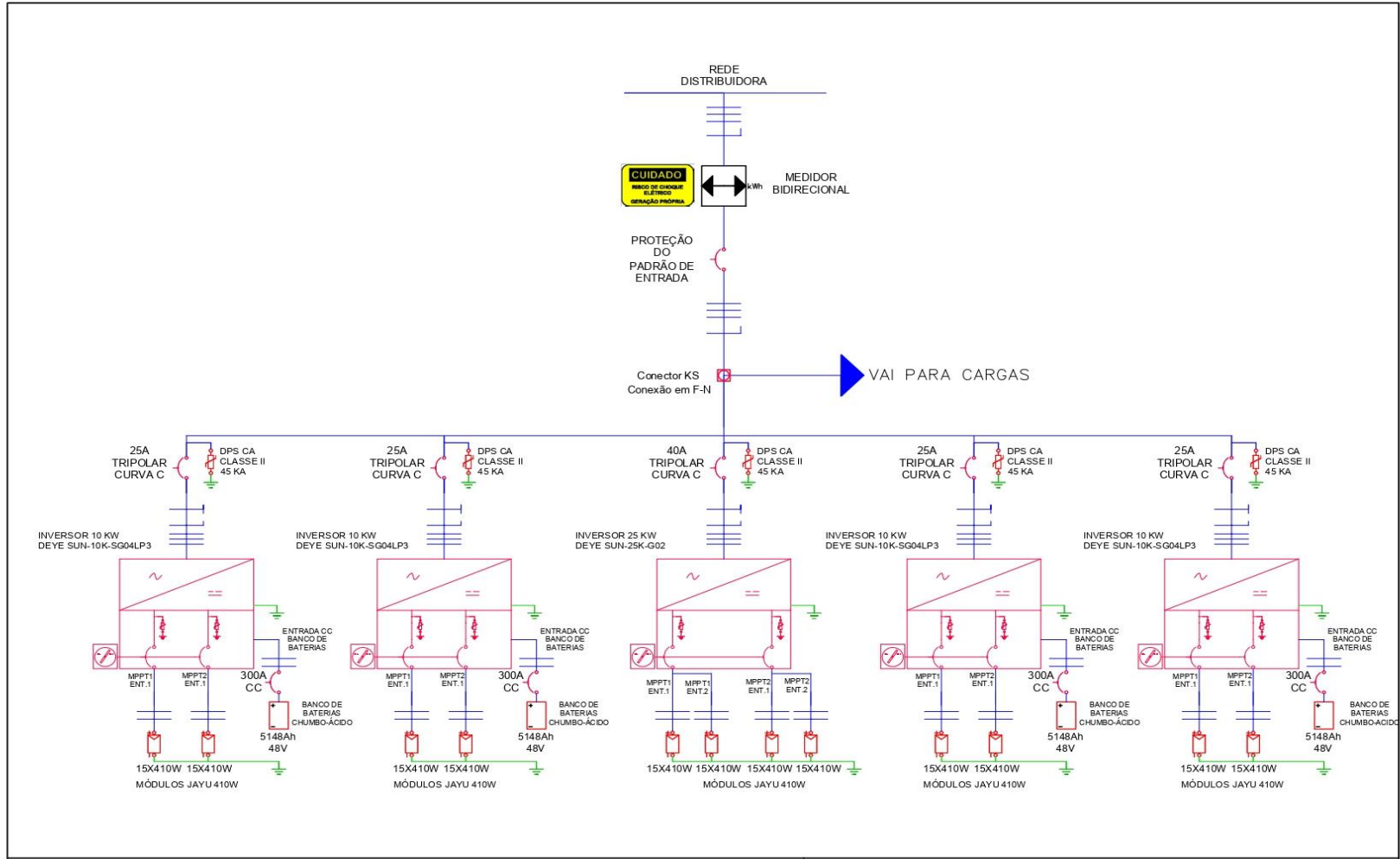
TÍTULO: DIAGRAMA UNIFILAR		CLIENTE: DALGIAN	
ELABORAÇÃO: PRICILA KLEIN		RESP. TÉCNICO: PRICILA KLEIN	
ESCALA: SEM ESCALA	REVISÃO: 1.0	DATA: 13/11/2021	

APÊNDICE E- DALGIAN BELÉM DO SUL PROJETO ÍON-LÍTIO



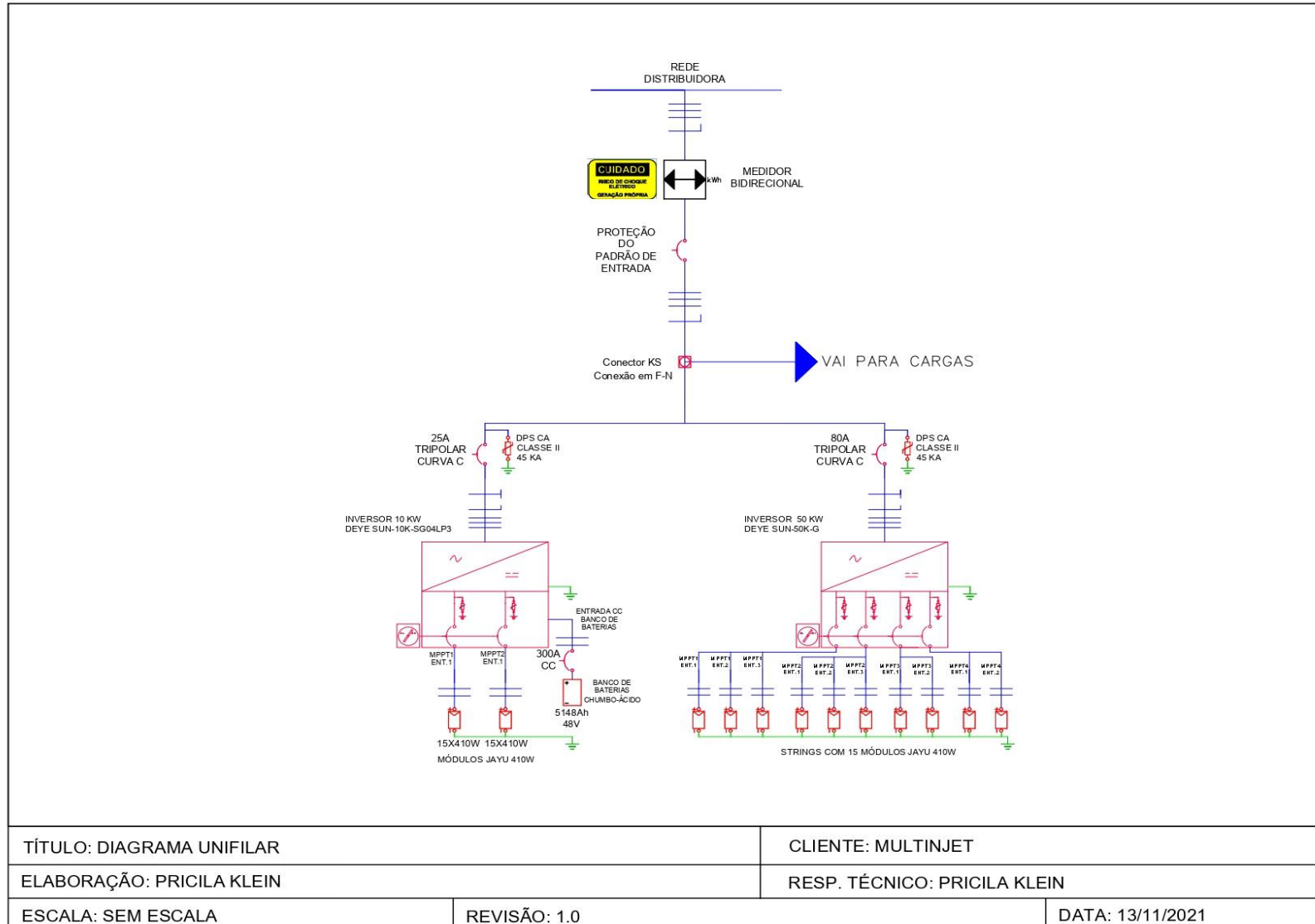
TÍTULO: DIAGRAMA UNIFILAR		CLIENTE: DALGIAN BELÉM	
ELABORAÇÃO: PRICILA KLEIN		RESP. TÉCNICO: PRICILA KLEIN	
ESCALA: SEM ESCALA	REVISÃO: 1.0	DATA: 13/11/2021	

APÊNDICE F- SOPRANO PROJETO CHUMBO-ÁCIDO

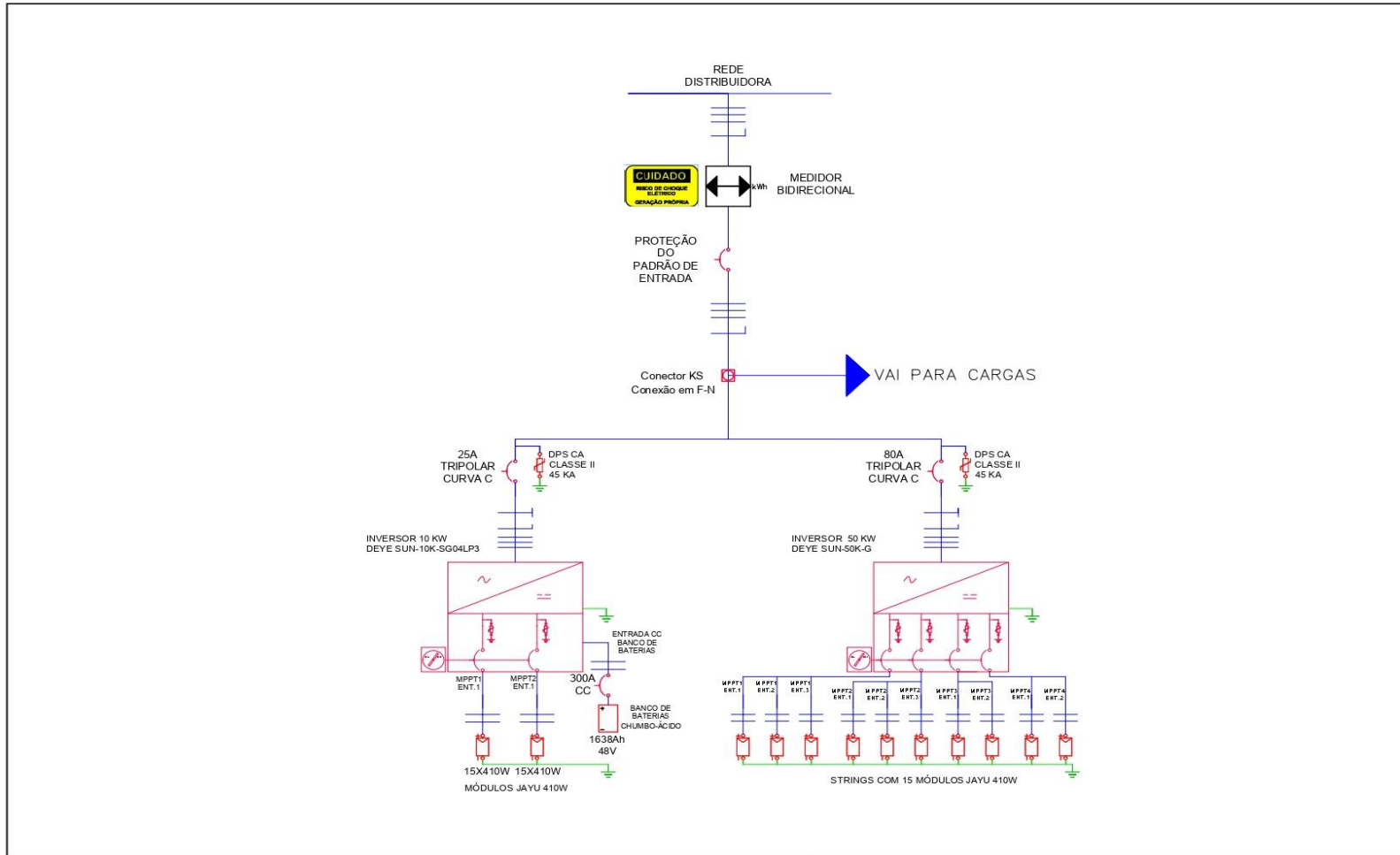


TÍTULO: DIAGRAMA UNIFILAR	CLIENTE: SOPRANO MATERIAIS ELÉTRICOS
ELABORAÇÃO: PRICILA KLEIN	RESP. TÉCNICO: PRICILA KLEIN
ESCALA: SEM ESCALA	REVISÃO: 1.0
	DATA: 13/11/2021

APÊNDICE G - MULTINJET PROJETO CHUMBO-ÁCIDO

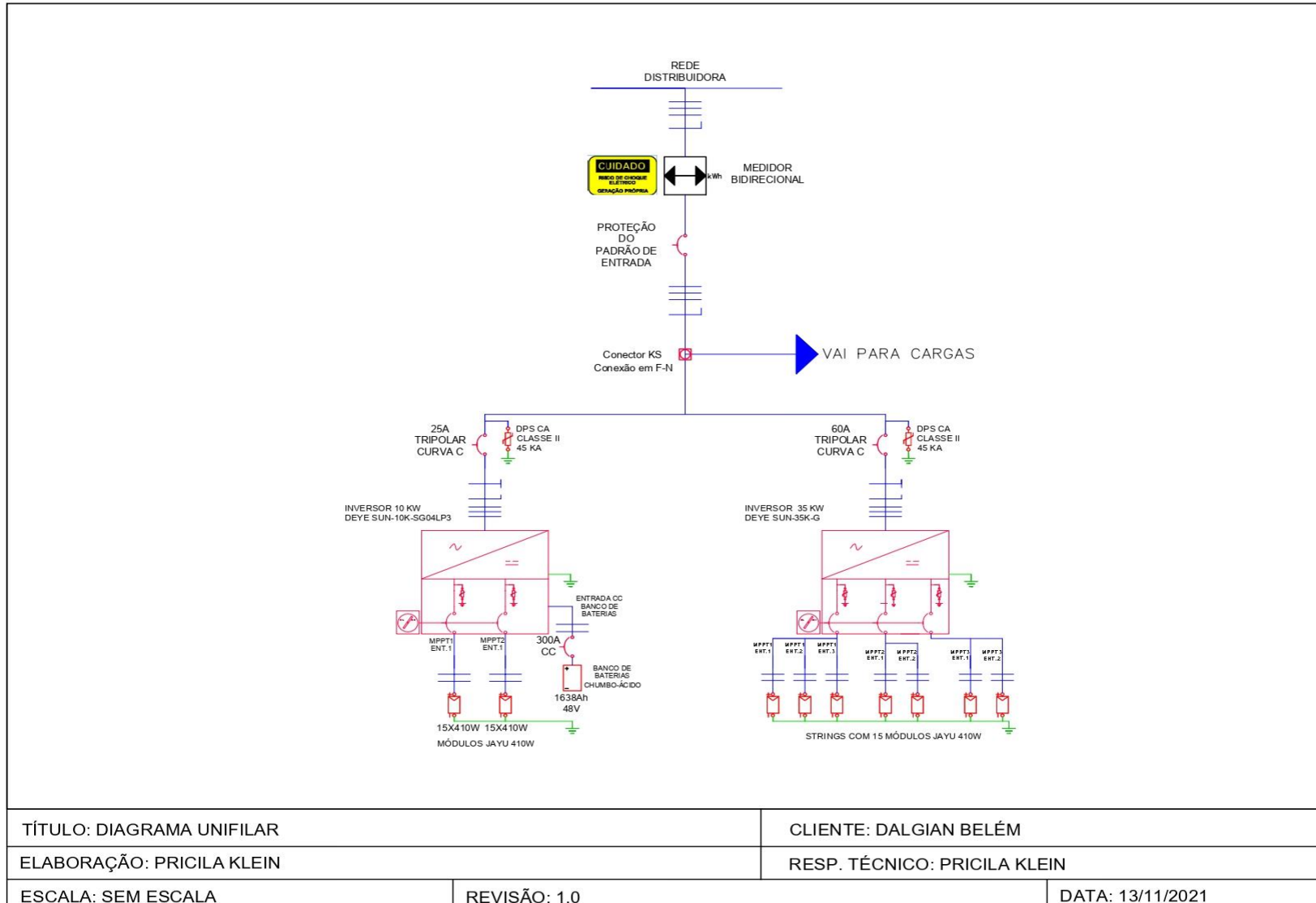


APÊNDICE H - DALGIAN CAXIAS DO SUL PROJETO CHUMBO-ÁCIDO



TÍTULO: DIAGRAMA UNIFILAR	CLIENTE: DALGIAN
ELABORAÇÃO: PRICILA KLEIN	RESP. TÉCNICO: PRICILA KLEIN
ESCALA: SEM ESCALA	REVISÃO: 1.0
DATA: 13/11/2021	

APÊNDICE I - DALGIAN BELÉM PROJETO CHUMBO-ÁCIDO



APÊNDICE J - CUSTOS DOS PROJETOS

Custos do projeto Imediato						
Item	Soprano Lítio	Soprano Chumbo-ácido	Multinjet Lítio	Multinjet Chumbo-ácido	Dalgian Caxias	Dalgian Belém
Kit gerador fotovoltaico	R\$176.985,21	R\$187.611,90	R\$201.443,05	R\$206.883,90	R\$206.883,90	R\$151.868,87
Projeto + instalação FV	R\$59.670,00	R\$63.180,00	R\$68.094,00	R\$70.200,00	R\$70.200,00	R\$55.390,57
Inversor híbrido	R\$111.328,00	R\$63.616,00	R\$31.808,00	R\$15.904,00	R\$15.904,00	R\$15.904,00
Imposto sobre importação	R\$66.796,80	R\$38.169,60	R\$19.084,80	R\$9.542,40	R\$9.542,40	R\$9.542,40
Banco de baterias Lítio	R\$912.688,00		R\$228.172,00		R\$65.192,00	R\$65.192,00
Banco de baterias Chumbo-ácido	R\$495.278,08		R\$123.819,52		R\$39.397,12	R\$39.397,12
Projeto + instalação Banco Lítio	R\$182.537,60		R\$45.634,40		R\$13.038,40	R\$13.038,40
Projeto + instalação Banco Chumbo-ácido	R\$99.055,62		R\$24.763,90		R\$7.879,42	R\$7.879,42
Climatização e estrutura Lítio	R\$19.100,00		R\$6.500,00		R\$5.300,00	R\$5.300,00
Climatização estrutura Chumbo-ácido	R\$78.900,00		R\$23.600,00		R\$14.100,00	R\$14.100,00
Custo total inicial Lítio	R\$1.529.105,61		R\$600.736,25		R\$386.060,70	R\$316.236,24
Custo total inicial Chumbo-ácido	R\$1.025.811,20		R\$474.713,72		R\$363.906,84	R\$294.082,38
Custos ao longo da vida útil do projeto						
7,7° Ano- substituição das baterias de chumbo-ácido						
Banco de baterias Chumbo-ácido	R\$278.841,56		R\$123.262,33		R\$22.180,58	R\$22.180,58
Instalação Banco Chumbo-ácido	R\$27.884,16		R\$12.326,23		R\$2.218,06	R\$2.218,06
12° Ano- substituição dos inversores						
Inversor convencional	0	19.657,50	29.537,91	37.715,95	37.715,95	21.162,81
Inversor híbrido	R\$104.314,34	R\$59.608,19	R\$29.804,10	R\$14.902,05	R\$14.902,05	R\$14.902,05
Mão de obra	R\$20.862,87	R\$15.853,14	R\$11.868,40	R\$10.523,60	R\$10.523,60	R\$7.212,97
15,4° Ano- substituição das baterias de chumbo-ácido						
Banco de baterias Chumbo-ácido	R\$156.987,80		R\$69.396,69		R\$12.487,67	R\$12.487,67

Item	Soprano Lítio	Soprano Chumbo-ácido	Multinjet Lítio	Multinjet Chumbo-ácido	Dalgian Caxias	Dalgian Belém
Custos ao longo da vida útil do projeto						
15,4° Ano- substituição das baterias de chumbo-ácido						
Instalação Banco Chumbo-ácido	R\$15.698,78		R\$6.939,67		R\$1.248,77	R\$1.248,77
Custos com operação, manutenção, seguro e ajuste de investimento(a partir do 2° ano)						
Projeto Lítio	R\$18.349,27		R\$7.208,84		R\$4.632,73	R\$3.794,83
Projeto Chumbo-ácido	R\$12.309,73		R\$5.696,56		R\$4.366,88	R\$3.528,99
Custo total do projeto ao longo da vida útil						
Projeto Lítio	R\$2.076.315,96		R\$837.749,87		R\$555.755,05	R\$446.795,27
Projeto Chumbo-ácido	R\$1.883.466,21		R\$880.801,23		R\$565.621,79	R\$456.662,02

APÊNDICE K - HISTÓRICO PIS E COFINS RGE SUL

Histórico PIS/Cofins RGE Sul		
Mês	PIS	Cofins
dez/20	0,95%	4,42%
jan/21	0,90%	4,15%
fev/21	0,96%	4,42%
mar/21	1,05%	4,86%
abr/21	1,00%	4,63%
mai/21	0,82%	3,72%
jun/21	0,98%	4,47%
jul/21	0,95%	4,43%
ago/21	0,98%	4,56%
set/21	1,11%	5,10%
out/21	1,16%	5,29%
nov/21	1,06%	4,88%
Média	0,99%	4,58%

APÊNDICE L - HISTÓRICO IPCA

IPCA histórico			
mês	2019	2020	2021
janeiro	0,32%	0,21%	0,25%
fevereiro	0,43%	0,25%	0,86%
março	0,75%	0,07%	0,93%
abril	0,57%	-0,31%	0,31%
maio	0,13%	-0,38%	0,83%
junho	0,01%	0,26%	0,53%
julho	0,19%	0,36%	0,96%
agosto	0,11%	0,24%	0,87%
setembro	-0,04%	0,64%	1,16%
outubro	0,10%	0,86%	Média anual
novembro	0,51%	0,89%	
dezembro	1,15%	1,35%	6,36%

APÊNDICE M - TARIFAS ESTIMADAS RGE SUL AO LONGO DA VIDA ÚTIL DO PROJETO

Tarifa - RGE Sul Grupo A4							
Tributos		PIS	Cofins	ICMS		IPCA	
		0,99%	4,58%	17,50%		6,36%	
Ano	Tarifa	Demanda TUSD (kW)	Consumo TUSD P (kWh)	Consumo TUSD FP (kWh)	Consumo TE P (kWh)	Consumo TE FP (kWh)	Bandeira Vermelha P2 (kWh)
1°	Sem Tributos	R\$ 27,18000	R\$ 1,07454	R\$ 0,08670	R\$ 0,43786	R\$ 0,27066	R\$ 0,09492
	Com Tributos	R\$35,33082	R\$1,39678	R\$0,11270	R\$0,56917	R\$0,35183	R\$0,12338
2°	Sem Tributos	R\$28,90865	R\$1,14288	R\$0,09221	R\$0,46571	R\$0,28787	R\$0,10096
	Com Tributos	R\$37,57786	R\$1,48561	R\$0,11987	R\$0,60537	R\$0,37420	R\$0,13123
3°	Sem Tributos	R\$30,74724	R\$1,21557	R\$0,09808	R\$0,49533	R\$0,30618	R\$0,10738
	Com Tributos	R\$39,96781	R\$1,58010	R\$0,12749	R\$0,64387	R\$0,39800	R\$0,13958
4°	Sem Tributos	R\$32,70276	R\$1,29288	R\$0,10432	R\$0,52683	R\$0,32566	R\$0,11421
	Com Tributos	R\$42,50977	R\$1,68059	R\$0,13560	R\$0,68482	R\$0,42331	R\$0,14846
5°	Sem Tributos	R\$34,78266	R\$1,37511	R\$0,11095	R\$0,56034	R\$0,34637	R\$0,12147
	Com Tributos	R\$45,21339	R\$1,78748	R\$0,14422	R\$0,72837	R\$0,45024	R\$0,15790
6°	Sem Tributos	R\$36,99484	R\$1,46256	R\$0,11801	R\$0,59597	R\$0,36840	R\$0,12920
	Com Tributos	R\$48,08896	R\$1,90116	R\$0,15340	R\$0,77470	R\$0,47887	R\$0,16794
7°	Sem Tributos	R\$39,34771	R\$1,55558	R\$0,12551	R\$0,63388	R\$0,39183	R\$0,13741
	Com Tributos	R\$51,14742	R\$2,02207	R\$0,16315	R\$0,82397	R\$0,50933	R\$0,17862

Tarifa - RGE Sul Grupo A4							
Ano	Tarifa	Demanda TUSD (kW)	Consumo TUSD P (kWh)	Consumo TUSD FP (kWh)	Consumo TE P (kWh)	Consumo TE FP (kWh)	Bandeira Vermelha P2 (kWh)
8°	Sem Tributos	R\$41,85022	R\$1,65452	R\$0,13350	R\$0,67419	R\$0,41675	R\$0,14615
	Com Tributos	R\$54,40039	R\$2,15068	R\$0,17353	R\$0,87637	R\$0,54172	R\$0,18998
9°	Sem Tributos	R\$44,51189	R\$1,75974	R\$0,14199	R\$0,71707	R\$0,44325	R\$0,15545
	Com Tributos	R\$57,86026	R\$2,28746	R\$0,18457	R\$0,93211	R\$0,57618	R\$0,20206
10°	Sem Tributos	R\$47,34285	R\$1,87166	R\$0,15102	R\$0,76268	R\$0,47144	R\$0,16533
	Com Tributos	R\$61,54017	R\$2,43294	R\$0,19630	R\$0,99139	R\$0,61282	R\$0,21492
11°	Sem Tributos	R\$50,35386	R\$1,99070	R\$0,16062	R\$0,81118	R\$0,50143	R\$0,17585
	Com Tributos	R\$65,45412	R\$2,58768	R\$0,20879	R\$1,05444	R\$0,65180	R\$0,22858
12°	Sem Tributos	R\$53,55636	R\$2,11731	R\$0,17084	R\$0,86277	R\$0,53332	R\$0,18703
	Com Tributos	R\$69,61700	R\$2,75225	R\$0,22207	R\$1,12150	R\$0,69325	R\$0,24312
13°	Sem Tributos	R\$56,96255	R\$2,25197	R\$0,18170	R\$0,91765	R\$0,56724	R\$0,19893
	Com Tributos	R\$74,04465	R\$2,92730	R\$0,23619	R\$1,19283	R\$0,73734	R\$0,25858
14°	Sem Tributos	R\$60,58536	R\$2,39519	R\$0,19326	R\$0,97601	R\$0,60331	R\$0,21158
	Com Tributos	R\$78,75389	R\$3,11347	R\$0,25121	R\$1,26870	R\$0,78424	R\$0,27503
15°	Sem Tributos	R\$64,43859	R\$2,54753	R\$0,20555	R\$1,03808	R\$0,64168	R\$0,22504
	Com Tributos	R\$83,76263	R\$3,31149	R\$0,26719	R\$1,34939	R\$0,83411	R\$0,29252
16°	Sem Tributos	R\$68,53689	R\$2,70955	R\$0,21862	R\$1,10410	R\$0,68249	R\$0,23935

Tarifa - RGE Sul Grupo A4							
Ano	Tarifa	Demanda TUSD (kW)	Consumo TUSD P (kWh)	Consumo TUSD FP (kWh)	Consumo TE P (kWh)	Consumo TE FP (kWh)	Bandeira Vermelha P2 (kWh)
16°	Com Tributos	R\$89,08994	R\$3,52210	R\$0,28418	R\$1,43521	R\$0,88716	R\$0,31113
17°	Sem Tributos	R\$72,89583	R\$2,88188	R\$0,23253	R\$1,17433	R\$0,72590	R\$0,25457
	Com Tributos	R\$94,75606	R\$3,74611	R\$0,30226	R\$1,52649	R\$0,94359	R\$0,33091
18°	Sem Tributos	R\$77,53201	R\$3,06517	R\$0,24732	R\$1,24901	R\$0,77207	R\$0,27076
	Com Tributos	R\$100,78254	R\$3,98436	R\$0,32148	R\$1,62357	R\$1,00360	R\$0,35196
19°	Sem Tributos	R\$82,46305	R\$3,26011	R\$0,26304	R\$1,32845	R\$0,82117	R\$0,28798
	Com Tributos	R\$107,19231	R\$4,23776	R\$0,34193	R\$1,72683	R\$1,06743	R\$0,37434
20°	Sem Tributos	R\$87,70769	R\$3,46745	R\$0,27977	R\$1,41294	R\$0,87340	R\$0,30630
	Com Tributos	R\$114,00974	R\$4,50729	R\$0,36367	R\$1,83666	R\$1,13532	R\$0,39815
21°	Sem Tributos	R\$93,28590	R\$3,68799	R\$0,29757	R\$1,50280	R\$0,92895	R\$0,32578
	Com Tributos	R\$121,26076	R\$4,79395	R\$0,38680	R\$1,95347	R\$1,20752	R\$0,42348
22°	Sem Tributos	R\$99,21889	R\$3,92254	R\$0,31649	R\$1,59838	R\$0,98803	R\$0,34650
	Com Tributos	R\$128,97295	R\$5,09884	R\$0,41140	R\$2,07771	R\$1,28432	R\$0,45041
23°	Sem Tributos	R\$105,52921	R\$4,17201	R\$0,33662	R\$1,70004	R\$1,05087	R\$0,36854
	Com Tributos	R\$137,17563	R\$5,42313	R\$0,43757	R\$2,20985	R\$1,36600	R\$0,47905
24°	Sem Tributos	R\$112,24087	R\$4,43735	R\$0,35803	R\$1,80816	R\$1,11770	R\$0,39198
	Com Tributos	R\$145,90000	R\$5,76804	R\$0,46540	R\$2,35040	R\$1,45288	R\$0,50952

Tarifa - RGE Sul Grupo A4							
Ano	Tarifa	Demanda TUSD (kW)	Consumo TUSD P (kWh)	Consumo TUSD FP (kWh)	Consumo TE P (kWh)	Consumo TE FP (kWh)	Bandeira Vermelha P2 (kWh)
25°	Sem Tributos	R\$119,37939	R\$4,71957	R\$0,38080	R\$1,92316	R\$1,18879	R\$0,41691
	Com Tributos	R\$155,17924	R\$6,13489	R\$0,49500	R\$2,49988	R\$1,54528	R\$0,54193

APÊNDICE N - TARIFAS ESTIMADAS EQUATORIAL PA AO LONGO DA VIDA ÚTIL DO PROJETO

Tarifa - Equatorial Energia Grupo A4					
Tributos		PIS	Cofins	ICMS	IPCA
		0,99%	4,58%	25,00%	6,36%
Ano	Tarifa	Demanda TUSD (kW)	Consumo P (kWh)	Consumo FP (kWh)	Bandeira Vermelha P2 (kWh)
1°	Sem Tributos	R\$ 33,22000	R\$ 3,07170	R\$ 0,29130	R\$ 0,09492
	Com Tributos	R\$47,84675	R\$4,42417	R\$0,41956	R\$0,13671
2°	Sem Tributos	R\$35,33279	R\$3,26706	R\$0,30983	R\$0,10096
	Com Tributos	R\$50,88981	R\$4,70555	R\$0,44624	R\$0,14541
3°	Sem Tributos	R\$37,57996	R\$3,47485	R\$0,32953	R\$0,10738
	Com Tributos	R\$54,12640	R\$5,00482	R\$0,47462	R\$0,15466
4°	Sem Tributos	R\$39,97004	R\$3,69585	R\$0,35049	R\$0,11421
	Com Tributos	R\$57,56884	R\$5,32312	R\$0,50481	R\$0,16449
5°	Sem Tributos	R\$42,51214	R\$3,93090	R\$0,37278	R\$0,12147
	Com Tributos	R\$61,23021	R\$5,66168	R\$0,53692	R\$0,17495
6°	Sem Tributos	R\$45,21591	R\$4,18091	R\$0,39649	R\$0,12920
	Com Tributos	R\$65,12446	R\$6,02176	R\$0,57106	R\$0,18608
7°	Sem Tributos	R\$48,09164	R\$4,44681	R\$0,42171	R\$0,13741
	Com Tributos	R\$69,26637	R\$6,40474	R\$0,60738	R\$0,19792
8°	Sem Tributos	R\$51,15027	R\$4,72963	R\$0,44853	R\$0,14615
	Com Tributos	R\$73,67171	R\$6,81208	R\$0,64601	R\$0,21050
9°	Sem Tributos	R\$54,40343	R\$5,03043	R\$0,47705	R\$0,15545
	Com Tributos	R\$78,35723	R\$7,24533	R\$0,68710	R\$0,22389
10°	Sem Tributos	R\$57,86348	R\$5,35037	R\$0,50739	R\$0,16533
	Com Tributos	R\$83,34075	R\$7,70613	R\$0,73080	R\$0,23813
11°	Sem Tributos	R\$61,54360	R\$5,69065	R\$0,53966	R\$0,17585
	Com Tributos	R\$88,64123	R\$8,19624	R\$0,77728	R\$0,25328
12°	Sem Tributos	R\$65,45778	R\$6,05258	R\$0,57399	R\$0,18703

Tarifa - Equatorial Energia Grupo A4					
Ano	Tarifa	Demanda TUSD (kW)	Consumo P (kWh)	Consumo FP (kWh)	Bandeira Vermelha P2 (kWh)
12°	Com Tributos	R\$94,27881	R\$8,71753	R\$0,82671	R\$0,26938
13°	Sem Tributos	R\$69,62089	R\$6,43752	R\$0,61049	R\$0,19893
	Com Tributos	R\$100,27494	R\$9,27196	R\$0,87929	R\$0,28652
14°	Sem Tributos	R\$74,04878	R\$6,84695	R\$0,64932	R\$0,21158
	Com Tributos	R\$106,65243	R\$9,86166	R\$0,93522	R\$0,30474
15°	Sem Tributos	R\$78,75828	R\$7,28241	R\$0,69062	R\$0,22504
	Com Tributos	R\$113,43552	R\$10,48886	R\$0,99469	R\$0,32412
16°	Sem Tributos	R\$83,76731	R\$7,74558	R\$0,73454	R\$0,23935
	Com Tributos	R\$120,65002	R\$11,15595	R\$1,05796	R\$0,34474
17°	Sem Tributos	R\$89,09491	R\$8,23819	R\$0,78126	R\$0,25457
	Com Tributos	R\$128,32336	R\$11,86547	R\$1,12524	R\$0,36666
18°	Sem Tributos	R\$94,76134	R\$8,76214	R\$0,83094	R\$0,27076
	Com Tributos	R\$136,48473	R\$12,62011	R\$1,19681	R\$0,38998
19°	Sem Tributos	R\$100,78817	R\$9,31942	R\$0,88379	R\$0,28798
	Com Tributos	R\$145,16515	R\$13,42275	R\$1,27293	R\$0,41478
20°	Sem Tributos	R\$107,19829	R\$9,91213	R\$0,94000	R\$0,30630
	Com Tributos	R\$154,39766	R\$14,27644	R\$1,35388	R\$0,44116
21°	Sem Tributos	R\$114,01611	R\$10,54254	R\$0,99979	R\$0,32578
	Com Tributos	R\$164,21735	R\$15,18442	R\$1,43999	R\$0,46922
22°	Sem Tributos	R\$121,26753	R\$11,21305	R\$1,06337	R\$0,34650
	Com Tributos	R\$174,66157	R\$16,15015	R\$1,53157	R\$0,49906
23°	Sem Tributos	R\$128,98014	R\$11,92620	R\$1,13100	R\$0,36854
	Com Tributos	R\$185,77005	R\$17,17730	R\$1,62898	R\$0,53080
24°	Sem Tributos	R\$137,18328	R\$12,68470	R\$1,20293	R\$0,39198
	Com Tributos	R\$197,58502	R\$18,26977	R\$1,73259	R\$0,56456

Tarifa - Equatorial Energia Grupo A4					
Ano	Tarifa	Demanda TUSD (kW)	Consumo P (kWh)	Consumo FP (kWh)	Bandeira Vermelha P2 (kWh)
25°	Sem Tributos	R\$145,90814	R\$13,49145	R\$1,27944	R\$0,41691
	Com Tributos	R\$210,15143	R\$19,43173	R\$1,84278	R\$0,60047

**APÊNDICE O – ENERGIA PRODUZIDA MENSALMENTE EM CADA ANO DO
PROJETO**

Ano	Energia Produzida mensalmente em cada ano	Soprano	Multinjet	Dalgian Caxias	Dalgian Belém
		Energia destinada ao armazenamento	2041,87	519,74	150,35
1º	Energia Produzida por mês	5229,21	5229,21	5229,21	5553,37
	Energia residual utilizada no horário FP	3187,34	4709,47	5078,86	5403,02
2º	Energia Produzida por mês	5188,57	5188,57	5188,57	5510,22
	Energia residual utilizada no horário FP	3146,70	4668,83	5038,22	5359,87
3º	Energia Produzida por mês	5147,94	5147,94	5147,94	5467,07
	Energia residual utilizada no horário FP	3106,07	4628,20	4997,59	5316,72
4º	Energia Produzida por mês	5107,31	5107,31	5107,31	5423,92
	Energia residual utilizada no horário FP	3065,44	4587,57	4956,96	5273,57
5º	Energia Produzida por mês	5066,68	5066,68	5066,68	5380,77
	Energia residual utilizada no horário FP	3024,81	4546,94	4916,33	5230,42
6º	Energia Produzida por mês	5026,05	5026,05	5026,05	5337,63
	Energia residual utilizada no horário FP	2984,18	4506,31	4875,70	5187,28
7º	Energia Produzida por mês	4985,42	4985,42	4985,42	5294,48
	Energia residual utilizada no horário FP	2943,55	4465,68	4835,07	5144,13
8º	Energia Produzida por mês	4944,79	4944,79	4944,79	5251,33
	Energia residual utilizada no horário FP	2902,92	4425,05	4794,44	5100,98
9º	Energia Produzida por mês	4904,16	4904,16	4904,16	5208,18
	Energia residual utilizada no horário FP	2862,29	4384,42	4753,81	5057,83
10º	Energia Produzida por mês	4863,16	4863,16	4863,16	5164,64
	Energia residual utilizada no horário FP	2821,29	4343,42	4712,81	5014,29
11º	Energia Produzida por mês	4828,33	4828,33	4828,33	5127,65
	Energia residual utilizada no horário FP	2786,46	4308,59	4677,98	4977,30
12º	Energia Produzida por mês	4793,51	4793,51	4793,51	5090,67
	Energia residual utilizada no horário FP	2751,64	4273,77	4643,16	4940,32
13º	Energia Produzida por mês	4758,58	4758,58	4758,58	5053,57
	Energia residual utilizada no horário FP	2716,71	4238,84	4608,23	4903,22
14º	Energia Produzida por mês	4723,86	4723,86	4723,86	5016,70
	Energia residual utilizada no horário FP	2681,99	4204,12	4573,51	4866,35
15º	Energia Produzida por mês	4689,03	4689,03	4689,03	4979,71
	Energia residual utilizada no horário FP	2647,16	4169,29	4538,68	4829,36
16º	Energia Produzida por mês	4653,99	4653,99	4653,99	4942,50
	Energia residual utilizada no horário FP	2612,12	4134,25	4503,64	4792,15
17º	Energia Produzida por mês	4619,38	4619,38	4619,38	4905,74
	Energia residual utilizada no horário FP	2577,51	4099,64	4469,03	4755,39
18º	Energia Produzida por mês	4584,55	4581,73	4581,73	4865,75
	Energia residual utilizada no horário FP	2542,68	4061,99	4431,38	4715,40
19º	Energia Produzida por mês	4549,41	4549,41	4549,41	4831,44

Ano	Energia Produzida mensalmente em cada ano	Soprano	Multinjet	Dalgian Caxias	Dalgian Belém
19°	Energia residual utilizada no horário FP	2507,54	4029,67	4399,06	4681,09
20°	Energia Produzida por mês	4514,90	4514,90	4514,90	4794,78
	Energia residual utilizada no horário FP	2473,03	3995,16	4364,55	4644,43
21°	Energia Produzida por mês	4480,07	4480,07	4480,07	4757,80
	Energia residual utilizada no horário FP	2438,20	3960,33	4329,72	4607,45
22°	Energia Produzida por mês	4444,82	4444,82	4444,82	4720,37
	Energia residual utilizada no horário FP	2402,95	3925,08	4294,47	4570,02
23°	Energia Produzida por mês	4410,42	4410,42	4410,42	4683,83
	Energia residual utilizada no horário FP	2368,55	3890,68	4260,07	4533,48
24°	Energia Produzida por mês	4375,59	4375,59	4375,59	4646,84
	Energia residual utilizada no horário FP	2333,72	3855,85	4225,24	4496,49
25°	Energia Produzida por mês	4340,24	4340,24	4340,24	4609,30
	Energia residual utilizada no horário FP	2298,37	3820,50	4189,89	4458,95

**APÊNDICE P – ESTIMATIVA DE GASTOS ANUAIS COM ENERGIA ELÉTRICA
SEM O DESENVOLVIMENTO DOS PROJETOS**

Gasto anual sem o projeto				
Empresas	Soprano	Multinjet	Dalgian Caxias	Dalgian Belém
Consumo FP (kWh)	91941,21033	45324,97867	20699,6302	20699,6302
Consumo P (kWh)	2041,87	519,74	150,35	150,35
Demanda contratada (kW)	450	280	130	130
1º ano	R\$890.619,15	R\$451.507,13	R\$204.920,15	R\$221.045,30
2º ano	R\$947.262,52	R\$480.222,99	R\$217.953,07	R\$235.103,78
3º ano	R\$1.007.508,42	R\$510.765,17	R\$231.814,89	R\$250.056,38
4º ano	R\$1.071.585,96	R\$543.249,83	R\$246.558,31	R\$265.959,96
5º ano	R\$1.139.738,82	R\$577.800,52	R\$262.239,42	R\$282.832,29
6º ano	R\$1.212.226,21	R\$614.548,64	R\$278.917,85	R\$300.865,87
7º ano	R\$1.289.323,80	R\$653.633,93	R\$296.657,03	R\$320.000,94
8º ano	R\$1.371.324,79	R\$695.205,05	R\$315.524,41	R\$340.353,00
9º ano	R\$1.458.541,05	R\$739.420,09	R\$335.591,76	R\$361.999,45
10º ano	R\$1.551.304,26	R\$786.447,21	R\$356.935,40	R\$385.022,61
11º ano	R\$1.649.967,21	R\$836.465,25	R\$379.636,49	R\$409.510,05
12º ano	R\$1.754.905,13	R\$889.664,44	R\$403.781,37	R\$435.554,89
13º ano	R\$1.866.517,09	R\$946.247,10	R\$429.461,87	R\$463.256,18
14º ano	R\$1.985.227,58	R\$1.006.428,41	R\$456.775,64	R\$492.719,28
15º ano	R\$2.111.488,05	R\$1.070.437,26	R\$485.826,57	R\$524.056,22
16º ano	R\$2.245.778,69	R\$1.138.517,07	R\$516.725,15	R\$557.386,20
17º ano	R\$2.388.610,22	R\$1.210.926,76	R\$549.588,86	R\$592.835,96
18º ano	R\$2.540.525,83	R\$1.287.941,70	R\$584.542,72	R\$630.540,33
19º ano	R\$2.702.103,27	R\$1.369.854,79	R\$621.719,63	R\$670.642,69
20º ano	R\$2.873.957,04	R\$1.456.977,55	R\$661.261,00	R\$713.295,57
21º ano	R\$3.056.740,71	R\$1.549.641,33	R\$703.317,20	R\$758.661,16
22º ano	R\$3.251.149,41	R\$1.648.198,52	R\$748.048,18	R\$806.912,01
23º ano	R\$3.457.922,52	R\$1.753.023,94	R\$795.624,04	R\$858.231,62
24º ano	R\$3.677.846,39	R\$1.864.516,26	R\$846.225,73	R\$912.815,15
25º ano	R\$3.911.757,42	R\$1.983.099,50	R\$900.045,68	R\$970.870,19

**APÊNDICE Q – ESTIMATIVA DE GASTOS ANUAIS SEM ENERGIA ELÉTRICA
COM O DESENVOLVIMENTO DOS PROJETOS**

Gasto anual sem o projeto				
Empresas	Soprano	Multinjet	Dalgian Caxias	Dalgian Belém
Consumo FP (kWh)	91941,21033 – Energia residual	45324,97867- Energia residual	20699,6302- Energia residual	20699,6302- Energia residual
Consumo P (kWh)	0	0	0	0
Demanda contratada (kW)	450	280	130	130
1° ano	R\$816.939,07	R\$405.251,28	R\$165.319,60	R\$176.749,91
2° ano	R\$869.201,28	R\$431.330,14	R\$176.138,81	R\$188.297,56
3° ano	R\$924.806,75	R\$459.087,01	R\$187.665,50	R\$200.599,13
4° ano	R\$983.969,35	R\$488.629,84	R\$199.945,92	R\$213.703,79
5° ano	R\$1.046.916,63	R\$520.073,52	R\$213.029,31	R\$227.663,96
6° ano	R\$1.113.890,69	R\$553.540,36	R\$226.968,13	R\$242.535,43
7° ano	R\$1.185.149,11	R\$589.160,50	R\$241.818,28	R\$258.377,67
8° ano	R\$1.260.965,96	R\$627.072,47	R\$257.639,29	R\$275.253,99
9° ano	R\$1.341.632,83	R\$667.423,71	R\$274.494,58	R\$293.231,85
10° ano	R\$1.427.464,47	R\$710.375,65	R\$292.456,23	R\$312.387,63
11° ano	R\$1.518.706,39	R\$756.010,73	R\$311.511,63	R\$332.712,87
12° ano	R\$1.615.780,25	R\$804.577,14	R\$331.807,90	R\$354.359,88
13° ano	R\$1.719.060,34	R\$856.264,72	R\$353.427,35	R\$377.416,14
14° ano	R\$1.828.938,61	R\$911.269,18	R\$376.451,36	R\$401.968,48
15° ano	R\$1.945.841,61	R\$969.808,41	R\$400.976,17	R\$428.119,00
16° ano	R\$2.070.220,41	R\$1.032.111,50	R\$427.101,53	R\$455.819,73
17° ano	R\$2.202.541,42	R\$1.098.408,78	R\$454.920,18	R\$485.631,75
18° ano	R\$2.343.323,92	R\$1.169.025,28	R\$484.610,80	R\$517.279,28
19° ano	R\$2.493.111,48	R\$1.244.067,00	R\$516.123,76	R\$550.873,31
20° ano	R\$2.652.459,08	R\$1.323.975,37	R\$549.734,94	R\$586.698,36
21° ano	R\$2.821.998,75	R\$1.409.023,47	R\$585.541,36	R\$624.859,74
22° ano	R\$3.002.385,55	R\$1.499.545,05	R\$623.689,47	R\$665.512,89
23° ano	R\$3.194.279,76	R\$1.595.858,61	R\$664.298,61	R\$708.786,56
24° ano	R\$3.398.450,58	R\$1.698.369,84	R\$707.562,62	R\$754.884,92
25° ano	R\$3.615.687,39	R\$1.807.481,51	R\$753.658,96	R\$803.996,26

APÊNDICE R – FLUXO DE CAIXA

Fluxo de caixa									
Aplicação		Lítio				Chumbo ácido			
Ano	Empresas	Soprano lítio	Multinjet	Dalgian Caxias	Dalgian Belém	Soprano	Multinjet	Dalgian Caxias	Dalgian Belém
1°	Investimento inicial	R\$ 1.529.105,61	R\$ 600.736,25	R\$ 386.060,70	R\$ 316.236,24	R\$ 1.025.811,20	R\$ 474.713,72	R\$ 363.906,84	R\$ 294.082,38
	Entradas	R\$ 73.680,07	R\$ 46.255,85	R\$ 39.600,55	R\$ 44.295,38	R\$ 73.680,07	R\$ 46.255,85	R\$ 39.600,55	R\$ 44.295,38
	Balanco anual	-R\$ 1.455.425,54	-R\$ 554.480,40	-R\$ 346.460,15	-R\$ 271.940,86	-R\$ 952.131,12	-R\$ 428.457,87	-R\$ 324.306,29	-R\$ 249.787,00
2°	Saída	R\$ 18.349,27	R\$ 7.208,84	R\$ 4.632,73	R\$ 3.794,83	R\$ 12.309,73	R\$ 5.696,56	R\$ 4.366,88	R\$ 3.528,99
	Entradas	R\$ 78.061,24	R\$ 48.892,84	R\$ 41.814,27	R\$ 46.806,22	R\$ 78.061,24	R\$ 48.892,84	R\$ 41.814,27	R\$ 46.806,22
	Balanco anual	-R\$ 1.395.713,56	-R\$ 512.796,39	-R\$ 309.278,61	-R\$ 228.929,47	-R\$ 886.379,61	-R\$ 385.261,59	-R\$ 286.858,91	-R\$ 206.509,77
3°	Saída	R\$ 18.349,27	R\$ 7.208,84	R\$ 4.632,73	R\$ 3.794,83	R\$ 12.309,73	R\$ 5.696,56	R\$ 4.366,88	R\$ 3.528,99
	Entradas	R\$ 82.701,67	R\$ 51.678,16	R\$ 44.149,38	R\$ 49.457,25	R\$ 82.701,67	R\$ 51.678,16	R\$ 44.149,38	R\$ 49.457,25
	Balanco anual	-R\$ 1.331.361,16	-R\$ 468.327,06	-R\$ 269.761,95	-R\$ 183.267,06	-R\$ 815.987,68	-R\$ 339.280,00	-R\$ 247.076,41	-R\$ 160.581,51
4°	Saída	R\$ 18.349,27	R\$ 7.208,84	R\$ 4.632,73	R\$ 3.794,83	R\$ 12.309,73	R\$ 5.696,56	R\$ 4.366,88	R\$ 3.528,99
	Entradas	R\$ 87.616,60	R\$ 54.620,00	R\$ 46.612,39	R\$ 52.256,17	R\$ 87.616,60	R\$ 54.620,00	R\$ 46.612,39	R\$ 52.256,17
	Balanco anual	-R\$ 1.262.093,82	-R\$ 420.915,90	-R\$ 227.782,29	-R\$ 134.805,72	-R\$ 740.680,81	-R\$ 290.356,56	-R\$ 204.830,90	-R\$ 111.854,33
5°	Saída	R\$ 18.349,27	R\$ 7.208,84	R\$ 4.632,73	R\$ 3.794,83	R\$ 12.309,73	R\$ 5.696,56	R\$ 4.366,88	R\$ 3.528,99
	Entradas	R\$ 92.822,19	R\$ 57.727,00	R\$ 49.210,11	R\$ 55.168,34	R\$ 92.822,19	R\$ 57.727,00	R\$ 49.210,11	R\$ 55.168,34
	Balanco anual	-R\$ 1.187.620,90	-R\$ 370.397,74	-R\$ 183.204,91	-R\$ 83.432,22	-R\$ 660.168,35	-R\$ 238.326,13	-R\$ 159.987,67	-R\$ 60.214,98
6°	Saída	R\$ 18.349,27	R\$ 7.208,84	R\$ 4.632,73	R\$ 3.794,83	R\$ 12.309,73	R\$ 5.696,56	R\$ 4.366,88	R\$ 3.528,99
	Entradas	R\$ 98.335,52	R\$ 61.008,28	R\$ 51.949,72	R\$ 58.330,44	R\$ 98.335,52	R\$ 61.008,28	R\$ 51.949,72	R\$ 58.330,44
	Balanco anual	-R\$ 1.107.634,64	-R\$ 316.598,29	-R\$ 135.887,92	-R\$ 28.896,62	-R\$ 574.142,56	-R\$ 183.014,41	-R\$ 112.404,83	-R\$ 5.413,53
7°	Saída	R\$ 18.349,27	R\$ 7.208,84	R\$ 4.632,73	R\$ 3.794,83	R\$ 319.035,45	R\$ 141.285,13	R\$ 28.765,52	R\$ 27.927,63
	Entradas	R\$ 104.174,69	R\$ 64.473,43	R\$ 54.838,75	R\$ 61.623,27	R\$ 104.174,69	R\$ 64.473,43	R\$ 54.838,75	R\$ 61.623,27
	Balanco anual	-R\$ 1.021.809,22	-R\$ 259.333,69	-R\$ 85.681,90	R\$ 28.931,82	-R\$ 789.003,32	-R\$ 259.826,11	-R\$ 86.331,60	R\$ 28.282,11
8°	Saída	R\$ 18.349,27	R\$ 7.208,84	R\$ 4.632,73	R\$ 3.794,83	R\$ 12.309,73	R\$ 5.696,56	R\$ 4.366,88	R\$ 3.528,99
	Entradas	R\$ 110.358,84	R\$ 68.132,58	R\$ 57.885,12	R\$ 65.099,01	R\$ 110.358,84	R\$ 68.132,58	R\$ 57.885,12	R\$ 65.099,01

Fluxo de Caixa									
Aplicação		Lítio				Chumbo-ácido			
Ano	Empresas	Soprano	Multinjet	Dalgian Caxias	Dalgian Belém	Soprano	Multinjet	Dalgian Caxias	Dalgian Belém
8°	Balço anual	-R\$ 929.799,65	-R\$ 198.409,95	-R\$ 32.429,51	R\$ 90.235,99	-R\$ 690.954,22	-R\$ 197.390,10	-R\$ 32.813,36	R\$ 89.852,13
9°	Saída	R\$ 18.349,27	R\$ 7.208,84	R\$ 4.632,73	R\$ 3.794,83	R\$ 12.309,73	R\$ 5.696,56	R\$ 4.366,88	R\$ 3.528,99
	Entradas	R\$ 116.908,22	R\$ 71.996,37	R\$ 61.097,18	R\$ 68.767,60	R\$ 116.908,22	R\$ 71.996,37	R\$ 61.097,18	R\$ 68.767,60
	Balço anual	-R\$ 831.240,70	-R\$ 133.622,41	R\$ 24.034,95	R\$ 155.208,75	-R\$ 586.355,73	-R\$ 131.090,29	R\$ 23.916,94	R\$ 155.090,74
10°	Saída	R\$ 18.349,27	R\$ 7.208,84	R\$ 4.632,73	R\$ 3.794,83	R\$ 12.309,73	R\$ 5.696,56	R\$ 4.366,88	R\$ 3.528,99
	Entradas	R\$ 123.839,79	R\$ 76.071,55	R\$ 64.479,17	R\$ 72.634,99	R\$ 123.839,79	R\$ 76.071,55	R\$ 64.479,17	R\$ 72.634,99
	Balço anual	-R\$ 725.750,17	-R\$ 64.759,69	R\$ 83.881,39	R\$ 224.048,90	-R\$ 474.825,67	-R\$ 60.715,30	R\$ 84.029,23	R\$ 224.196,74
11°	Saída	R\$ 18.349,27	R\$ 7.208,84	R\$ 4.632,73	R\$ 3.794,83	R\$ 12.309,73	R\$ 5.696,56	R\$ 4.366,88	R\$ 3.528,99
	Entradas	R\$ 131.260,82	R\$ 80.454,52	R\$ 68.124,87	R\$ 76.797,19	R\$ 131.260,82	R\$ 80.454,52	R\$ 68.124,87	R\$ 76.797,19
	Balço anual	-R\$ 612.838,61	R\$ 8.486,00	R\$ 147.373,53	R\$ 297.051,26	-R\$ 355.874,59	R\$ 14.042,66	R\$ 147.787,21	R\$ 297.464,94
12°	Saída	R\$ 143.526,47	R\$ 78.419,25	R\$ 67.774,32	R\$ 47.072,66	R\$ 107.428,57	R\$ 68.838,16	R\$ 67.508,47	R\$ 46.806,82
	Entradas	R\$ 139.124,88	R\$ 85.087,30	R\$ 71.973,47	R\$ 81.195,01	R\$ 139.124,88	R\$ 85.087,30	R\$ 71.973,47	R\$ 81.195,01
	Balço anual	-R\$ 617.240,21	R\$ 15.154,05	R\$ 151.572,69	R\$ 331.173,60	-R\$ 324.178,27	R\$ 30.291,80	R\$ 152.252,21	R\$ 331.853,13
13°	Saída	R\$ 18.349,27	R\$ 7.208,84	R\$ 4.632,73	R\$ 3.794,83	R\$ 12.309,73	R\$ 5.696,56	R\$ 4.366,88	R\$ 3.528,99
	Entradas	R\$ 147.456,75	R\$ 89.982,38	R\$ 76.034,52	R\$ 85.840,04	R\$ 147.456,75	R\$ 89.982,38	R\$ 76.034,52	R\$ 85.840,04
	Balço anual	-R\$ 488.132,72	R\$ 97.927,59	R\$ 222.974,48	R\$ 413.218,81	-R\$ 189.031,26	R\$ 114.577,61	R\$ 223.919,85	R\$ 414.164,19
14°	Saída	R\$ 18.349,27	R\$ 7.208,84	R\$ 4.632,73	R\$ 3.794,83	R\$ 12.309,73	R\$ 5.696,56	R\$ 4.366,88	R\$ 3.528,99
	Entradas	R\$ 156.288,97	R\$ 95.159,23	R\$ 80.324,29	R\$ 90.750,80	R\$ 156.288,97	R\$ 95.159,23	R\$ 80.324,29	R\$ 90.750,80
	Balço anual	-R\$ 350.193,02	R\$ 185.877,99	R\$ 298.666,03	R\$ 500.174,78	-R\$ 45.052,02	R\$ 204.040,28	R\$ 299.877,25	R\$ 501.386,00
15°	Saída	R\$ 18.349,27	R\$ 7.208,84	R\$ 4.632,73	R\$ 3.794,83	R\$ 184.996,31	R\$ 82.032,93	R\$ 18.103,31	R\$ 17.265,42
	Entradas	R\$ 165.646,45	R\$ 100.628,85	R\$ 84.850,40	R\$ 95.937,23	R\$ 165.646,45	R\$ 100.628,85	R\$ 84.850,40	R\$ 95.937,23
	Balço anual	-R\$ 202.895,84	R\$ 279.298,00	R\$ 378.883,71	R\$ 592.317,17	-R\$ 64.401,89	R\$ 222.636,21	R\$ 366.624,34	R\$ 580.057,80
16°	Saída	R\$ 18.349,27	R\$ 7.208,84	R\$ 4.632,73	R\$ 3.794,83	R\$ 12.309,73	R\$ 5.696,56	R\$ 4.366,88	R\$ 3.528,99
	Entradas	R\$ 175.558,29	R\$ 106.405,57	R\$ 89.623,62	R\$ 101.566,47	R\$ 175.558,29	R\$ 106.405,57	R\$ 89.623,62	R\$ 101.566,47
	Balço anual	-R\$ 45.686,82	R\$ 378.494,74	R\$ 463.874,60	R\$ 690.088,80	R\$ 98.846,66	R\$ 323.345,22	R\$ 451.881,08	R\$ 678.095,28

Fluxo de Caixa									
Aplicação		Lítio				Chumbo-ácido			
Ano	Empresa	Soprano	Multinjet	Dalgian Caxias	Dalgian Belém	Soprano	Multinjet	Dalgian Caxias	Dalgian Belém
17°	Saída	R\$ 18.349,27	R\$ 7.208,84	R\$ 4.632,73	R\$ 3.794,83	R\$ 12.309,73	R\$ 5.696,56	R\$ 4.366,88	R\$ 3.528,99
	Entradas	R\$ 186.068,80	R\$ 112.517,97	R\$ 94.668,68	R\$ 107.204,21	R\$ 186.068,80	R\$ 112.517,97	R\$ 94.668,68	R\$ 107.204,21
	Balanço anual	R\$ 122.032,70	R\$ 483.803,88	R\$ 553.910,55	R\$ 793.498,18	R\$ 272.605,72	R\$ 430.166,62	R\$ 542.182,88	R\$ 781.770,50
18°	Saída	R\$ 18.349,27	R\$ 7.208,84	R\$ 4.632,73	R\$ 3.794,83	R\$ 12.309,73	R\$ 5.696,56	R\$ 4.366,88	R\$ 3.528,99
	Entradas	R\$ 197.201,91	R\$ 118.916,42	R\$ 99.931,92	R\$ 113.261,04	R\$ 197.201,91	R\$ 118.916,42	R\$ 99.931,92	R\$ 113.261,04
	Balanço anual	R\$ 300.885,34	R\$ 595.511,47	R\$ 649.209,74	R\$ 902.964,38	R\$ 457.497,90	R\$ 543.386,48	R\$ 637.747,91	R\$ 891.502,56
19°	Saída	R\$ 18.349,27	R\$ 7.208,84	R\$ 4.632,73	R\$ 3.794,83	R\$ 12.309,73	R\$ 5.696,56	R\$ 4.366,88	R\$ 3.528,99
	Entradas	R\$ 208.991,79	R\$ 125.787,79	R\$ 105.595,87	R\$ 119.769,38	R\$ 208.991,79	R\$ 125.787,79	R\$ 105.595,87	R\$ 119.769,38
	Balanço anual	R\$ 491.527,87	R\$ 714.090,43	R\$ 750.172,89	R\$ 1.018.938,93	R\$ 654.179,95	R\$ 663.477,71	R\$ 738.976,91	R\$ 1.007.742,95
20°	Saída	R\$ 18.349,27	R\$ 7.208,84	R\$ 4.632,73	R\$ 3.794,83	R\$ 12.309,73	R\$ 5.696,56	R\$ 4.366,88	R\$ 3.528,99
	Entradas	R\$ 221.497,96	R\$ 133.002,19	R\$ 111.526,06	R\$ 126.597,20	R\$ 221.497,96	R\$ 133.002,19	R\$ 111.526,06	R\$ 126.597,20
	Balanço anual	R\$ 694.676,56	R\$ 839.883,78	R\$ 857.066,22	R\$ 1.141.741,30	R\$ 863.368,18	R\$ 790.783,33	R\$ 846.136,09	R\$ 1.130.811,16
21°	Saída	R\$ 18.349,27	R\$ 7.208,84	R\$ 4.632,73	R\$ 3.794,83	R\$ 12.309,73	R\$ 5.696,56	R\$ 4.366,88	R\$ 3.528,99
	Entradas	R\$ 234.741,96	R\$ 140.617,85	R\$ 117.775,85	R\$ 133.801,43	R\$ 234.741,96	R\$ 140.617,85	R\$ 117.775,85	R\$ 133.801,43
	Balanço anual	R\$ 911.069,25	R\$ 973.292,80	R\$ 970.209,34	R\$ 1.271.747,89	R\$ 1.085.800,40	R\$ 925.704,62	R\$ 959.545,05	R\$ 1.261.083,60
22°	Saída	R\$ 18.349,27	R\$ 7.208,84	R\$ 4.632,73	R\$ 3.794,83	R\$ 12.309,73	R\$ 5.696,56	R\$ 4.366,88	R\$ 3.528,99
	Entradas	R\$ 248.763,86	R\$ 148.653,47	R\$ 124.358,71	R\$ 141.399,12	R\$ 248.763,86	R\$ 148.653,47	R\$ 124.358,71	R\$ 141.399,12
	Balanço anual	R\$ 1.141.483,85	R\$ 1.114.737,43	R\$ 1.089.935,32	R\$ 1.409.352,18	R\$ 1.322.254,53	R\$ 1.068.661,52	R\$ 1.079.536,88	R\$ 1.398.953,74
23°	Saída	R\$ 18.349,27	R\$ 7.208,84	R\$ 4.632,73	R\$ 3.794,83	R\$ 12.309,73	R\$ 5.696,56	R\$ 4.366,88	R\$ 3.528,99
	Entradas	R\$ 263.642,75	R\$ 157.165,33	R\$ 131.325,43	R\$ 149.445,05	R\$ 263.642,75	R\$ 157.165,33	R\$ 131.325,43	R\$ 149.445,05
	Balanço anual	R\$ 1.386.777,33	R\$ 1.264.693,93	R\$ 1.216.628,02	R\$ 1.555.002,40	R\$ 1.573.587,55	R\$ 1.220.130,29	R\$ 1.206.495,43	R\$ 1.544.869,80
24°	Saída	R\$ 18.349,27	R\$ 7.208,84	R\$ 4.632,73	R\$ 3.794,83	R\$ 223.715,83	R\$ 59.508,12	R\$ 19.933,45	R\$ 37.509,90
	Entradas	R\$ 279.395,81	R\$ 166.146,43	R\$ 138.663,11	R\$ 157.930,23	R\$ 279.395,81	R\$ 166.146,43	R\$ 138.663,11	R\$ 157.930,23
	Balanço anual	R\$ 1.647.823,87	R\$ 1.423.631,52	R\$ 1.350.658,40	R\$ 1.709.137,79	R\$ 1.629.267,53	R\$ 1.326.768,60	R\$ 1.325.225,08	R\$ 1.665.290,13
25°	Saída	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 211.406,10	R\$ 53.811,56	R\$ 15.566,57	R\$ 33.980,91

Fluxo de caixa									
Aplicação		Lítio				Chumbo-ácido			
Ano	Empresas	Soprano	Multinjet	Dalgian Caxias	Dalgian Belém	Soprano	Multinjet	Dalgian Caxias	Dalgian
25°	Entradas	R\$ 296.070,03	R\$ 175.617,98	R\$ 146.386,72	R\$ 166.873,93	R\$ 296.070,03	R\$ 175.617,98	R\$ 146.386,72	R\$ 166.873,93
	Balanço anual	R\$ 1.943.893,90	R\$ 1.599.249,50	R\$ 1.497.045,12	R\$ 1.876.011,72	R\$ 1.713.931,46	R\$ 1.448.575,02	R\$ 1.456.045,24	R\$ 1.798.183,15

APÊNDICE S – HISTÓRICO TAXA SELIC

Taxa Selic histórico			
Mês	2019	2020	2021
janeiro	x	x	1,90%
fevereiro	6,40%	4,15%	x
março	6,40%	3,65%	2,65%
maio	6,40%	2,90%	3,40%
junho	6,40%	2,15%	4,15%
julho	5,90%	x	x
agosto	x	1,90%	5,15%
setembro	5,40%	1,90%	6,15%
outubro	4,90%	1,90%	Média anual
dezembro	4,40%	1,90%	4,09%