



MESTRADO EM ENERGIA

JORGIMAR JESUS CARDOSO

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA - FINANCEIRA DA INSERÇÃO DE
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM UMA
INDÚSTRIA DE MOVIMENTAÇÃO DE CONTAINERES**

Salvador
2021

JORGIMAR JESUS CARDOSO

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA - FINANCEIRA DA INSERÇÃO DE
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM UMA
INDÚSTRIA DE MOVIMENTAÇÃO DE CONTAINERES**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia, Mestrado em Energia da UNIFACS - Universidade Salvador como requisito parcial para obtenção do título de Mestre.

Orientador: Prof. Dr. Victor Menezes Vieira.

Salvador
2021

Ficha Catalográfica elaborada pelo Sistema de Bibliotecas da UNIFACS Universidade
Salvador

Cardoso, Jorgimar Jesus

Análise de viabilidade técnica - financeira da inserção de geração fotovoltaica com armazenamento de energia em uma indústria de movimentação de containeres. / Jorgimar Jesus Cardoso. – Salvador, 2021.

137 f.: il.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Energia – Mestrado em Energia da UNIFACS Universidade Salvador, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre.

Orientador: Prof. Dr. Victor Menezes Vieira.

1. Energia - Análise de viabilidade econômica. 2. Usina fotovoltaica. 3. Usina híbrida. I. Vieira, Victor Menezes, orient. II. Título.

CDD:620.1

JORGIMAR JESUS CARDOSO

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA - FINANCEIRA DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTVOLTAICA COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM UMA INDÚSTRIA DE MOVIMENTAÇÃO DE CONTAINERES

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação – PPGE, Mestrado em Energia da Universidade Salvador - UNIFACS, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, aprovada pela seguinte banca examinadora:

Victor Menezes Vieira – Orientador _____
Doutor em Geologia pela Universidade Federal da Bahia – UFBA
Universidade de Salvador – UNIFACS

Kleber Freire da Silva
Doutora em Engenharia Elétrica - Universidade São Paulo (USP)
Universidade Federal da Bahia (UFBA)

Paulo Andrade Souza _____
Doutor em Engenharia Elétrica - Universidade Federal da Bahia (UFBA)
Universidade de Salvador – UNIFACS

Salvador, 01 de março de 2021.

Dedico este trabalho a todos profissionais envolvidos com energia renováveis, que são apaixonados pela energia fotovoltaica e torce para a expansão dessa tecnologia no ambiente industrial.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pelo ar que respiro, por ser meu guia nesse projeto, pois sem ele nada sou e nada seria, por isso dedico toda honra e glória para ele.

Agradeço a Universidade Salvador e aos meus professores por me proporcionar a oportunidade de obter experiências e conhecimentos novos que serão aplicados na minha trajetória profissional.

Agradeço ao meu orientador Dr. Victor Menezes Vieira e ao professor Dr. Eudemário Souza Santana, pela paciência depositada nesse processo e pela confiança e força para que este trabalho fosse concluído.

Agradeço aos meus Pais João Cardoso e Ilza Cardoso pela disciplina, apoio e amor incondicional e pelo incentivo ao retorno aos estudos.

Agradeço a minha companheira Denilma Cardoso e aos meus filhos Carolina Cardoso e Jorgimar Cardoso por terem ficado ao meu lado durante essa caminhada, pelo incentivo, carinho e paciência, sem dúvida sem vocês não chegaria até aqui.

Agradeço aos meus colegas de estudo que me apoiaram e compartilharam momentos únicos ao meu lado.

Muito obrigado!

“O trabalho dignifica o homem e o estudo
dignifica o trabalho.”

RESUMO

Este trabalho apresenta o estudo sobre dimensionamentos de usinas fotovoltaicas em uma empresa de containers localizada em Salvador, Bahia, além de apresentar a análise técnica e econômica considerando os custos estimados e as variáveis técnicas projetadas. Por meio de uma análise inicial do local da instalação da usina FV, da área disponibilizada, do consumo de energia elétrica, do preço das tarifas de energia no horário de ponta e fora de ponta, dos preços dos equipamentos disponíveis, dos valores médios das taxas de juros será realizado o dimensionamento baseado em estimativas do custo de implementação e operação no horizonte de 25 anos. A análise econômica será realizada em cima do fluxo de caixa descontado, os critérios de avaliação considerados serão: o valor presente líquido, a taxa interna de retorno, o período de payback e a taxa mínima de atratividade adotada, com isso será possível avaliar se o investimento é viável ou não. A proposta principal é projetar uma usina FV com capacidade de suprir o consumo de energia elétrica no horário de ponta, substituindo a geração diesel atual, então foi apresentado duas alternativas usina FV, sendo a primeira uma usina offgrid que supriria apenas o consumo no HP e uma segunda alternativa uma usina FV híbrida que aproveitaria toda área disponível do telhado e geraria a máxima energia possível para sistema elétrico, ou seja, atenderia o consumo no HP e injetaria o excedente de energia na rede gerando créditos de energia para reduzir o custo de energia da empresa. Ao longo do estudo será feito o dimensionamento dos principais componentes do sistema FV, levando em conta as considerações técnicas e econômicas, o dimensionamento técnico será realizado com a ajuda do software Solarius PV, que consiste na especificação otimizada dos módulos solares, inversores, baterias, controladores, cabeamento e proteções e os resultados obtidos revelaram que os projetos apresentados da usina FV, nas duas propostas, conseguem remunerar a empresa.

Palavras-chave: Usina FV, Análise de viabilidade econômica, horário de ponta, Gerador diesel, Usina híbrida, Usina Offgrid.

ABSTRACT

This work presents the study on sizing of photovoltaic plants in a container company located in Salvador, Bahia, in addition to presenting the technical and economic analysis considering the estimated costs and the projected technical variables. Through an initial analysis of the location of the installation of the PV plant, the area available, the consumption of electricity, the price of energy tariffs at peak and off-peak hours, the prices of available equipment, the average values of fees interest will be calculated based on estimates of the cost of implementation and operation over the 25-year horizon. The economic analysis will be carried out on top of the discounted cash flow, the evaluation criteria considered will be: the net present value, the internal rate of return, the payback period and the minimum attractiveness rate adopted, with this it will be possible to assess whether the investment is feasible or not. The main proposal is to design a PV plant with the capacity to supply electricity consumption at peak times, replacing the current diesel generation, so two alternatives were presented for PV plant, the first being an offgrid plant that would supply only consumption at HP and a second alternative is a hybrid PV plant that would take advantage of all available area of the roof and generate the maximum possible energy for the electrical system, that is, it would meet the consumption in the HP and inject the surplus energy into the network, generating energy credits to reduce the energy cost. from the company. Throughout the study, the main components of the PV system will be dimensioned, taking into account technical and economic considerations, the technical dimensioning will be carried out with the help of the Solarius PV software, which consists of the optimized specification of solar modules, inverters, batteries, controllers, cabling and protections and the results obtained revealed that the projects presented by the PV plant, in the two proposals, manage to remunerate the company.

Keywords: PV plant, Economic feasibility analysis, Peak hours, Diesel generator, Hybrid plant, Offgrid plant

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Mapa da irradiação solar no Brasil x Europa	36
Figura 2 – Tipos de sistemas de armazenamento de energia.....	47
Figura 3 – Foto do DEPOT na BR-324 Bahia – Empresa de containers.....	52
Figura 4 – Planta baixa do Depot	53
Figura 5 – Gerador HP do DEPOT.....	54
Figura 6 – Características técnicas do gerador do DEPOT	55
Figura 7 – Diagrama Unifilar do DEPOT	55
Figura 8 – Medidor Embrasul.....	60
Figura 9 – Unifilar com Gerador e medidor Embrasul.....	60
Figura 10 – Resumo do consumo médio de energia do DEPOT.....	62
Figura 11 – Componentes principais do sistema FV offgrid – CASO 1	63
Figura 12 – Esquema típico do sistema solar offgrid com armazenamento	64
Figura 13 – Componentes principais do sistema híbrido – CASO 2.....	65
Figura 14 – Esquema típico do sistema solar híbrido – CASO 2.....	65
Figura 15 – Diferença entre célula, módulo solar e arranjo	66
Figura 16 – Lista de módulos disponíveis no Solarius PV	67
Figura 17 – Inversor Solar Híbrido.....	69
Figura 18 – Controlador de Carga	73
Figura 19 – Dados geográficos do DEPOT	74
Figura 20 – Depot – Depósito de containers vazios	75
Figura 21 – Diagrama solar da região	76
Figura 22 – Posição ótima de instalação dos módulos	78
Figura 23 – Perdas do sistema FV	78
Figura 24 – Dimensionamento dos módulos	79
Figura 25 – Data sheet do módulo escolhido Canadian 400MS.....	80
Figura 26 – Placas projetadas em 2D	81
Figura 27 – Placas projetadas no telhado em 3D.....	81
Figura 28 – Lista de inversores disponíveis no Solarius PV	82
Figura 29 – Dados do Inversor	83
Figura 30 – Verificações elétricas do inversor	83
Figura 31 – Data sheet do inversor SMA	84
Figura 32 – Dimensionamento do quadro geral	85
Figura 33 – Dimensionamento dos cabos.....	86

Figura 34 – Dimensionamento das baterias.....	87
Figura 35 – Data sheet controlador de carga Epever trace	89
Figura 36 – Resumo do campo voltaico 1	91
Figura 37 – Esquemático do CASO 1 – Usina offgrid.....	91
Figura 38 – Dimensionamento dos módulos no solaruius PV- caso 2	92
Figura 39 – Placas projetadas em 2D na planta baixa	93
Figura 40 – Placas projetadas no telhado em 3D.....	93
Figura 41 – Tela de seleção do inversor especificado	94
Figura 42 – Verificações elétricas inversor MPPT 1 e 2.....	95
Figura 43 – Data sheet do inversor híbrido	97
Figura 44 – Dimensionamento cabos e quadros	98
Figura 45 – Unifilar do quadro geral	99
Figura 46 – Unifilar do quadro fotovoltaico.....	100
Figura 47 – Unifilar de quadro de campo.....	101
Figura 48 – Resumo dos cabos do projeto.....	102
Figura 49 – Resumo do campo voltaico caso 2	103
Figura 50 – Esquemático do caso 2	103
Figura 51 – Potência medida com o Embrasul no HP.....	109

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Participação por setor no consumo por eletricidade.....	28
Gráfico 2 – Tendência do consumo elétrico no Brasil	29
Gráfico 3 – Curva de carga típica do SIN consumidor residencial	31
Gráfico 4 – Curva de carga típica do SIN consumidor comercial.....	31
Gráfico 5 – Curva de carga típica do SIN consumidor industrial	32
Gráfico 6 – Potência FV instalada no mundo.....	37
Gráfico 7 – Geração FV mundo	37
Gráfico 8 – Instalações FV no mundo TOP 10	38
Gráfico 9 – Geração anual FV no Brasil	39
Gráfico 10 – Participação FV na geração distribuída.....	41
Gráfico 11 – Relação de geração de E.E no mercado livre X cativo	43
Gráfico 12 – Tensão de fornecimento: Grupo A x Grupo B	44
Gráfico 13 – Preço da bateria íon lítio em 2018.....	50
Gráfico 14 – Demanda contratada x Demanda medida.....	57
Gráfico 15 – Consumo fora da ponta anual	58
Gráfico 16 – Consumo na ponta anual	59
Gráfico 17 – Gráficos da medição in loco - Embrasul	61
Gráfico 18 – Gráfico Irradiação média mensal no plano horizontal [kWh/m ²]	76
Gráfico 19 – Payback descontado caso 1	120
Gráfico 20 – Gráfico payback descontado caso 2	128

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Horário de ponta das concessionárias do Brasil	30
Quadro 2 – Diferença entre o cativo x livre	43

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Relação de módulos por MPPT do inversor	84
Tabela 2 – Média história de inflação	108
Tabela 3 – Consumo de diesel em função da potência.....	110
Tabela 4 – Custo anual de manutenção do gerador	112
Tabela 5 – Módulos inseridos ao projeto nos 25 anos.....	114
Tabela 6 – Quadro resumo do investimento da usina caso 1.....	116
Tabela 7 – Quadro resumo do custo do gerador Diesel.....	117
Tabela 8 – Fluxo de caixa simples do caso 1	118
Tabela 9 – Valores da análise econômica do caso 1.....	119
Tabela 10 – Energia gerada x energia injetada.....	121
Tabela 11 – Custo de energia Coelba 2020	121
Tabela 12 – Reajuste histórico tarifa Coelba.....	122
Tabela 13 – Histórico das bandeiras tarifárias.....	123
Tabela 14 – Resumo do investimento da usina caso 2	124
Tabela 15 – Fluxo de caixa simples do caso 2	126
Tabela 16 – Valores da análise econômica do caso 2.....	127
Tabela 17 – Comparação da análise econômica caso1 x caso2.....	129

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

$^{\circ}\text{C}$	Graus Celsius
a.a.	Ao Ano
ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
Ah	Ampère-hora
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BEN	Balanco Energético Nacional
BOS	Balance of System
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CAES	Compressed Air Energy Storage
CC	Corrente Contínua
Cd	Cádmio
CNPJ	Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica
CO	Monóxido de carbono
COFINS	Contribuição financeira de seguridade social
DOD	<i>Depth Of Discharge</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESA	Energy Storage Association
ESS	Encargo de Serviços do Sistema
EUA	Estados Unidos da América
Fe	Ferro ou haletos
FV	Fotovoltaica
GW	Gigawatt
H2	Hidrogênio
HFP	Horário Fora de Ponta
HP	Horário de Ponta
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IBOPE	Instituto Brasileiro de Opinião Pública e Estatística
ICMS	Imposto de Circulação de Mercado e Serviços
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia

IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IRENA	International Renewable Energy Agency
KHO	Hidróxido de Potássio
kW	Potência Quilowatt
kWh	Energia Quilowatt hora
Li	Lítio
LiCoO ₂	Óxido de Cobalto e Lítio
LiFePO ₄	Fosfato de Ferro e Lítio
LiMnO ₄	Óxido de Manganês e Lítio
LiNiMnCoO ₂	Óxido de Cobalto, Manganês, Níquel e Lítio
ML	Mercado Livre
MME	Ministério de Minas e Energia
MPPT	Maximum Power Point Tracking
Ni	Níquel
NO _x	Óxidos de nitrogênio
PCH	Pequenas Centrais Hidroelétricas
PHS	<i>Pumped-hydro storage</i>
PIS	Programa de Integração Social
PMW	Pulse Width Modulation
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
SO ₂	Dióxido de enxofre
SOC	State of Charge
SRF	Secretaria da Receita Federal
TE	Tarifa elétrica
TES	Thermal Energy Storage
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
TWh	Energia Terawatt hora
V	Volts
Vpe	Volts por elemento

VPL	Valor Presente Líquido
W	Watts
Wh/m ²	watt hora por metro quadrado
Zn	zinco

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	19
1.1 JUSTIFICATIVA	22
1.2 OBJETIVOS	24
1.2.1 Objetivo Geral	24
1.2.2 Objetivos Específicos	24
2 METODOLOGIA.....	25
3 REFERENCIAL TEÓRICO	27
3.1 CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	27
3.2 HORÁRIO DE PONTA NO CONSUMO BRASILEIRO	29
3.3 GERAÇÃO NO HORÁRIO DE PONTA	33
3.3.1 Grupos Geradores Diesel	33
3.3.2 Geração Fotovoltaica.....	35
3.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	39
3.5 CONSUMO LIVRE E CATIVO	41
3.6 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	44
3.6.1 Sistema Eletroquímicos (Baterias)	47
4 DEPOT-CENTRO LOGÍSTICO DE SALVADOR (MOVIMENTAÇÃO DE CONTAINERS).....	52
4.1 SISTEMA ELÉTRICO DO DEPOT	54
4.1.1 Funcionalidade do Sistema Elétrico.....	56
4.1.2 Medições	56
4.1.2.1 Medição Coelba	56
4.1.2.2 Medição in Loco.....	59
5 O PROJETO DAS USINAS FV	63
5.1 INTRODUÇÃO.....	63
5.1.1 Caso 1- Sistema Offgrid com Armazenamento.....	63
5.1.2 Caso 2 - Sistema Híbrido com Armazenamento.....	64
5.2 EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NOS PROJETOS	65
5.2.1 Módulos Fotovoltaicos ou Solares	65
5.2.2 Inversor Solar	68
5.2.3 Baterias	70
5.2.4 Controlador de Carga	72
5.2.5 Outros Equipamentos	73
5.3 ESPAÇO FÍSICO DA INSTALAÇÃO FV.....	74

5.4 POTENCIAL SOLAR DA REGIÃO	75
5.5 FATORES MORFOLÓGICOS E AMBIENTAIS	76
5.5.1 Sombreamento	76
5.5.2 Refletância	77
6 PROJEÇÃO DA USINA PELO SOLARIUS PV	78
6.1 DIMENSIONAMENTO – CASO 1 – USINA OFFGRID	79
6.1.1 Módulos Solares pelo Solarius PV	79
6.1.2 Definição do Inversor Pelo Solarius PV	82
6.1.3 Definição dos Quadros, Cabos e Proteções pelo Solaris PV	84
6.1.4 Definição das Baterias pelo Solarius PV	86
6.1.5 Definição do Controlador de Carga	88
6.1.6 Resumo do Campo Voltaico no Caso 1 – Usina Offgrid	90
6.2 DIMENSIONAMENTO CASO 2 – USINA HÍBRIDA	92
6.2.1 Definição dos Modulos Solares – Solarius PV	92
6.2.2 Definição dos Inversores Híbridos – Caso 2	94
6.2.3 Definição de Quadros, Cabos e Proteção	98
6.2.4 Definição do Sistema de Acúmulo Baterias	102
6.2.5 Resumo do Campo Voltaico – Caso 2	102
7 ANÁLISE FINANCEIRA DOS PROJETOS	104
7.1 FLUXO DE CAIXA	105
7.2 PAYBACK	105
7.3 VPL	106
7.5 TIR	108
7.6 CUSTO DA GERAÇÃO NA PONTA – GERAÇÃO DIESEL	109
7.6.1 Custo do Combustível	109
7.6.2 Custo do serviço de abastecimento / operacional	111
7.6.3 Custo de manutenção	111
7.6.4 Custo de Depreciação	112
7.7 CUSTO DA USINA FV CASO 1	113
7.7.1 Módulos Solares	113
7.7.2 Inversor e Controladores	114
7.7.3 Baterias	115
7.7.4 Manutenção do Sistema FV	115
7.8 AVALIAÇÃO FINANCEIRA ECONÔMICA CASO 1	116
7.9 CUSTO DA USINA FV – CASO 2	120

7.9.1 Custo de Energia Coelba.....	121
7.9.1.1 Tarifa Coelba	121
7.9.1.2 Bandeiras Tarifárias	122
7.9.2 Módulos Solares.....	123
7.9.3 Inversores Híbridos	123
7.9.4 Baterias	123
7.9.5 Manutenção do Sistema FV	124
7.10 AVALIAÇÃO FINANCEIRA ECONÔMICA DO CASO 2	124
7.11 AVALIAÇÃO COMPARATIVA ENTRE O CASO 1 E O CASO 2.....	128
8 CONCLUSÕES.....	130
REFERÊNCIAS	132

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica tem se mostrado uma fonte energética bastante diversificada e, progressivamente, se tornando indispensável e estratégica para o crescimento econômico e para o desenvolvimento da sociedade.

A disponibilidade de energia elétrica tem uma relação direta com o desenvolvimento da humanidade no ponto de vista social e econômico, ou seja, maior oferta de energia estabelece condições para o crescimento econômico e o crescimento incorpora mais energia ao processo produtivo, de forma contrária a menor oferta de energia freia o crescimento, que, por sua vez, desarticula o setor produtivo.

O desenvolvimento em um país é acompanhado pelo aumento do consumo energético na indústria, isto porque, segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), a indústria é o setor que mais cria riqueza para o País, porque ela compra de muitos setores para fabricar os seus produtos, além disso a indústria brasileira é a maior consumidora de energia elétrica, segundo a Empresa de Pesquisa Energética EPE (2021), o percentual de 32,1% do consumo de energia elétrica do Brasil é consumido pela indústria.

A energia elétrica é insumo fundamental e estratégico, sendo o principal energético utilizado por 79% das empresas e podendo representar mais de 40% de seus custos de produção. Em vista disso, seu fornecimento com segurança, qualidade adequada e a custos módicos é imprescindível para a garantia da competitividade da indústria nacional. Entretanto, nos últimos anos o setor tem seguido no sentido oposto, com constantes elevações no custo da energia elétrica (FIRJAN, 2016).

A variação do custo de energia está muito relacionada ao modelo da matriz elétrica brasileira, que mostra uma elevada participação de fontes renováveis e tradicionalmente de menor custo, como as hidrelétricas, segundo o balanço energético nacional de 2021 cerca de 65,2% da capacidade instalada. Entretanto, quase metade da potência dessas novas usinas são as chamadas “a fio d’água”, ou seja, não possuem a mesma capacidade de geração das usinas hidrelétricas antigas. Estas maiores, por sua vez são vulneráveis aos efeitos adversos e cada vez mais recorrentes por conta das mudanças climáticas. Em períodos de estiagem as hidrelétricas não conseguem atender as demandas de energia e é necessário utilizar a energia gerada através de usinas termoelétricas de modo a garantir a disponibilidade energética para as residências e indústrias.

Essa vulnerabilidade traz variações nas contas de energia, desde 2015 o sistema de bandeiras tarifárias indica se haverá ou não acréscimo no valor da energia, isso é em função das condições de geração da eletricidade, sendo que nas condições favoráveis não há acréscimo, bandeira verde, mas nas condições hidrológicas desfavoráveis haverá acréscimo em função da criticidade, aplica-se neste a bandeira amarela ou vermelha.

No Brasil tem-se tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de acordo com o horário em que a energia é consumida (horário de ponta e horário fora de ponta) e conforme a sazonalidade anual referente ao período chuvoso, mas muitas empresas não podem parar a produção durante o horário de ponta, que representa três horas por dia durante os dias úteis de cada mês, isso dá um total do uso da energia elétrica no horário de ponta de aproximadamente 66 horas no mês. As tarifas no horário de ponta é mais cara desestimulando o consumo de energia nesse horário, o custo no horário de ponta pode chegar até 50% do valor da conta de energia de uma indústria, com isso as empresas buscam alternativas no mercado que possibilitem a substituição da energia da concessionária durante o horário de ponta, assim, poderão ter uma redução no valor da conta de energia ou, pelo menos, manter a linha de produção em operação sem impactar no custo final do produto, uma vez que, em termos de energia elétrica, o custo de um produto produzido no horário de ponta é mais oneroso pois o custo de energia nesse horário é mais elevado.

Como alternativas de geração no horário de ponta mais consolidadas são a geração a diesel, a geração a gás, sistemas de cogeração e ainda em processo de maturidade a geração fotovoltaica com armazenamento com baterias.

Segundo o Balanço Energético Nacional (BEN 2019), a participação de energia renováveis na matriz elétrica é de 83,3% e a geração fotovoltaica tem participação ainda muito pequena na matriz, apenas 0,5% em 2018 (MME, 2019), sendo a menor participação dentre todas as outras fontes, mas é importante salientar que a energia fotovoltaica (FV) foi a que mais cresceu nos últimos anos segundo o BEN 2019, entre 2017 e 2018 ocorreu um aumento de 316% da geração fotovoltaica no Brasil.

A geração FV é promissora pela abundância da irradiação solar no Brasil, os valores de irradiação solar global incidente em qualquer região do território brasileiro (1500-2.500 Wh/m²) são superiores aos da maioria dos países europeus. Outro fator estimulante é o incentivo dado pelo governo com leis voltadas para geração distribuída que facilita o acesso a rede elétrica local, podendo o consumidor gerar sua própria energia injetando o excedente na rede elétrica.

O grande problema da aplicação da geração FV no horário de ponta está na incompatibilidade dos horários de pico de geração FV com o horário de ponta determinado pelas concessionárias, onde se faz necessário gerar a própria energia para reduzir custos operacionais.

Uma das soluções apontadas para o problema da incompatibilidade de horários é a aplicação de sistema de armazenagem de energia, nos horários de 6 h às 18 h onde a geração FV é eficiente essa energia é armazenada e no horário de ponta, 18h as 21h, essa energia armazenada é utilizada pelo consumidor, evitando a utilização da energia fornecida pela concessionária.

O sistema de armazenamento além de reduzir os custos da conta de energia também pode ser utilizada na estabilidade elétrica da empresa e ainda ser um *backup* de energia caso ocorra a falta de energia pela concessionária local.

O presente estudo apresenta uma análise técnico econômica da alternativa de instalação de um sistema FV com armazenamento a bateria de íon lítio em uma indústria de movimentação de container, que já possui uma geração a diesel com capacidade inferior à sua carga total. A proposta é de que esse excedente de carga seja suprido pelo armazenamento da geração FV, com objetivo de reduzir o custo de energia elétrica, através da redução do consumo em kWh e demanda kW no horário de ponta. Serão utilizadas projeções de geração fotovoltaica no período diurno armazenando essa energia via baterias e descarregando no período de horário de ponta.

O estudo está dividido em 8 capítulos, onde o presente capítulo 1 contextualiza o estudo, traça objetivos e justifica-se a importância do estudo e sua aplicabilidade.

O capítulo 2 apresenta a metodologia utilizada e o capítulo 3 apresenta uma revisão bibliográfica sobre consumo de energia elétrica no Brasil e a contribuição da indústria brasileira, apresenta os modelos consumidores existentes, consumidores livres e consumidores cativos, a estrutura tarifária brasileira e os tributos incluídos, geração a diesel, sistemas de cogeração e a geração fotovoltaica com armazenamento.

No capítulo 4 é descrito o sistema elétrico da empresa de containers e onde será instalado a usina FV. O capítulo 5 apresenta o projeto das usinas FV, com seus respectivos equipamentos.

No capítulo 6 é feita uma simulação dos sistemas fotovoltaicos, utilizando o software Solarius PV a partir da avaliação técnica e levantamento de dados do sistema elétrico da empresa de *container*, com avaliação dos dados energéticos, tarifas locais aplicadas, consumo,

demanda e geração no horário de ponta, área disponível para instalação do sistema FV com armazenamento e definição da tecnologia mais eficiente a ser adotada no estudo.

O capítulo 7 apresenta a análise financeiras e seus resultados e no capítulo 8 as considerações finais do estudo.

1.1 JUSTIFICATIVA

O setor energético tem experimentado crescimento na oferta de energia elétrica, apesar que segundo o BEN 2021, a oferta de energia em 2020 recuou 0,8% em relação a 2019 e junto com ele uma redução do PIB brasileiro em 4,1% (MME, 2021). Um dos pilares para o crescimento de um país é a geração de energia elétrica para o abastecimento das residências e indústrias. Para solidificar o futuro crescimento do país é necessário garantir que as fontes de energia estejam disponíveis em níveis suficientes para garantir desenvolvimento.

A matriz elétrica brasileira é baseada em sua maioria de fontes hidráulicas (65,2%) segundo o balanço energético nacional de 2021, ainda assim é considerada uma matriz energética com diversificação, pois tem a contribuição de outras fontes energéticas (MME, 2021). No entanto essa predominância da energia hidráulica sofre com a interferência de ordem climática, quando as chuvas não caem nos leitos dos reservatórios mantendo os níveis planejados é solicitado ao sistema elétrico, o acionamento das usinas termoelétricas, para atender a demanda solicitada, essa inserção de energia ao sistema pelas térmicas, gera uma taxa de acréscimo na tarifa de energia, as famosas bandeiras tarifárias, que, mostram ao consumidor o preço real da energia e as condições de fornecimento do sistema.

O uso das fontes renováveis de energia no Brasil e no Mundo está em pleno crescimento. Segundo o *International Renewable Energy Agency (IRENA)*, houve aumento de 6,9% de disponibilidade de energia renováveis entre o ano de 2018 e o ano de 2019 e isso permite o aumento do consumo de energia elétrica da população e da indústria através da utilização da energia por fontes sustentáveis e com o mínimo de impacto ao meio ambiente. Dentre as fontes renováveis, a geração de energia solar como fonte renovável cresceu 61,5% entre os anos de 2019/20, segundo o BEN 2021 (MME, 2021). Esse crescimento é alavancado pelos incentivos governamentais, leis que facilitam a geração própria e a redução dos valores constantes dos produtos da geração FV.

Segundo o BEN 2021 o consumo final de eletricidade no Brasil em 2020 registrou uma redução de 1,0% em relação a 2019, com 540,2 TWh de energia consumida e os setores que contribuíram para esta redução em valores absolutos foram os setores comercial e serviços que retraíram em 10,4% e 9,4% respectivamente, mesmo com o avanço dos setores industrial em 3,9% e residencial em 3,4%. Em geral, apesar do pequeno decréscimo apresentado no último ano, existe a tendência de crescimento do consumo de energia para os próximos anos, justificada pelo otimismo pós pandemia do corona vírus, relacionado aos indicadores econômicos do país e pelo crescimento constante da população que aumentou em 0,8% de 2019 para 2020, principalmente nas cidades.

O fato do aumento significativo do consumo de energia traz uma preocupação com a sobrecarga do sistema elétrico, e como ação reativa por parte das concessionárias é autorizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a aplicação de multas para consumidores que ultrapassam a demanda contratada e altos valores cobrados pela energia utilizada no horário de ponta. Para evitar os altos custos com energia elétrica uma alternativa que tem sido apresentada e tem tido boa atratividade técnica e financeira é a implantação de grupos geradores a óleo diesel nas unidades consumidoras de elevado consumo elétrico, visando substituir totalmente ou parcialmente o consumo de energia no horário de ponta. Essa ação foi incentivada pelas distribuidoras que, apesar de não faturarem no período em que os consumidores são supridos por seus geradores, o mesmo gera um alívio ao sistema, diminuindo as chances de ocorrer qualquer tipo de interrupção no fornecimento de energia, o que influencia diretamente nos indicadores de qualidade de serviço das concessionárias (RIBEIRO, 2017).

A utilização da geração FV na redução de custo de energia no horário de ponta passa por uma incompatibilidade de horários, porque usualmente o horário de ponta tem seu início no final da tarde momento onde a geração fotovoltaica, pela pequena incidência solar, não apresenta produção elevada. Desta forma, o estudo é justificado quando se propõe, a inserção de um sistema FV com armazenamento de energia elétrica, capaz de determinar quando estocar a energia produzida, consumindo o ofertado pela concessionária à preços mais baratos. Assim o sistema também poderá optar por consumir ou entregar à rede a energia armazenada quando esta estiver em seu posto tarifário mais elevado. Além da redução de custo de energia elétrica o consumidor em estudo aumenta a confiabilidade do seu sistema, pois haverá suprimento de energia caso ocorra uma possível interrupção por parte da concessionária.

A análise é realizada para um consumidor específico que já possui um sistema de geração a diesel e tem como objetivo a verificação da viabilidade técnica financeira e identificação da condição de funcionamento mais vantajosa ao perfil de consumo estudado.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Analisar a viabilidade técnica e financeira do sistema de geração fotovoltaica com armazenamento em banco de baterias (*off grid*) para substituição da geração a diesel para alimentar a instalação de uma indústria de movimentação de container durante o horário de ponta.

1.2.2 Objetivos Específicos

- a) Identificar e descrever o histórico do consumo da indústria de movimentação de container, bem como os dados provenientes do sistema existente de geradores à diesel;
- b) Simular a implementação de um sistema fotovoltaico com armazenamento em baterias, que substitua o atual sistema de geração à diesel, através do software Solarius PV;
- c) Comparar as configurações do sistema fotovoltaico com armazenamento com sistema de baterias e as configurações do sistema de geração a diesel;
- d) Identificar e apresentar através de análise financeira, os cenários mais atrativos para inserção de geração fotovoltaica para complementação da geração na indústria em investigação.

2 METODOLOGIA

A metodologia deste trabalho tem como base uma revisão bibliográfica dos princípios de funcionamento de sistemas de geração de energia elétrica e seus elementos, com foco na geração fotovoltaica com armazenamento, utilizada no horário de ponta de uma empresa, foram considerados os custos atuais de energia elétrica no Brasil com suas tarifações e tributos para o consumidor cativo que é o objeto de estudo.

O propósito deste conhecimento foi em elaborar 2 estudos de casos aplicáveis a uma empresa, sendo no primeiro caso um sistema FV *offgrid* com baterias e no segundo caso um sistema FV híbrido, com intuito de demonstrar a viabilidade dos dois sistemas propostos.

A metodologia consistiu na escolha de uma empresa com atividade fim de movimentação de containers, que possui um sistema de geração à diesel no horário de ponta, para isso foi realizado um levantamento da sua demanda e consumo de energia elétrica nos horários de ponta e fora de ponta, com medições locais e com base histórica de 12 meses das medições de energia da concessionária local e estimativa de consumo de combustível para a geração a diesel instalada na empresa.

Para definição dos sistemas FV propostos, foi necessário ter como premissa a supressão do sistema de geração à diesel, para isso foi necessário propor usinas FV que substituam a geração a combustão. Para isso foi realizado o dimensionamento dos equipamentos e levantamento dos custos associados a geração FV com armazenamento.

De acordo com Boiler (1994 apud MENDES, 2013) um projeto é um conjunto de informações internas e externas a empresa, coletadas e processadas com objetivo de analisar e, eventualmente, implantar uma decisão de investimento, sendo um modelo que incorporando informações qualitativa e quantitativa, procura simular a decisão de investir e suas implicações.

Para realização desse projeto buscou se obter a melhor eficiência do sistema FV e a melhor eficácia no dimensionamento dos equipamentos, para isso foi utilizado o software Solarius PV, como ferramenta de projeto. Através desse software foi possível determinar a irradiação solar do local, posicionamento dos módulos solares e os equipamentos apropriados para aplicação.

Os custos de materiais e instalação dos sistemas propostos nesse trabalho é um investimento que só pode ser viabilizado através de um estudo financeiro, pois com ele é possível visualizar e prever as possibilidades de retorno do investimento.

Para levantamento dos custos com materiais utilizamos o Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica (CNPJ) da empresa Clean Volt para obter acessos a preços de materiais no mercado nacional, senso assim, para realizar a análise financeira, que envolve um montante de dinheiro que entrará e sairá (fluxo de caixa) ao longo do ciclo de vida da usina FV, será considerado os indicadores financeiros como Taxa Interna de Retorno (TIR), Valor Presente Líquido (VPL), Payback simples e descontado, Taxa Mínima de Atratividade (TMA), entre outros.

3 REFERENCIAL TEÓRICO

É difícil imaginar a vida moderna sem energia elétrica, é possível afirmar que a humanidade é dependente da energia elétrica. Atualmente, mesmo quem mora em áreas rurais tem à disposição energia elétrica e nas cidades ela sempre está disponível, exceto quando ocorre de uma interrupção de curta ou longa duração, essas interrupções ocasionam problemas nas residências, nas indústrias e no comércio em contraponto são utilizados sistema de geração emergenciais como o sistema ininterrupto de energia que amenizam os prejuízos causados por tais interrupções (FELAMINGO, 2016).

A demanda de energia no mundo é cada vez maior, não apenas para o conforto das pessoas, mas para aumentar a produção industrial e o desenvolvimento econômico. Dentro desse cenário, muitos avanços têm sido alcançados no uso de fontes renováveis, porém essas fontes dependem da natureza como as chuvas, os ventos e o sol.

A produção de energia por fontes renováveis, apresenta características de sazonalidade e intermitência, sendo necessário a complementação de fontes térmicas e sistema de armazenamentos para garantir o atendimento da demanda com qualidade e no horário pré estabelecido.

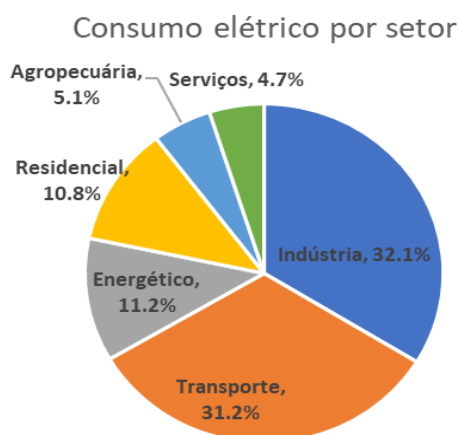
Os sistemas de armazenamentos são considerados por muitos a solução para o gargalo da geração intermitente através de fontes renováveis, além disso são muito utilizados na distribuição de energia em horários de picos onde a energia é mais cara, nesses horários (horário de ponta) ocorrem a sobre carga do sistema elétrico trazendo perdas para o sistema elétrico.

3.1 CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

O consumo de energia é um dos principais indicadores do desenvolvimento econômico e do nível de qualidade de vida de qualquer sociedade. Ele reflete tanto o ritmo de atividade dos setores industrial, comercial e de serviços. O consumo no Brasil representado por setores está no gráfico 1, onde o setor industrial tem a maior parcela consumidora de 32,1% (MME, 2021). Nesse sentido, a relação intensa entre as indústrias e o consumo da energia elétrica é evidente. Isso ilustra a importância de projetos de eficiência energética que direciona a indústria a manter ou aumentar a produtividade e ao mesmo tempo reduzir seu consumo de energia, projetos voltados para adequação tarifária que permite a redução do consumo de energia elétrica

nos horários críticos para o SEP e projetos voltados para geração distribuída que possibilita a injeção de potência elétrica a partir da instalação consumidora. Todas essas ações tem objetivos de ter uma indústria forte e produtiva para o país.

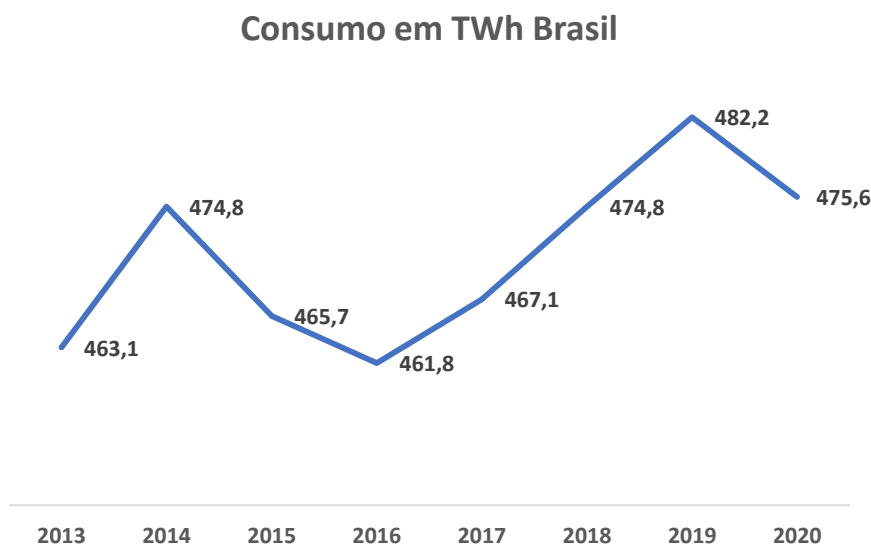
Gráfico 1 – Participação por setor no consumo por eletricidaderesidencial, comercial e industrial



Fonte: BEN 2021 (MME, 2021).

O Gráfico 2 representa a tendência do aumento do consumo de energia elétrica no Brasil, a redução de consumo do ano de 2019 para 2020 em 1,36%, isso mostra a retração do consumo de energia. Isso é reflexo do ano atípico com a eclosão da pandemia, trazendo um ritmo mais lento da resultante dos números das atividades dos setores industrial, comercial e de serviços, quanto a redução da capacidade da população para adquirir bens e serviços tecnologicamente mais avançados, como automóveis (que demandam combustíveis), eletrodomésticos e eletroeletrônicos (que exigem acesso à rede elétrica e pressionam o consumo de energia elétrica). Embora exista a expectativa de aquecimento econômico e na melhoria da qualidade de vida, após a pandemia, o crescimento tem aspectos negativos, um deles é a possibilidade do esgotamento dos recursos utilizados para a produção de energia, o impacto ao meio ambiente produzido por essa atividade e os elevados investimentos exigidos na pesquisa de novas fontes e construção de novas formas de gerar energia. Uma das maneiras mais modernas e utilizadas no mundo para conter a expansão do consumo sem comprometer qualidade de vida e desenvolvimento econômico tem sido o estímulo ao uso eficiente.

Gráfico 2 – Tendência do consumo elétrico no Brasil



Fonte: BEN 2021 (MME, 2021).

No Brasil, no que concerne a consumo de energia elétrica, esse estímulo tem sido aplicado de maneira sistemática desde 1985, quando o Ministério de Minas e Energia (MME) criou o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel), de âmbito nacional e coordenado pela Eletrobrás. Além disso, a legislação também determina que as distribuidoras de eletricidade destinem 0,25% de sua receita operacional líquida a programas e ações que se caracterizem pela eficiência energética.

3.2 HORÁRIO DE PONTA NO CONSUMO BRASILEIRO

O consumo de energia elétrica varia ao longo do dia e o horário de ponta, por definição, é o período do dia em que ocorre o pico na demanda por energia elétrica, segundo a ANEEL é o período definido pela distribuidora e aprovado pela ANEEL para toda sua área de concessão, considerando a curva de carga de seu sistema elétrico e é composto por 3 (três) horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi e feriados definidos por lei federal.

No Brasil, esse horário costuma ocorrer entre 17h e 21h. Entretanto, esse horário varia de estado para estado, o quadro 1 mostra alguns estados com suas respectivas faixas de horários de pico (SOLARVOLT, 2017).

Quadro 1 – Horário de ponta das concessionárias do Brasil

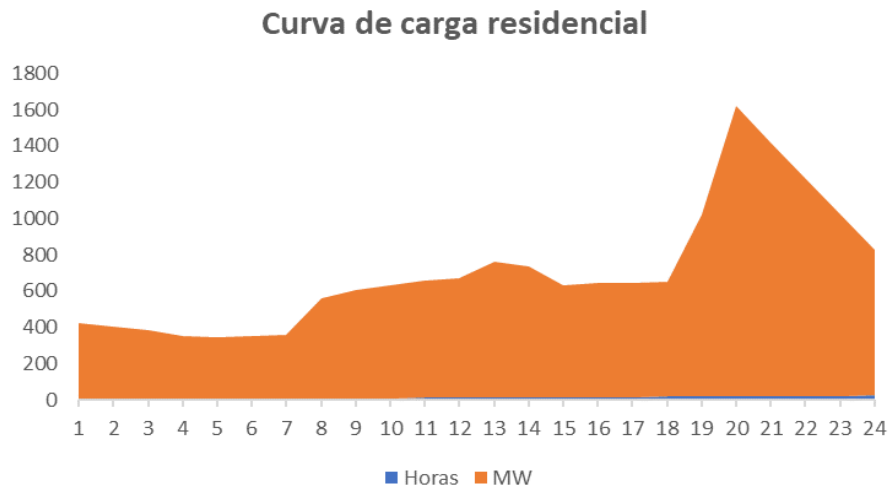
Concessionária	Estado	Horário de ponta
CEMIG	MG	17h às 20h
LIGHT	RJ	17h30 às 20h30
ELETROPAULO	SP	17h30 às 20h30
CELG	GO	18h às 21h
COPEL	POA	18h às 21h
COELCE	CE	17h30 às 20h30
COELBA	BA	18h às 21h
CEB	DF	18h às 21h
CELPE	PE	17h30 às 20h30
ENEL	SP,RJ,GO	18h às 21h
ELEKTRO	SP, MS	17h30 às 20h30

Fonte: Solarvolt (2017).

Segundo o gráfico 1, 47,6% do consumo de energia do Brasil está concentrado nos setores residencial, comercial e industrial e nesses setores a soma de consumo no horário de ponta sobrecarrega o sistema elétrico. Cada setor pode dá uma contribuição evitando ligar equipamentos e lâmpadas nesse horário, utilizando a menor carga possível, ou, escolha de outro horário para utilizar maior quantidade de equipamentos. Mas para ações de redução de consumo de energia no horário de ponta é importante conhecer as suas curvas de carga.

O gráfico 3 mostra a curva de carga de um consumidor residencial onde as características de consumo mostram maior demanda de energia nesse horário específico, é notório durante a madrugada um consumo mais baixo, após as 7h uma elevação do consumo e a partir das 17h, horário de ponta, um aumento significativo do consumo de energia, nesse horário junto a contribuição de outros setores ocorre a sobrecarga do sistema elétrico, após as 21h ocorre a redução do consumo.

Gráfico 3 - Curva de carga típica do SIN consumidor residencial

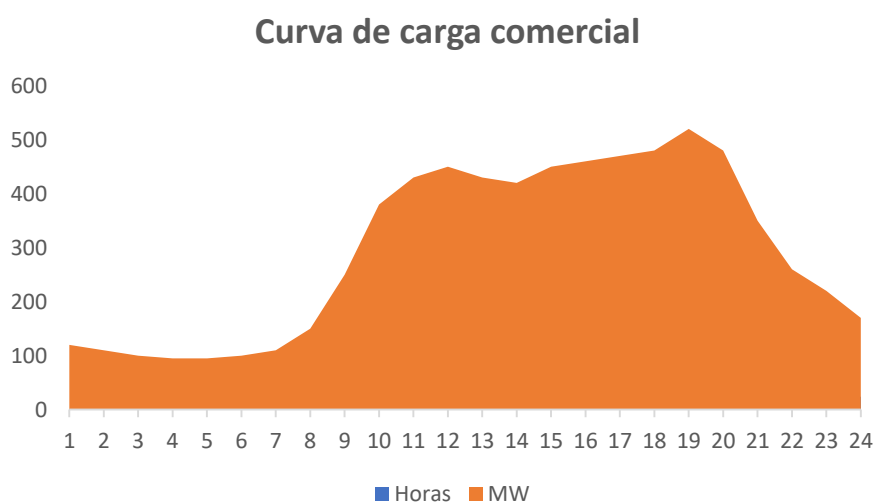


Fonte: Adaptado de mapeamento de curva de carga (QUEIROZ, 2018).

O consumidor residencial pertence ao grupo de baixa tensão e ele não é sobretaxado no horário de ponta, mas para contribuir com a redução do consumo neste horário e diminuir custos financeiros, a ANEEL desde janeiro de 2020 disponibilizou a tarifa branca que tem como objetivo reduzir o consumo elétrico no período da ponta pelos consumidores residenciais.

O gráfico 4 apresenta a curva de carga de um consumidor comercial, onde período da madrugada 1h às 7h o consumo de energia é menor que a média, porém a partir das 7h, devido a abertura do comércio ocorre a elevação do consumo, alcançando o pico às 19h, quando as lojas começam a fechar.

Gráfico 4 – Curva de carga típica do SIN consumidor comercial



Fonte: Adaptado de mapeamento de curva de carga (QUEIROZ, 2018).

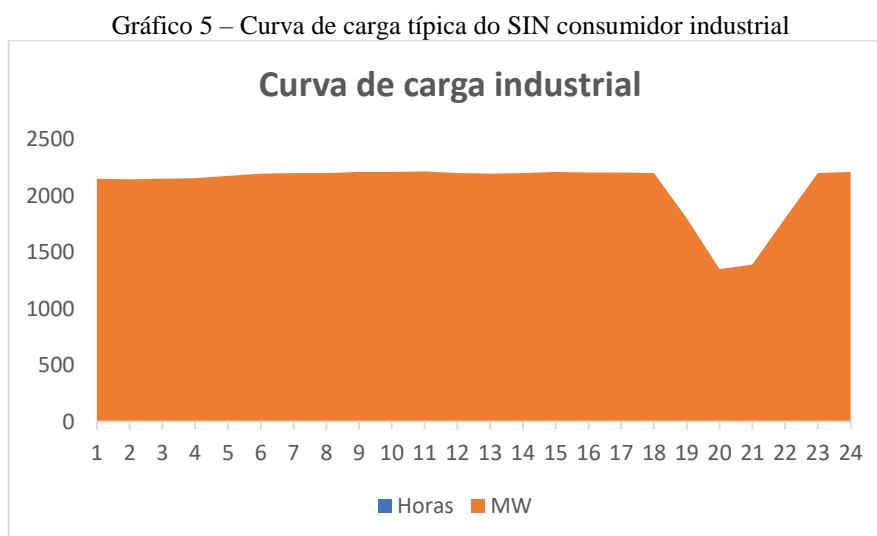
O consumidor comercial tem potencial de redução do consumo de energia no horário de ponta, mas essa avaliação deve ser levada em consideração a atividade fim do comércio, podendo fazer o desligamento de algumas cargas nesse período.

O gráfico 5 exibe a curva de carga de um consumidor industrial, é interessante ressaltar que o consumo industrial, grupo de alta tensão, funciona de maneira muito diferente da residencial e comercial, pois a indústria apresenta uniformidade de consumo durante 24hs, exceto quando no horário de ponta são aplicados programas de redução devido as modalidades tarifárias.

Neste setor, o fornecimento ocorre baseado em uma demanda contratada pela indústria, distribuído de hora em hora, que deve ser calculada a partir da curva de carga do consumidor. Este tipo de tarifa está sujeito a sofrer oscilações no valor cobrado de acordo com o horário de ponta quando ocorre o maior consumo (faturamento horo sazonal).

Além disso, para aumentar o consumo é necessário aviso prévio e alteração no contrato com a distribuidora. Aumentos de carga podem ocasionar sobrecarga no sistema, comprometendo o fornecimento de energia. Antes de liberar o aumento, é importante que a concessionária realize estudos no sistema, para verificar a necessidade de obras de reforço na rede.

Os programas mais maduros estão entre a geração independente no HP e deslocamento de consumo para outro horário com tarifas vantajosas ou desligamento cargas não essenciais no HP.



Fonte: Adaptado de mapeamento de curva de carga (QUEIROZ, 2018).

Em função do tipo de consumidor e o perfil de carga é possível definir qual a melhor estratégia a ser empregada para redução de consumo no horário de ponta, conhecer o perfil de consumo e avaliar o consumo de energia na ponta e fora ponta é de extrema importância isso pode trazer resultados satisfatórios com ações simples de serem implementadas (STEFFANELO, 2019).

3.3 GERAÇÃO NO HORÁRIO DE PONTA

O consumo de energia elétrica nos horários de ponta é prejudicial ao sistema elétrico e como tentativa de reduzir o pico de carga que ocorre no final da tarde e início da noite, as concessionárias de energia elétrica, aumentam as tarifas para os consumidores industriais em até três vezes frente ao preço da energia no horário normal. Este custo é bastante expressivo impactando no aumento do custo produto. A indústria para não perder competitividade toma algumas ações como reduzir a produção no horário de ponta e a ação, objeto desse estudo, é a utilização de geração independente no horário de ponta. Enumeramos algumas possibilidades de geração no horário de ponta.

3.3.1 Grupos Geradores Diesel

Geradores a Diesel são mais utilizados em geração no horário de ponta, basicamente esse tipo de geração é composta por um motor diesel e um gerador de corrente alternada, montados em um ambiente enclausurado ou não, com sistema de supervisão e controle necessários ao seu funcionamento. No caso do horário de ponta, a sua entrada e saída na rede é costumeiramente em rampa, ou seja, sem perda de carga na entrada e saída do gerador (FRAGOSO; STELLA, 2018).

Os geradores são concebidos para suprir a necessidade de gerar energia com um menor custo para a empresa, é de suma importância a construção de um sistema de produção de eletricidade com grande confiabilidade e primordial que o desempenho do sistema possa gerar pelo menos 30% de economia na tarifa de energia (PEREIRA, 2013).

O uso de gerador a diesel também é muito utilizável para casos críticos, onde em um desabastecimento de energia pela concessionária, a geração assume a carga minimizando os prejuízos na produção.

O princípio básico de funcionamento do gerador é a partir da movimentação de um eixo central, impulsionada pelo processo de queima do combustível. A energia mecânica resultante dessa movimentação é transformada em energia elétrica pela ação de um dispositivo chamado alternador. Este processo é possível graças ao campo magnético que é gerado pela velocidade de rotação do eixo central, que cria tensão em terminais condutores que transmitem a circulação de correntes elétricas (NASCIMENTO JÚNIOR, 2017).

O consumo de combustível é um parâmetro importante a ser estudado pois ele está diretamente ligado ao custo da geração e para calcular o consumo de um gerador a diesel, é necessário avaliar a potência gerada e o tempo de trabalho do mesmo, através desses dados pode se determinar a autonomia do gerador.

Os grupos geradores estão adequados para funcionar em casos emergenciais, regime standby, ou regime contínuo caso seja necessário estabilizar o sistema caso ocorra uma oscilação da rede.

A manutenção de um grupo gerador precisa ser considerada e podemos dizer que é de suma importância para um projeto de geração no horário de ponta, é fundamental seguir as instruções do fabricante, para que o equipamento seja instalado em uma área adequada, com boa circulação de ar e afastada da multidão, já que ele emite mais gases poluentes e é mais barulhento. A manutenção deve ser realizada por profissionais qualificados e que sigam todas as normas de segurança para manuseio do equipamento.

Outro ponto que merece a atenção do proprietário de um gerador de energia a diesel é a qualidade do combustível, pois devido ao armazenamento o combustível pode deteriorar-se trazendo problemas ao motor diesel como entupimento dos bicos e consecutivamente prejudicando o funcionamento da bomba injetora, o que pode causar falhas na partida.

A eficiência do grupo gerador a diesel está entre 36 e 41% com combustível diesel com poder calorífico típico de 10.500 Kcal/kg. Para geração de energia, o consumo específico fica em torno de 0,26 litro por kWh gerado em regime de carga acima de 70% da capacidade nominal do motor. O motor acionador não deve ser utilizado com carga inferior a 30% da sua capacidade (PEREIRA, 2014).

Os principais custos associados à geração de energia por diesel estão na aquisição do grupo gerador, no diesel, no óleo lubrificante consumido pelo motor, e o custo de manutenção pela realização das inspeções em função da quantidade de horas de operação.

O custo de manutenção de um gerador a diesel é de R\$ 35,00 a R\$ 50,00 por MWh de energia gerada, sendo o custo de energia da ordem de R\$ 0,50 por kWh gerado, considerando custos de combustível e de manutenção e operação (PEREIRA, 2014).

O diesel é um combustível com necessidade de armazenamento de quantidade compatível com a expectativa de uso do grupo gerador, e esse armazenamento requer cuidados adicionais e medidas de segurança para prevenir riscos de incêndios, vazamentos e contaminação.

3.3.2 Geração Fotovoltaica

A energia fotovoltaica é conceituada como sendo a energia elétrica produzida a partir de luz solar, podendo ser produzida mesmo em dias nublados ou chuvosos, quanto maior for a radiação solar maior será a quantidade de eletricidade produzida. O processo de conversão da energia solar (chamado efeito fotovoltaico) utiliza células fotovoltaicas (normalmente feitas de silício ou outro material semicondutor), quando a luz solar incide sobre uma célula fotovoltaica, os elétrons do material semicondutor são postos em movimento, gerando eletricidade (PORTAL SOLAR, 2019).

O aproveitamento da energia solar pode ser realizado diretamente para iluminação, aquecimento de fluidos e ambientes ou ainda para geração de potência mecânica ou elétrica, como fonte de energia térmica, a energia solar pode ainda ser convertida diretamente em energia elétrica por meio de efeitos sobre materiais, dentre os quais o termoelétrico e fotovoltaico (ANEEL, 2019).

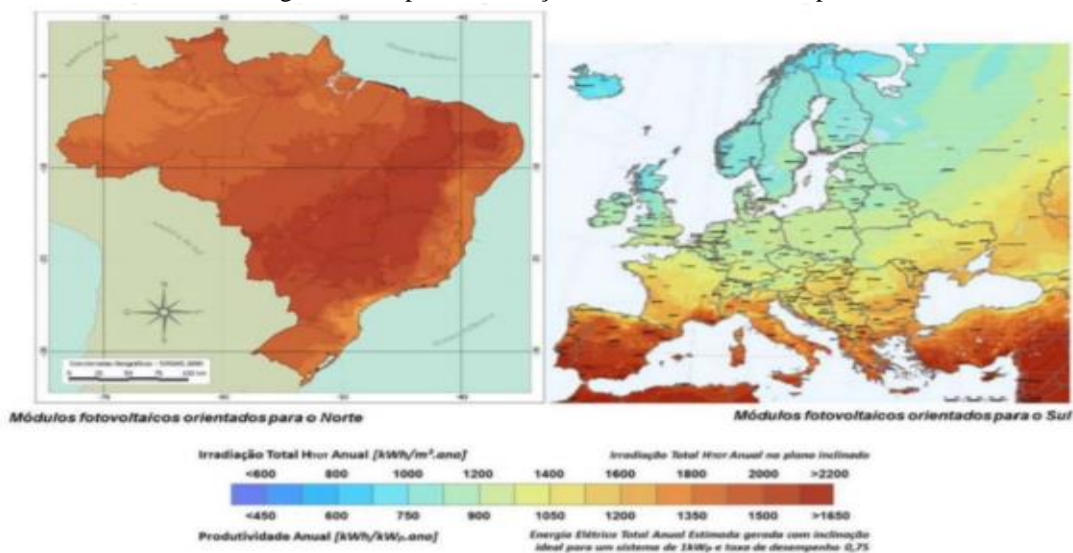
Dentre os principais benefícios da utilização de energia solar, observa-se que durante sua conversão em eletricidade não há emissão de poluentes, como material particulado, NOx, SO₂, CO e, tampouco, gases de efeito estufa, fato extremamente positivo ao meio ambiente em escala local e global (EPE, 2021).

O Brasil possui expressivo potencial para geração de energia elétrica a partir de fonte solar, pois o país conta com níveis de irradiação solar superiores aos de países onde projetos para aproveitamento de energia solar são amplamente disseminados, países como Alemanha, França e Espanha. Os valores de irradiação solar global incidente em qualquer região do território brasileiro (1500-2.500 Wh/m²) são superiores aos da maioria desses países europeus,

por exemplo a Alemanha (900- 1250 Wh/m²), França (900- 1650 Wh/m²) e Espanha (1200- 1850 Wh/m²) (NASCIMENTO, 2017).

A figura 1 apresenta o potencial de geração de energia por captação solar frente aos países Europeus devido aos elevados níveis de irradiação solar sobre o território.

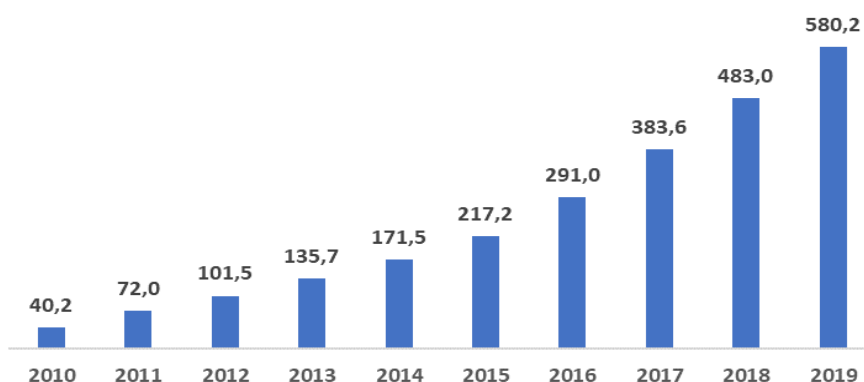
Figura 1 - Mapa da irradiação solar no Brasil x Europa



Fonte: Tiepolo (2015).

Apesar dos altos níveis de irradiação solar no território brasileiro, o uso da fonte para geração de energia elétrica não apresenta a mesma relevância que possui em outros países, nem o mesmo desenvolvimento de outras fontes renováveis, como eólica e biomassa, que já representam, respectivamente, 7,6% e 8,5% da capacidade de geração instalada no Brasil, contra apenas 0,5% da capacidade da fonte solar (MME, 2019). O Brasil é um país de grande potencial para a utilização desta fonte para geração de energia elétrica, principalmente para geração em larga escala, isto ocorre por uma série de características naturais favoráveis, tais como os altos níveis de insolação. Tais fatores potencializam a atração de investidores e o desenvolvimento da fonte, permitindo que se vislumbre um papel importante na matriz elétrica para esta fonte. O mercado mundial fotovoltaico vem crescendo exponencialmente nos últimos anos, atingindo em 2019, conforme a Agência Internacional de Energia Renováveis (IRENA, 2019) a capacidade total instalada de 580,2 GW, como apresentado no gráfico 6. É notado o crescimento mundial de instalação novas usinas FV, com crescimento médio anual de 25%.

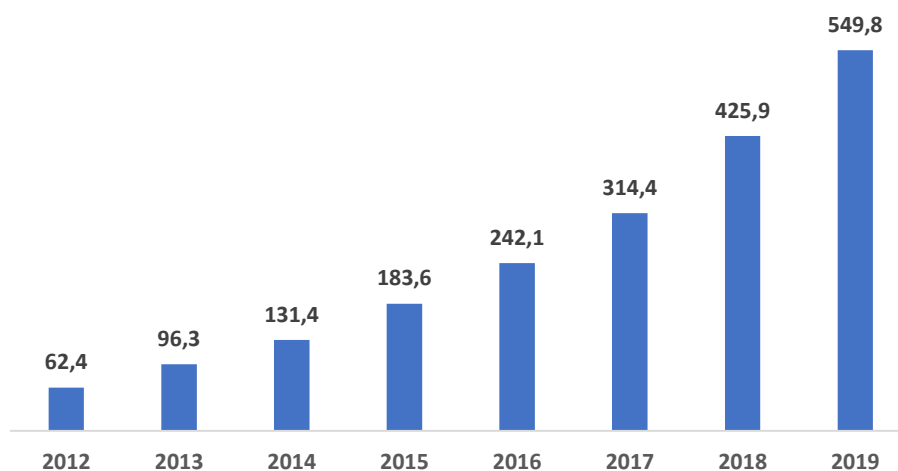
Gráfico 6 - Potência FV instalada no mundo
Potência instalada FV no mundo GW



Fonte: Elaboração própria dados do IRENA (2019).

Na apresentação do gráfico 7 pelo IRENA, observa-se o crescimento de geração fotovoltaica no mundo, chegando em 2019 a 549.8 TWh.

Gráfico 7 - Geração FV mundo
Geração solar eletricidade mundo (TWh)



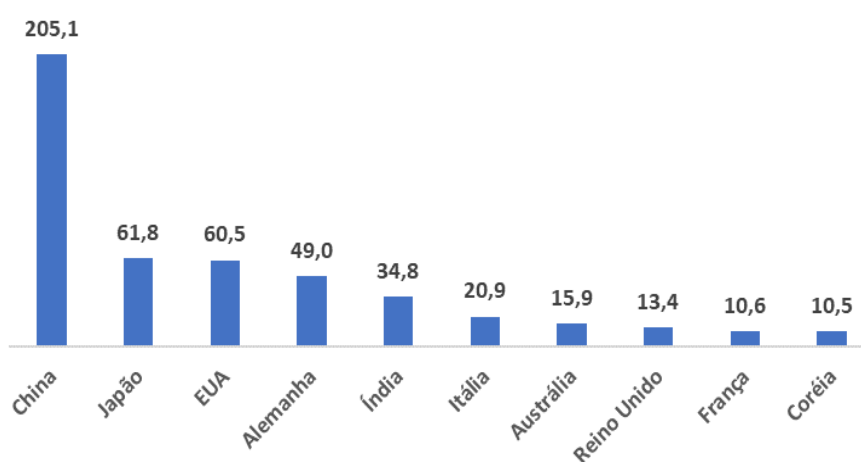
Fonte: Elaboração própria dados do IRENA (2019).

Nos anos 90, os Estados Unidos lideravam a geração de energia solar no mundo, mas a partir de 2010, o cenário mudou e países como China, Japão e Alemanha também passaram a disputar o ranking. Segundo o gráfico 8 da agência internacional de energia renováveis, IRENA (2019), a China tem o 1º lugar, em instalações fotovoltaicas no mundo com 205GW instalados produzindo cerca de 34,4% de toda a energia fotovoltaica mundial. Apesar do grande potencial solar do Brasil, o país ainda está longe dos líderes mundiais em geração de energia fotovoltaica

do mundo, segundo a IRENA (2019) o Brasil tem 2,5MW em instalações fotovoltaicas, representando 0,5% da capacidade mundial. Mesmo reconhecendo a necessidade de avanço brasileiro no uso da fonte solar, é importante ressaltar que diferentemente dos países líderes em produção mundial, de matriz energética com base principalmente em combustíveis fósseis, a matriz energética brasileira é predominantemente renovável, com forte presença hidráulica, o que possivelmente diminui o apoio a políticas de incentivo à fonte solar.

Gráfico 8 - Instalações FV no mundo TOP 10

Top 10 países instalação FV (GW)



Fonte: Elaboração própria dados do IRENA (2019).

No Brasil, das fontes renováveis, a energia solar tem destaque no crescimento acelerado desde 2011. Apesar desse tipo de geração ainda ser relativamente incipiente no Brasil, quando comparada as demais, existem diversos incentivos governamentais para o aproveitamento da fonte, sendo que alguns dos incentivos são aplicados também para outras fontes renováveis de geração de energia elétrica. Os principais incentivos existentes listados passam por descontos nas tarifas de transmissão (TUST) e na tarifa de distribuição (TUSD), sistema de compensação de energia elétrica, isenção de ICMS em vários equipamentos e serviços voltados para geração solar, a isenção de 5 anos PIS/ PASEB e confins, redução de imposto de renda para projetos solares em áreas específicas e condições diferenciadas de financiamento de projetos solares, percebe-se, portanto, grande número de incentivos para desenvolvimento da fonte solar no país. A partir dos incentivos concedidos, observa-se um avanço no desenvolvimento da geração solar fotovoltaica (SILVA, 2015).

Em 2020, o governo federal anunciou que estaria desenhando uma política de incentivos ao uso da energia solar, o programa foi batizado como pró-sol, este tem como um dos objetivos

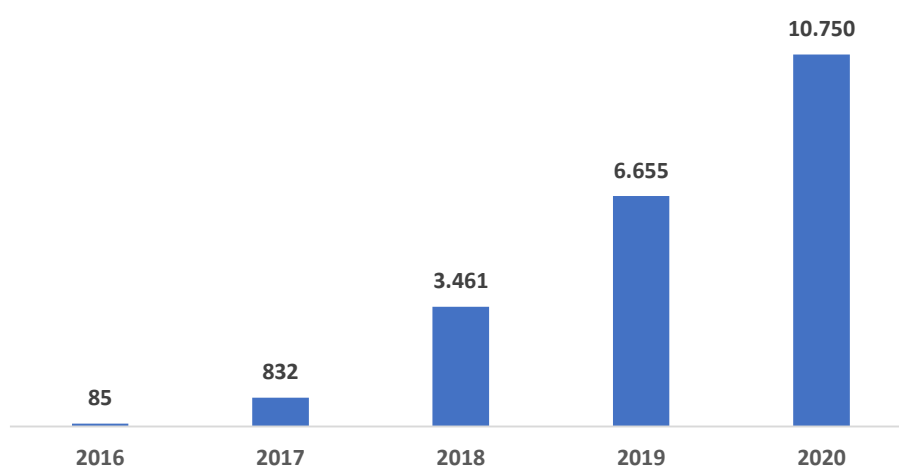
mostrar ao mundo a capacidade do Brasil em ter uma matriz energética mais limpa e desta forma combater a visão negacionista do mundo quantos aos aspectos ambientais do país, estremecida por causa da preservação da Amazônia.

Esse programa tem como premissa não taxar o setor solar, inclusive já foi zerado o imposto de importação dos equipamentos solares até 2021. Existe um projeto de Lei 5829/2020 tramitando no congresso que incentiva o uso da geração FV, disponibilizando aos micro geradores a redução de 50% do valor da taxa TUSD, todos esses movimentos são incentivos ao crescimento da geração FV no Brasil.

O gráfico 9 mostra o crescimento acentuado na geração fotovoltaica no Brasil. Em 2019, foi gerado 6.655 GWh de energia, segundo o EPE (2021) em 2020 a geração fotovoltaica chegou a gerar 10.750 GWh com um acréscimo de 38%, podemos notar como o Brasil está evoluindo na geração solar apesar dos valores ainda serem pequenos frente ao mundo.

Gráfico 9 – Geração anual FV no Brasil

Geração FV no Brasil (GWh)



Fonte: Elaboração própria. Dados do BEN 2021 (MME, 2021).

Outro ponto importante para contribuir com o desenvolvimento da geração solar fotovoltaica é a realização de campanhas de esclarecimento aos consumidores sobre os benefícios de instalação da geração distribuída.

3.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída pode ser definida como uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou situada no próprio consumidor. Desde 17 de abril de 2012,

quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Trata-se do micro e da minigeração distribuídas de energia elétrica, inovações que podem aliar economia financeira, consciência socioambiental e autossustentabilidade (ANEEL, 2018).

De acordo com RN 482/2012, responsável por constituir as condições regulatórias para a inserção da geração distribuída na matriz energética brasileira, são apresentadas na microgeração distribuída: sistemas de geração de energia renovável ou cogeração qualificada conectados à rede com potência até 75 kW e a minigeração distribuída: sistemas de geração de energia renovável ou cogeração qualificada conectados à rede com potência superior a 75 kW e inferior a 5 MW (PORTAL SOLAR, 2019).

Os estímulos à geração distribuída se justificam pelos potenciais benefícios que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico. Entre eles, estão o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética.

A revisão da Resolução Normativa nº 482/2012 feita pela ANEEL, que publicou a Resolução Normativa nº 687/2015 com os objetivos de reduzir os custos e tempo para a conexão da microgeração e minigeração, compatibilizar o sistema de compensação de energia elétrica com as condições gerais de fornecimento, aumentar o público alvo e melhorar as informações na fatura. Quando a quantidade de energia gerada em determinado mês for superior à energia consumida naquele período, o consumidor fica com créditos que podem ser utilizados para diminuir a fatura dos meses seguintes. De acordo com as novas regras, o prazo de validade dos créditos passou de 36 para 60 meses, sendo que eles podem também ser usados para abater o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular situadas em outro local, desde que na área de atendimento de uma mesma distribuidora. Outra inovação da norma diz respeito à possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios, criou-se também a figura da “geração compartilhada”, possibilitando que diversos interessados se unam em um consórcio ou em uma cooperativa, instalem um micro ou minigeração distribuída e utilizem a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados.

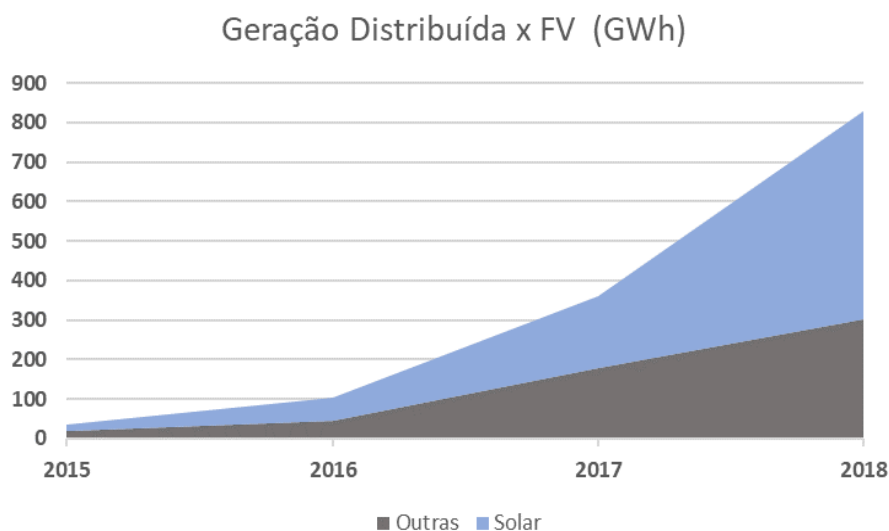
Por fim, é importante ressaltar que, para unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (grupo B), ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, será devido o

pagamento referente ao custo de disponibilidade, valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico). Já para os consumidores conectados em alta tensão (grupo A), a parcela de energia da fatura poderá ser zerada (caso a quantidade de energia injetada ao longo do mês seja maior ou igual à quantidade de energia consumida), sendo que a parcela da fatura correspondente à demanda contratada será faturada normalmente. (ANEEL, 2018).

A Microgeração Distribuída através da fonte fotovoltaica instalada em residências, comércios e pequenas indústrias vem aumentando significativamente nos últimos anos devido a fatores, como o incentivo à inclusão de fontes renováveis na matriz energética, em função dos esforços globais de mitigação das mudanças climáticas; a redução dos custos com o consumo da energia elétrica; a fácil instalação dos equipamentos de geração e a possibilidade de um gerenciamento de demanda mais eficaz e inteligente.

No Brasil a geração distribuída cresceu 131%, em 2018 segundo o BEN2019, a micro e mini geração distribuída atingiu 669,6 KW de capacidade instalada, o gráfico 10 mostra o destaque que a para a geração fotovoltaica com 526 KW que representa 63,5% do total.

Gráfico 10 – Participação FV na geração distribuída



Fonte: BEN 2019 (MME, 2019).

3.5 CONSUMO LIVRE E CATIVO

Há dois tipos de consumidores de energia elétrica no Brasil: o livre e o cativo, no tocante à qualidade da energia e à segurança de sua oferta não há diferenças entre consumidores livres

e cativos, o consumidor livre compra energia diretamente dos geradores ou comercializadores, através de contratos bilaterais com condições livremente negociadas, como preço, prazo e volume. Cada unidade consumidora paga uma fatura referente ao serviço de distribuição para a concessionária local (tarifa regulada) e uma ou mais faturas referentes à compra da energia (preço negociado de contrato), a diferença está na compra da energia.

O consumidor cativo é aquele que compra a energia das concessionárias de distribuição às quais estão ligados. Cada unidade consumidora paga apenas uma fatura de energia por mês, incluindo o serviço de distribuição e a geração da energia, e as tarifas são reguladas pelo governo. Para o mercado cativo o sinal de preço é amortecido pelo mix tarifário e defasado em até um ano, para a data do reajuste ou revisão tarifários subsequente, quando é realizado um encontro de contas entre consumidores e distribuidoras (MERCADO..., 2019).

O consumidor cativo absorve incertezas e erros e acertos do planejamento centralizado de governo e da distribuidora. Participa do rateio dos custos da diferença entre geração programada e realizada (ESS), ou seja, está exposto a riscos e não tem como gerenciá-los.

Já para o consumidor livre a energia é livremente negociada, o consumidor tem obrigação de comprovar 100% de contratação, após a medição do montante consumido. O valor de sua energia é resultante de sua opção individual de compra, que poderá incluir contratos de diferentes prazos e maior ou menor exposição ao preço de curto prazo. No mercado livre o consumidor é responsável por gerir incertezas e por seus erros e acertos na decisão de contratação. Assim, o consumidor livre toma para si a tarefa de gerir suas compras de energia e os riscos associados.

A decisão de migrar para o mercado livre é individual de cada consumidor. Alguns fatores devem ser levados em conta na tomada de decisões: a importância de energia para seu processo produtivo, o valor da energia quando comparado com os custos de seus insumos e com rentabilidade de seu negócio, além de fatores específicos como a compatibilidade do perfil de consumo com tarifas do cativo, elasticidade do consumo, capacidade de reduzir ou ampliar consumo, de implementar projetos de eficiência, de consumir outro energético, de deslocar produção no tempo ou espaço entre outros (ABRACEEL, 2019). Além disso, deve atender a critérios estabelecidos em lei para ter o direito de escolher.

As principais características e diferenças entre os dois mercados, estão descritos no quadro 2, é notado que o consumidor que adere ao mercado livre tem a liberdade de barganhar

preços e comprar lotes de energia com prazos e preços mais atraentes, mas é importante salientar que mesmo no mercado livre o consumidor fica refém da concessionária local, devido a estrutura de distribuição da concessionária, obrigando-o a pagar a TUSD, a tarifa de uso do sistema.

Quadro 2 – Diferença entre o cativo x livre

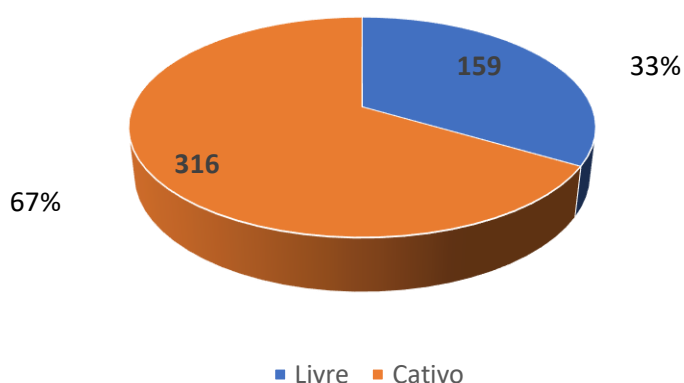
	Mercado Cativo	Mercado Livre
Fornecedor	<i>Distribuidora local</i>	<i>Gerador / comercializador</i>
Preço da energia	<i>Tarifas reguladas pela ANEEL</i>	<i>Pactuado entre as partes</i>
Preço do transporte	<i>Tarifas reguladas pela ANEEL</i>	<i>Tarifas reguladas pela ANEEL</i>
Reajuste	<i>Anualmente pela ANEEL</i>	<i>Pactuado entre as partes</i>
Prazo Contrato	<i>Pré estabelecido pela ANEEL</i>	<i>Pactuado entre as partes</i>
Volume	<i>De acordo com a energia consumida</i>	<i>Pactuado entre as partes</i>
Responsável pela entrega	<i>Concessionária local</i>	<i>Concessionária local</i>
Bnadeiras tarifárias	<i>Obrigatório</i>	<i>Não participa</i>

Fonte: Elaboração própria. Dados <http://www.mercadolivredeenergia.com.br/>

A EPE através do gráfico 11 apresenta a relação do consumo cativo e o consumo livre no Brasil em TWh, sendo que 33% da energia gerada 159 TWh são consumidores já migraram para o mercado livre, predominantemente consumidores do grupo A.

Gráfico 11 - Relação de geração de E.E no mercado livre X cativo

Cativo x Livre (GWh) em 2018



Fonte: Anuário estatístico de energia elétrica 2019 (MME, 2019).

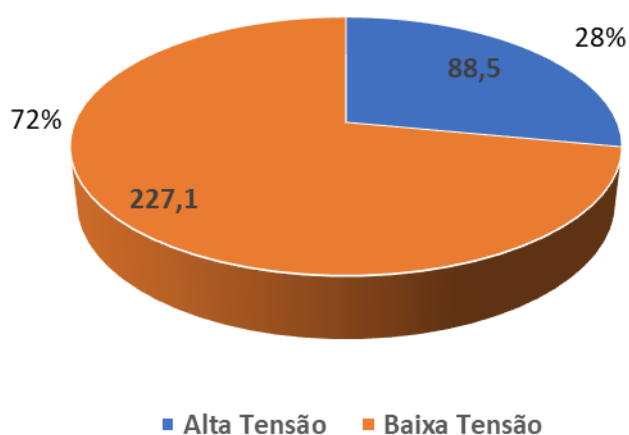
No mercado livre, a energia contratada pode ser convencional ou incentivada. A energia incentivada foi estabelecida pelo governo para estimular a expansão de geradores de fontes renováveis limitados a 30 MW de potência, como pequenas centrais hidroelétricas (PCH), biomassa, eólica e solar. A energia convencional é proveniente dos outros tipos de geradores, como usinas térmicas a gás ou grandes hidroelétricas.

No mercado livre existem dois tipos de consumidores: consumidor livre e consumidor especial. O consumidor especial pode ser a unidade ou conjunto de unidades consumidoras localizadas em área contígua ou de mesmo CNPJ, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (soma das demandas contratadas) e pertencente ao Grupo A, ele só pode contratar energia incentivada. O consumidor livre, precisa que a sua unidade consumidora tenha demanda contratada mínima de 2.000 kW, ele pode contratar energia convencional ou incentivada (MERCADO..., 2019).

A indústria tem a facilidade de migração para o mercado livre por atender os requisitos e na sua maioria pertencer ao grupo A (alta tensão), o gráfico 12 apresenta a quantidade de energia consumida KW por clientes do grupo A, apenas 28% pertencem a este grupo, isso indica que ainda tem muitas possibilidades para economia de energia nesse mercado, com ações de migração de pequenas e médias empresas para o grupo A e consecutivamente para o mercado livre de energia.

Gráfico 12 – Tensão de fornecimento: Grupo A x Grupo B

Consumo em AT x BT (TWh) em 2018



Fonte: Anuário estatístico de energia elétrica 2019 (MME, 2019).

A migração para o mercado livre por algumas indústrias está reduzindo custos de energia de segundo modo geral uma compra de energia no mercado livre proporciona uma economia de 10% a 20% na conta de luz, No mercado livre você também fica isento da cobrança de bandeiras tarifárias (MERCADO..., 2019).

3.6 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Dentre os maiores desafios na área energética estão o suprimento contínuo, com qualidade, economicidade e responsabilidade socioambiental. Os sistemas de armazenamento

de energia são métodos e tecnologias usadas para armazenar energia elétrica para utilizá-la no melhor momento econômico, ambiental ou social. Esses sistemas são utilizados em comunidades situadas em regiões remotas, sem acesso à rede elétrica, em equipamentos eletrônicos que devem funcionar sem estarem conectados à uma tomada e, também, no caso de discrepância entre oferta e demanda de energia na rede (FREIRE, 2019). Essa discrepância se deve ao fato de fontes renováveis, tais como a energia solar e eólica, serem intermitentes, ou seja, não geram energia quando não há sol ou quando não está ventando.

O armazenamento pode ser aplicado na substituição de usinas geradoras no horário de ponta que são acionadas em horários de maior demanda e com tarifas mais elevadas, no suporte a transmissão e distribuição com a finalidade de estabilizar a rede elétrica e no suporte a usinas de geração solar e eólica para amortecer a intermitência desse tipo de geração.

O armazenamento de energia de forma acessível e eficiente tem transformado fontes que antes eram inviáveis, em mercadoria estável com a capacidade de serem despachadas de acordo com a necessidade do mercado (ECYCLE, 2017).

As tecnologias de armazenamento de energia podem ajudar a atingir os objetivos de segurança energética e de redução da emissão de carbono para a atmosfera pela otimização da operação dos sistemas de fornecimento de energia. Estas tecnologias possibilitam o aproveitamento eficiente de diversas fontes renováveis para geração de eletricidade, a integração de diferentes fontes de geração de energia com o uso final de energia elétrica, a geração de energia elétrica próximo ao consumidor, o acesso à energia elétrica em regiões não conectadas à rede, a partir de fontes intermitentes o aumento da estabilidade, flexibilidade, confiabilidade e resiliência da rede de energia elétrica, a inserção e incremento do uso de fontes renováveis.

Algumas tecnologias de armazenamento já estão maduras e sua utilização para firmar a energia de fontes intermitentes resultam em fontes equivalentes que competem comercialmente com as tecnologias convencionais de geração em diversas aplicações para o setor elétrico. Dentre elas encontram-se as usinas hidráulicas reversíveis, algumas tecnologias de baterias e os sistemas de termo acumulação. Outras tecnologias de armazenamento ainda se encontram em estágios iniciais de desenvolvimento e, portanto, devido aos seus elevados custos, não são competitivas. Para que seu potencial seja completamente realizado, os empreendimentos de demonstração de novas tecnologias de armazenamento requerem investimentos elevados com

a finalidade de comprovar a viabilidade comercial e acelerar a sua inserção no mercado (SERRA, 2016).

Existem dois critérios para categorizar os vários armazenamentos de energia elétrica: função e forma. Em termos de função, as tecnologias de armazenamento de energia podem ser categorizadas naquelas que se destinam primeiro a potências elevadas com conteúdo de energia relativamente pequeno, tornando-as adequadas para aplicações de qualidade de energia e reserva de fiação; e aqueles projetados para gerenciamento de energia como o armazenamento hidrelétrico bombeado (PHS), o armazenamento de energia por ar comprimido (CAES), armazenamento eletroquímico as baterias de grande escala, as baterias de fluxo, as células de combustível e o armazenamento de energia térmica (TES) se enquadram na categoria de gerenciamento de energia, enquanto os capacitores/supercapacitores, armazenamento de energia magnética supercondutora (SMES), volantes e algumas baterias estão na categoria de qualidade e confiabilidade de energia. Essa classificação simples oculta a ampla gama de parâmetros técnicos de dispositivos de armazenamento de energia (SANTOS, 2018).

A *Energy Storage Association (ESA)*, elabora relatórios quadrimestrais da evolução das implantações, preços, políticas, regulação e modelos de negócio dos EUA. O relatório do terceiro quadrimestre de 2016 contém informações, que de alguma forma indicam a tendência internacional na área de armazenamento de energia com emprego de baterias

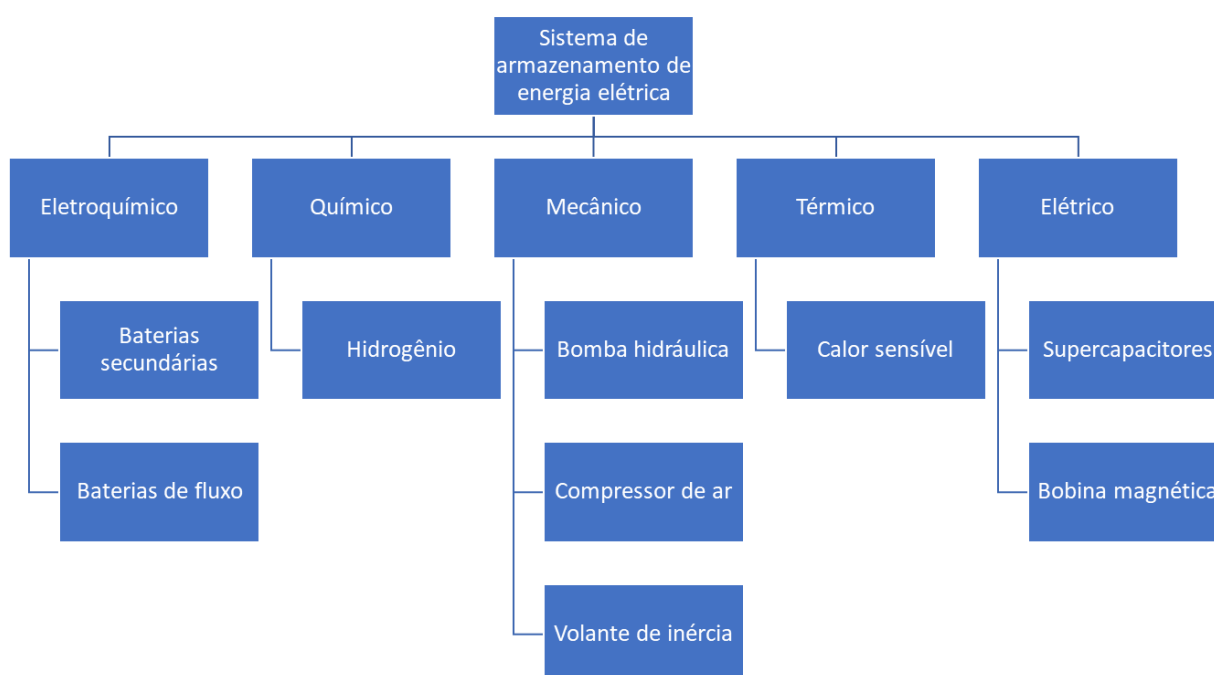
Segundo o relatório da *Energy Storage Association*, o mercado de armazenamento de energia tem apresentado crescimento consistente ao longo dos últimos três anos, com crescimento de novas instalações e usando a tecnologia de íon-Lítio é predominante (99%) nas novas instalações de sistemas de armazenamento conectados à rede. A expectativa do crescimento do armazenamento de energia com baterias é de evoluir de 226 MW em 2015 para 2,1 GW em 2021 (SERRA, 2016).

O armazenamento de energia não se limita ao atendimento das variações de produção de energia de longo prazo e às intermitências de curto prazo inerentes às fontes solar e eólica, mas também para proporcionar características importantes para os sistemas elétricos tais como o suprimento de back-up, para atendimento de falha de unidade geradora, o nivelamento da curva de carga diária, a redução de demandas de pico, produção de energia no horário de ponta, garantia da continuidade do suprimento após perda inesperada de parcela da geração e para a manutenção da qualidade de energia das redes de transmissão e de distribuição.

Os sistemas de armazenamento de energia podem ter aplicações e capacidades bastante distintas e, portanto, ser de resposta lenta ou de resposta rápida.

Os tipos de armazenamentos de energia estão representados na figura 2, divididos entre princípios mecânicos, eletroquímico, químico, elétrico e térmico.

Figura 2 - Tipos de sistemas de armazenamento de energia



Fonte: Elaboração própria (2021), com base em dados de Pereira (2013).

Dentre os sistemas de armazenamento de energia apresentado na figura 23, serão percorridos nesse trabalho apenas os sistemas eletroquímicos e elétricos pois ambos são aplicáveis ao estudo proposto.

3.6.1 Sistema Eletroquímicos (Baterias)

Os sistemas eletroquímicos de armazenamento de energia estão representados pelos diversos tipos de baterias que fazem uso de reações eletroquímicas para converter a energia química em eletricidade. As baterias se tornaram a forma mais notória de armazenamento de energia, pois encontram-se presentes nas mais diversas aplicações e escalas. As diferentes tecnologias das baterias possibilitam seu uso efetivo tanto por concessionárias de energia

elétrica como pelo consumidor final em aplicações industriais, comerciais ou residenciais. As baterias possuem características como eficiência, modularidade, tempo de descarga, peso e mobilidade que as tornam adequadas para diversas aplicações em diversos segmentos.

Baterias convencionais são constituídas por dois eletrodos (anodo e catodo) e um eletrólito mantidos em um recipiente selado. Durante a descarga da bateria ocorrem reações eletroquímicas no anodo (oxidação) e no catodo (redução) com migração de elétrons entre os eletrodos através do circuito metálico externo e a migração iônica através do eletrólito. As baterias convencionais mais utilizadas são a chumbo ácido, níquel-cadmio e íon-lítio (SERRA, 2016).

As baterias chumbo-ácido dentre as tecnologias eletroquímicas de armazenamento de energia, é a que se encontra mais madura. Além de serem recarregáveis, as baterias Pb-Ac apresentam vantagens tais como baixo custo, facilidade de fabricação, cinética rápida da reação eletroquímica e vida útil razoável quando operada corretamente, que as fizeram ter alta aceitação no mercado para diversas aplicações.

Entretanto as baterias Pb-Ac apresentam desvantagens dentre as quais encontra-se o uso intensivo na sua construção de materiais tóxicos e potencialmente perigosos para o meio ambiente, baixa densidade de energia e de potência, problemas de manutenção e vida útil limitada. Sua vida útil varia bastante com a aplicação, taxa e número de ciclos de descarga.

Para melhorar o desempenho, baterias Pb-Ac avançadas estão sendo desenvolvidas, estando no estágio pré-comercial e início da fase de utilização ampla. Elas estão sendo desenvolvidas para aplicações de redução da demanda de pico de consumo, regulação de frequência, integração com a geração eólica e fotovoltaica, e no segmento automotivo (SERRA, 2016).

As baterias Ni-Cd fazem parte de uma família de baterias recarregáveis que empregam o metal níquel (Ni) em um dos eletrodos (positivo) e um eletrodo negativo constituído por cádmio (Cd), zinco (Zn), hidrogênio (H₂), ferro (Fe) ou haletos. O eletrólito empregado é uma solução aquosa de hidróxido de potássio (KOH).

Dentre as baterias de níquel, a de Ni-Cd é a mais empregada para armazenamento de energia em concessionárias de eletricidade. Da mesma forma que as baterias Pb-ácido, também são consideradas uma tecnologia madura, porém possuem um custo de aquisição superior àquelas. O emprego das baterias de Ni-Cd pelas concessionárias se deve ao menor custo quando

comparado com os demais tipos de baterias a exceção das Pb-ácido, alta densidade de energia, elevada capacidade de descarga, robustez, confiabilidade e vida útil.

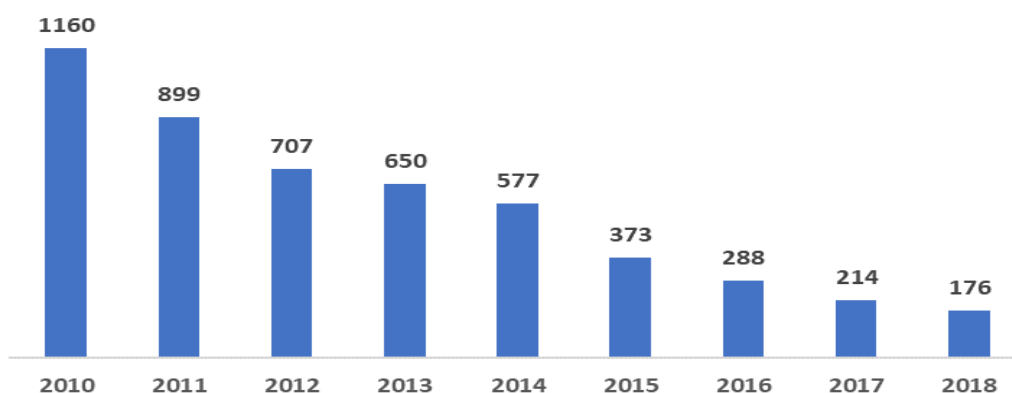
A principal desvantagem apresentada pelas baterias de Ni-Cd é a toxidez decorrente da presença de cádmio (Cd) na sua constituição (SERRA, 2016).

As baterias de lítio (Li) se apresentam com diferentes composições químicas dentre as quais encontram-se: LiFePO₄ (fosfato de ferro e lítio), LiCoO₂ (óxido de cobalto e lítio), LiMnO₄ (óxido de manganês e lítio), LiNiMnCoO₂ (óxido de cobalto, manganês, níquel e lítio) e Li-polímero, todas com alta densidade energética na faixa de 85 a 150 Wh/kg. Além da alta densidade energética as baterias de íon-Li podem suportar altas taxas de carga e descarga, com ausência de efeito memória e apresentam uma vida útil elevada (2000 a 3000 ciclos). As baterias de íon-Li recarregáveis são largamente utilizadas em equipamentos eletrônicos e tem sido a opção preferencial para as aplicações veiculares, seja nos veículos híbridos quanto nos veículos elétricos puros (SERRA, 2016).

Nos últimos anos as baterias de íon-Li têm despontado como a tecnologia que mais cresce nas aplicações estacionárias para armazenamento de energia, com destaque para o armazenamento de energia em sistemas fotovoltaicos isolados da rede (*off-grid*). Quando comparadas com a maturidade das baterias chumbo-ácido pode-se afirmar que as de íon-Li encontram-se na infância tecnológica e, portanto, com grande potencial para desenvolvimentos e reduções de custo. As baterias íon-Li apresentam, no entanto, algumas desvantagens, dentre as quais são mencionadas a relação existente entre a vida útil (ciclos) e a profundidade dos ciclos de descarga, a recomendação de não ser utilizada em descarga completa, a possibilidade de ocorrer instabilidade térmica quando há carregamento excessivo ou descarga profunda, além de custo superior aos das demais baterias convencionais (Pb-Ac, Ni-Cd) (SERRA, 2016).

O custo das baterias de íon lítio estão em queda como mostra o gráfico 13, os preços das baterias, que estavam acima de U\$ 1.100 por quilowatt-hora em 2010, caíram 87% em termos reais, para U\$ 176/kWh em 2018. Até 2023, os preços médios estarão próximos de U\$ 100/kWh, de acordo com as últimas previsões da empresa de pesquisa BloombergNEF (BNEF, 2019).

Gráfico 13 – Preço da bateria íon lítio em 2018
Custo bateria íon lítio (U\$/ KWh)



Fonte: Elaboração própria (2021), com base em dados da BNEF (2019).

As reduções de custo em 2019 são resultado do aumento do tamanho dos pedidos, do crescimento nas vendas de veículos elétricos com bateria e da penetração contínua de cátodos de alta densidade de energia. A introdução de novos designs de embalagens e a queda nos custos de fabricação reduzirão os preços no curto prazo (BNEF, 2019).

As baterias de alta temperatura se caracterizam pela presença de eletrodos de sal fundido e, portanto, requerem temperaturas elevadas para o seu funcionamento. Em termos construtivos e de funcionamento elas são similares às baterias convencionais, mas também possuem similaridades com os sistemas de armazenamento térmico.

As baterias de alta temperatura mais utilizadas são as de sódio-enxofre (NAS) e sódio níquel-cloreto, também conhecidas como baterias ZEBRA. Uma característica comum das baterias de alta temperatura é a necessidade de mantê-las aquecidas na temperatura de operação. Isto acarreta um autoconsumo elevado, pois o aquecimento é proporcionado por resistências internas.

As baterias de fluxo possuem uma concepção construtiva bastante diferente das baterias convencionais ou das baterias de alta temperatura. Nas baterias de fluxo o eletrólito é mantido em um tanque separado do empilhamento onde se encontram o anodo, o catodo e os elementos de separação os quais possuem condução iônica seletiva. Durante o carregamento e o descarregamento da bateria o eletrólito é bombeado para o empilhamento.

As baterias de fluxo são consideradas uma opção viável em termos de eficiência e custo para aplicações que requerem tempos de descarregamento superior a 5 horas. Uma

característica única das baterias de fluxo é a possibilidade de variar de forma independente a potência disponível e a capacidade de energia. A duração da descarga é determinada pelo volume do eletrólito e a potência pelo número de células (empilhamento). Dentre as desvantagens mencionadas para as baterias de fluxo encontra-se a complexidade construtiva que agrega tanques, tubulações, bombas e outros componentes que não são utilizados nas baterias convencionais. Estes componentes introduzem perda de eficiência nas baterias de fluxo. A densidade de energia e de potência das baterias de fluxo é baixa quando comparada com a das baterias convencionais ou de alta temperatura. A bateria de fluxo requer, portanto, uma disponibilidade de espaço físico muito maior do que a das demais tecnologias eletroquímicas de armazenamento de energia.

Muito se discute sobre a viabilidade dos sistemas de armazenamento. Alguns usos desses sistemas em escala comercial já se provaram viáveis, com a queda nos preços das tecnologias e a redução dos incentivos para energias renováveis é provável que armazenar energia se torne mais lucrativo do que exportar a energia excedente para a rede elétrica. (FREIRE, 2019).

Dessa forma, para identificar o perfil de cliente com maior potencial de viabilidade no uso de sistemas de armazenamento é importante coletar os seguintes dados:

- a) A energia elétrica gerada e consumida (curvas de demanda) em intervalos de segundos ou minutos por pelo menos um ano;
- b) As características dos sistemas de armazenamento, incluindo preço e performance;
- c) O custo da energia elétrica e tarifas.

Pesquisas mostram que os custos do armazenamento de energia podem chegar a U\$200 por kWh em 2020, a metade do preço em comparação a 2015, e atingir U\$160 por kWh em 2025. O relatório divulgado pelo *Bloomberg New Energy Finance* (BNEF, 2019) em novembro de 2018 revelou que até 2040 a capacidade do armazenamento de energia no mundo atingirá 942GW, o que representa um investimento necessário de \$620 bilhões.

No Brasil estudos mostram que para o armazenamento se tornar viável em aplicações “atrás do medidor”, ou seja, em residências, comércios e indústrias, mas é necessário a inclusão de políticas voltadas para a redução dos custos dos sistemas de armazenamento e da correta seleção dos valores da Tarifa Branca, uma vez que o “spread” tarifário, a diferença entre a tarifa no horário de ponta e fora de ponta, tem grande impacto no cálculo financeiro (FREIRE, 2019).

4 DEPOT-CENTRO LOGÍSTICO DE SALVADOR (movimentação de containers)

O DEPOT (Depósitos de vazios) é uma célula do porto de Salvador operado pela Wilson Sons desde 2000, que tem como principal função armazenar containers vazios e serviço de armazenamento geral, com área útil total de 80.000 m² pavimentados, sendo 5.500 m² cobertos e 210 tomadas reefers onde são ligados os containers refrigerados ou congelados.

A empresa tem uma equipe altamente especializada para operações de movimentação de containers e ou cargas soltas e de grandes dimensões utilizando suas empilhadeiras de grande porte pra suas movimentações.

Figura 3 – Foto do DEPOT na BR-324 Bahia – Empresa de containers



Fonte: Wilson Sons (2021).

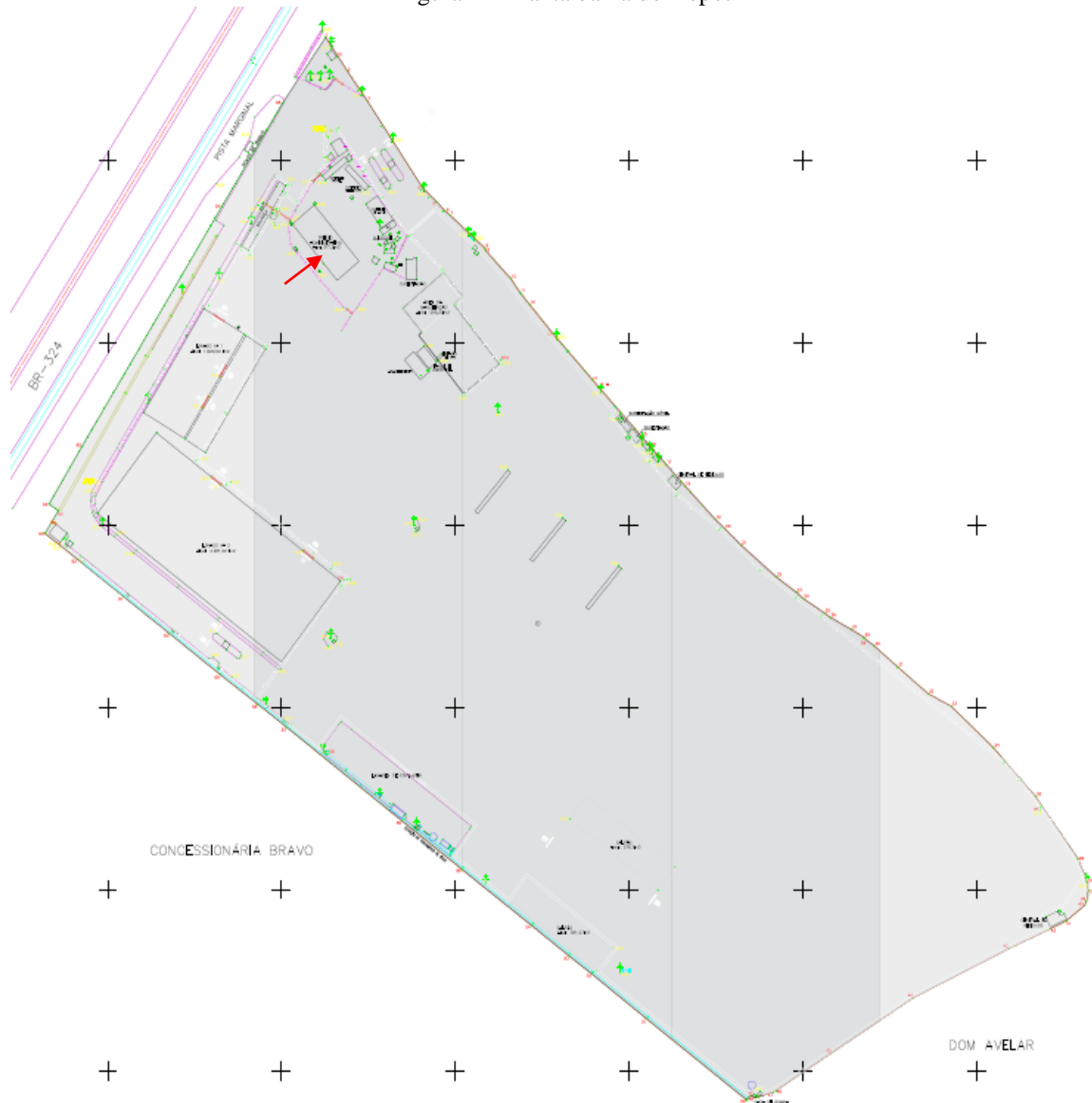
O Depot contém as seguintes estruturas:

- a) Pátio de armazenamento 70.700m²;
- b) 2 Armazéns lonados 5.225m²;
- c) 2 Galpões de contratadas com 1137m²;
- d) 1 área de lavagem 1122m²;
- e) Estação de abastecimento 685m²;
- f) Prédio administrativo 371m²;
- g) Containers de apoio para ADM das contratadas 357m²;
- h) Balança de caminhões 124m²;
- i) Gates de entrada e saída de caminhões 90m²;
- j) 2 Subestações de 500kVA e 1500kVA respectivamente 83m²;

- k) 2 Centrais de resíduos 80m²;
- l) 1 Gerador de horário de ponta de 106kVA;
- m) 3 plataformas de reefers.

A figura 4 apresenta a planta baixa do Depot, mostrando a área total do depósito e as estruturas dentro da área limitada.

Figura 4 – Planta baixa do Depot



Fonte: Levantamento topográfico planialtimétrico – Elaborado pela Topminer (maio 2018).

4.1 SISTEMA ELÉTRICO DO DEPOT

O sistema elétrico do Depot é alimentado pela concessionária Coelba em 11,4kV, no grupo de tarifação A4 horo sazonal verde, comercial – serviço de transportes, com medições de consumo em horário de ponta e consumo em horário fora da ponta e demanda mensal contratada.

A estrutura elétrica do Depot é constituída por:


- a) Cubículo de entrada e medição que possuem o relé de proteção, disjuntor MT e todo conjunto de medição da Coelba.
- b) A Subestação 01 composta por 2 chaves seccionadoras com fusível e um transformador de 300kVA que alimenta o barramento do alimentador A que possui as cargas do prédio ADM, oficina de manutenção, galpão de contratadas e os armazéns.
- c) Gerador diesel trifásico, carenado, modelo C90D6, fabricante Cummins, tensão de 380V, potência de 106 kVA, com chave de transferência automática. O Gerador é responsável pela energização do alimentador A em casos emergenciais e horários programados, com entrada e saída do barramento de forma automática.

Figura 5 – Gerador HP do DEPOT



Fonte: Depot (WILSON SONS, 2020).

Figura 6 – Características técnicas do gerador do DEPOT

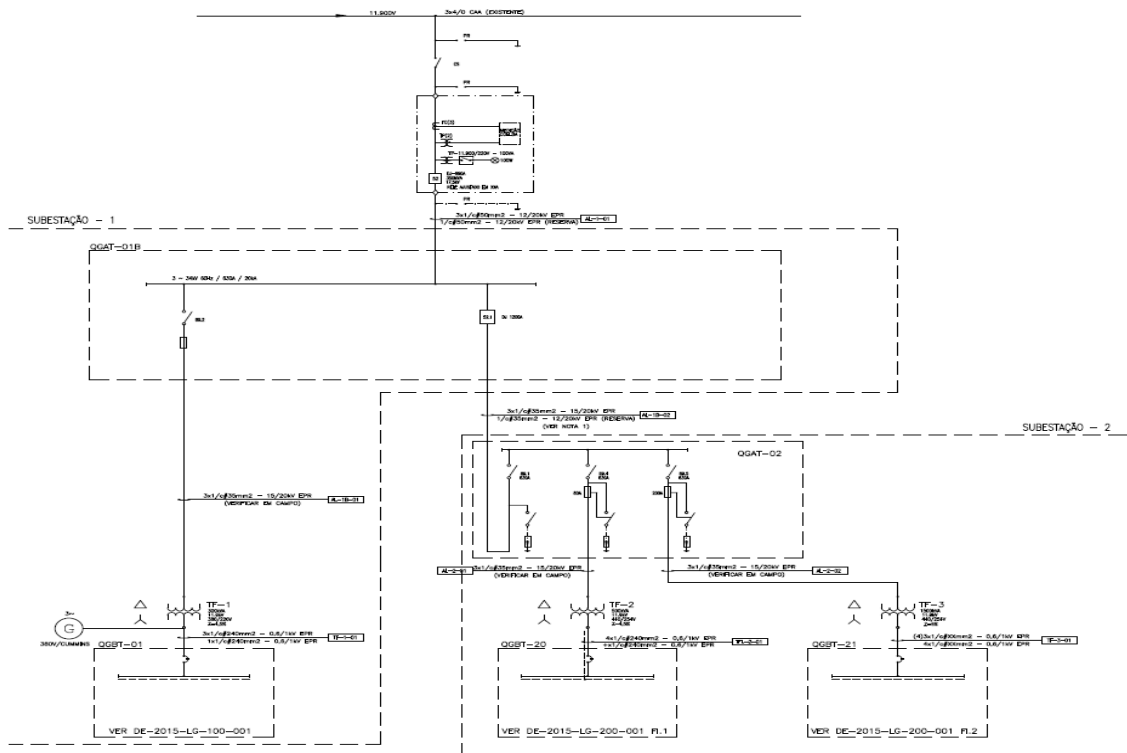


Modelo	Standby		Prime		Motor	Versão Aberta OpenSet			Carenado 85dB			Carenado 75dB		
	kVA	kW	kVA	kW		Compr. (mm)	Larg. (mm)	Peso (Kg)	Compr. (mm)	Larg. (mm)	Peso (Kg)	Compr. (mm)	Larg. (mm)	Peso (Kg)
C40 D6	53	42	48	38	4B3.9-G2	1920	1050	910	2730	1090	1480	sob consulta		
C50 D6	63	50	56	45	4BT3.9-G4	1920	1050	935	2730	1090	1500	sob consulta		
C65 D6	81	65	73	59	4BT3.9-G4	1920	1050	1000	2730	1090	1520	sob consulta		
C80 D6	100	80	90	72	4BTA3.9-G4	1920	1050	1100	2730	1090	1670	sob consulta		
C90 D6	116	93	106	85	4BTA3.9-G4	1920	1050	1100	2730	1090	1670	sob consulta		
C100 D6	125	100	113	90	6BT5.9-G6	2220	1050	1235	3145	1090	1860	sob consulta		
C110 D6	140	112	128	102	6BT5.9-G6	2220	1050	1235	3145	1090	1860	sob consulta		
C135 D6	170	136	157	126	6BTA5.9-G3	2220	1050	1235	3145	1090	1860	sob consulta		
C145 D6	181	145	NA	NA	6BTA5.9-G2	2220	1050	1235	3145	1090	1860	sob consulta		
C170 D6	212	170	206	165	6CTA8.3-G2	2700	1360	1820	3896	1360	2700	sob consulta		
C185 D6	231	185	213	170	6CTA8.3-G2	2700	1360	1820	3896	1360	2720	sob consulta		
C200 D6	260	208	240	192	6CTA8.3-G1	2700	1360	1820	3896	1360	2740	sob consulta		
C225 D6	281	225	NA	NA	6CTA8.3-G2	2700	1360	1940	3896	1360	2800	sob consulta		
C250 D6	313	250	281	225	QSL9-G5	3000	1360	2200	4200	1360	3220	sob consulta		
C300 D6	375	300	338	270	QSL9-G5	3000	1360	2560	4200	1360	3550	sob consulta		
C400 D6	500	400	456	365	NTA855-G5	3370	1500	3465	5105	1540	4830	sob consulta		
C450 D6	563	450	513	410	Q5X15G9	3370	1500	3930	5105	1540	5220	sob consulta		
C500 D6	625	500	569	455	Q5X15G9	3370	1500	4090	5105	1540	5380	sob consulta		
C600 D6	754	603	681	545	VTA28-G5	3826	1440	5253	sob consulta			sob consulta		

Fonte: Catálogo da Cummins Power Generation (2020).

- d) A Subestação 02 é composta por 2 chaves seccionadoras com fusíveis alimentando dois transformadores de 500kVA e 1500kVA, estes energizam o barramento do alimentador B, que refere-se as tomadas reefer.

Figura 7 – Diagrama Unifilar do DEPOT



Fonte: Diagrama Unifilar – Elaborado pela Logo elétrica em dezembro 2015.

4.1.1 Funcionalidade do Sistema Elétrico

O sistema elétrico do Depot é preferencialmente alimentado pela concessionária Coelba, com média tensão em 11.4kV, sendo as tensões rebaixadas na SE-01 para 380V no alimentador A e na SE-02 para 440V no alimentador B. Conforme mostrado na figura 7, o sistema possui um gerador ligado ao barramento BT do alimentador A em 380V, com funcionalidades para casos emergenciais, falta de energia Coelba e alimentação do barramento em horário de ponta, com programação de segunda a sexta das 17:55h às 21:05h, exceto nos feriados.

4.1.2 Medições

Tomando como premissa para posterior apresentação de cenários de geração FV, faz-se necessário utilizar dados de medição de energia elétrica para referenciar o dimensionamento dos projetos.

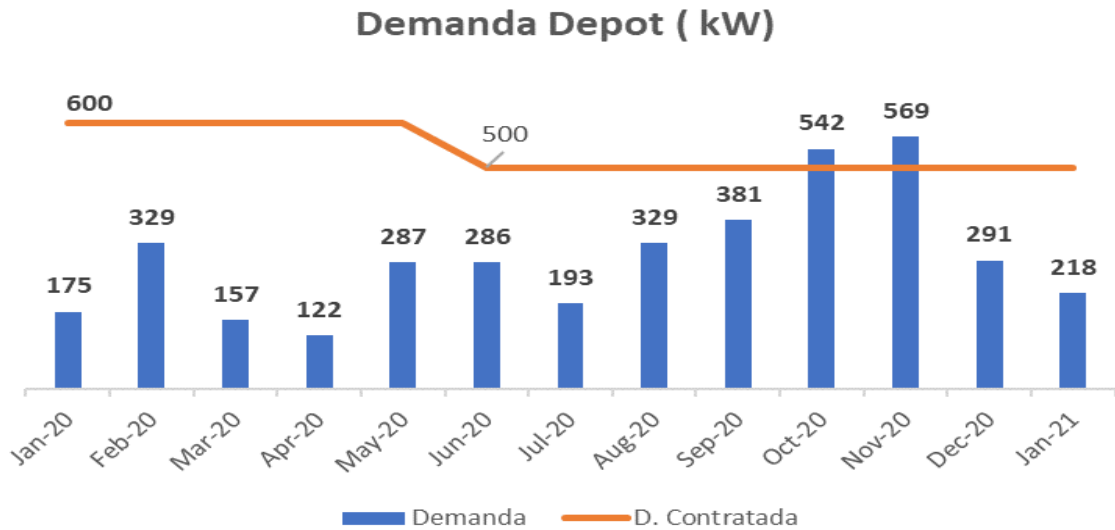
Foram utilizados históricos de medições da Coelba, para referenciar o histórico anual de consumo e demanda e também foi realizado a medição *in loco* no alimentador A, objeto desse estudo.

O tratamento desses dados fora utilizado para definir parâmetros importantes como o consumo médio anual no período de ponta e fora de ponta e a quantidade de energia injetada pelo gerador a diesel no sistema elétrico.

4.1.2.1 Medição Coelba

- a) A demanda contratada de potência ativa para o contrato é obrigatória e continuamente disponibilizada pela concessionária, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados no contrato de fornecimento e que deverá ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).

Gráfico 14 – Demanda contratada x Demanda medida



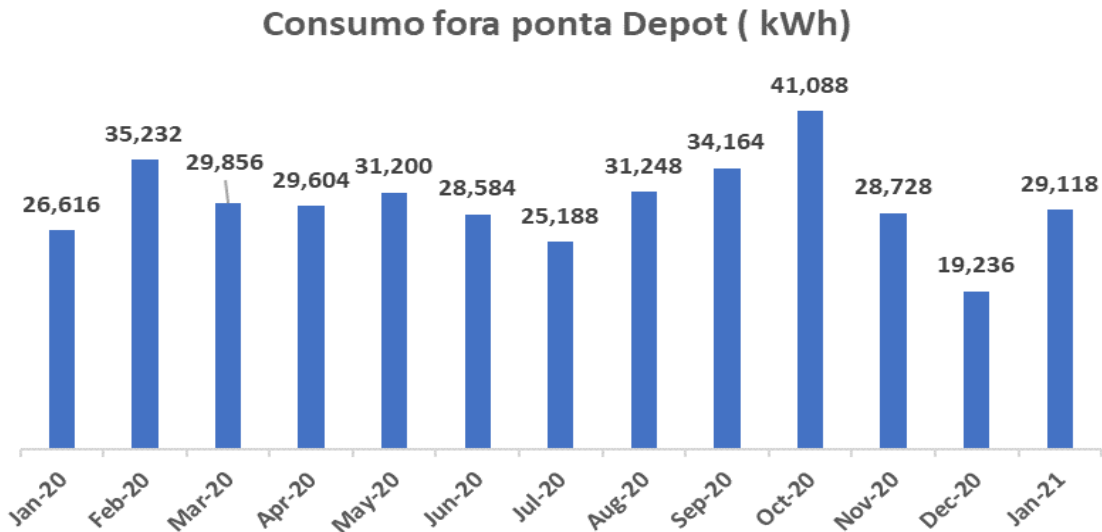
Fonte: Fatura mensal Coelba – Elaborado pelo autor (2021).

A demanda contratada para o Depot é 500kW com ultrapassagens nos meses de outubro e novembro devido a safra, o período onde temos mais movimentações de containers no terminal, mas normalmente a demanda sempre está abaixo da demanda contratada.

- b)** O consumo fora da ponta compreende o período do dia onde o consumo de energia elétrica é mais baixo, ou seja, a capacidade máxima das linhas de transmissão de energia está longe de ser atingida, nesse período as tarifas de consumo de energia elétrica não sofrem nenhum acréscimo. Essa estratégia é feita para incentivar o consumo durante essas horas do dia, refletindo num maior aproveitamento da capacidade das linhas de transmissão (BEENERGY, 2019).

O período fora ponta para esse contrato compreende, geralmente, o intervalo das 00h às 17h:59min e das 21h às 23h:59min.

Gráfico 15 – Consumo fora da ponta anual



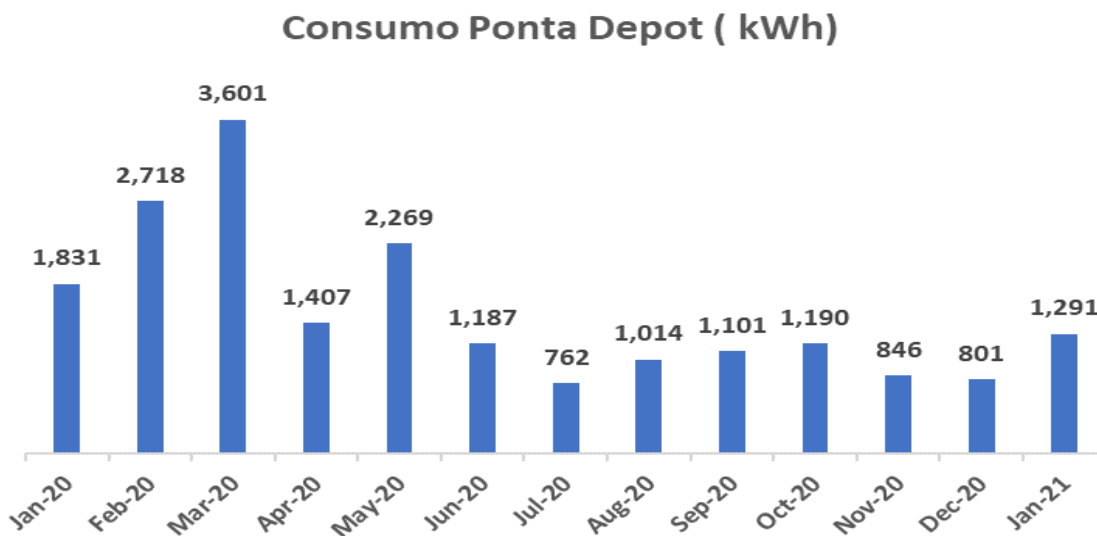
Fonte: Fatura mensal Coelba – Elaborado pelo autor (2021).

O consumo médio mensal de energia no período fora de ponta no Depot em 2020 ficou em torno de 30.594 kWh. O consumo no mês de outubro é normalmente superior aos outros meses devido à período de safra dentro do terminal.

O gráfico de consumo afirma que a carga tem a mesma característica durante todo o ano, com um pequeno acréscimo de energia no mês da safra do terminal.

- c) O consumo ponta é o período de três horas consecutivas, exceto sábados, domingos e feriados nacionais, definido pela concessionária, em função das características de seu sistema elétrico (BEENERGY, 2019). No caso da Bahia, a Coelba adota o período das 18h às 21h. Durante este período, o valor da tarifa do consumo de energia elétrica é muito superior ao valor da tarifa cobrada nas demais horas do dia. Este aumento nas tarifas ocorre principalmente para desestimular o consumo de energia elétrica durante esse período, o que acarretaria em linhas de transmissão melhor dimensionadas para o atendimento da carga, sem necessitar de um sobredimensionamento para atendimento da demanda por energia elétrica apenas dentro deste período de 3 horas.

Gráfico 16 – Consumo na ponta anual



Fonte: Fatura mensal Coelba – Elaborado pelo autor (2021).

O consumo de energia médio no horário de ponta ficou em torno de 986 kWh. Os meses de fevereiro, março e maio foram meses com valores acima da média devido a problemas técnicos com o gerador, que alimenta o terminal no horário de ponta.

Os valores de consumo ativo no horário de ponta estão relacionados as cargas que não estão interligadas ao gerador.

4.1.2.2 Medição in Loco

Foram realizadas medições de energia no terminal com objetivo de obter os valores de energia consumido pelo alimentador energizado pelo gerador, pois esse trabalho tem como finalidade propor uma usina FV armazenável para substituir ou auxiliar a alimentação do gerador a diesel no horário de ponta.

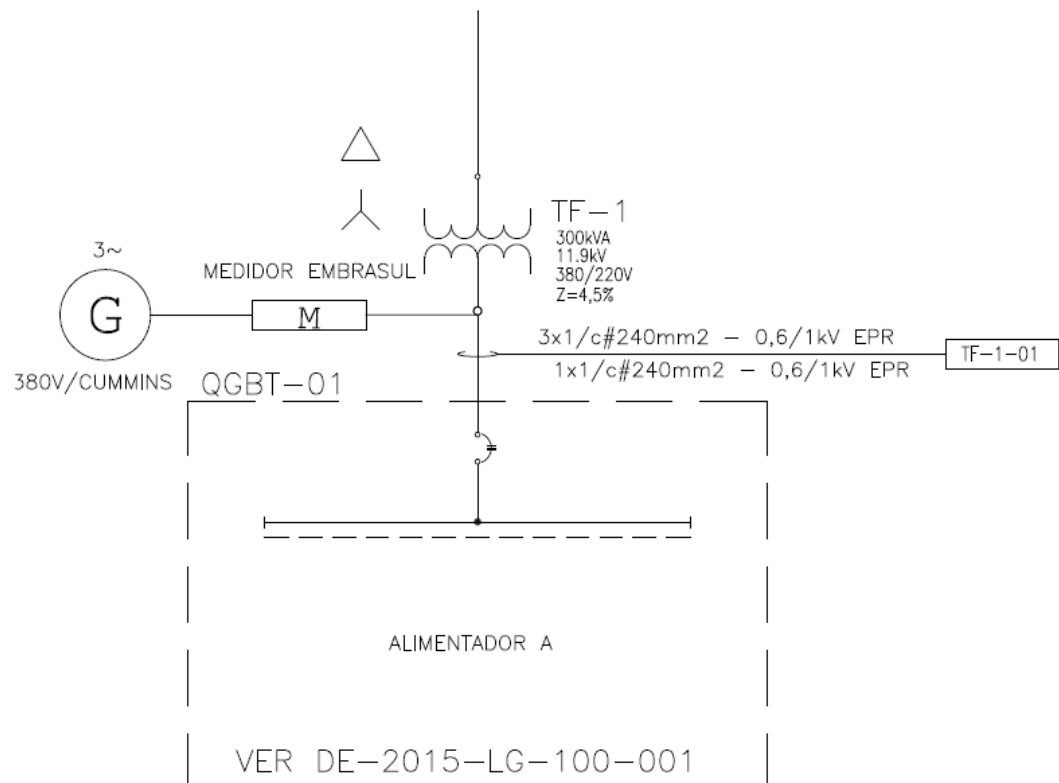
Foi instalado um qualímetro da Embrasul modelo RE6000, apresentado na figura 8, um equipamento que mede tensão e corrente trifásicas e permite através das medições analisar diversas variáveis elétricas, inclusive energia ativa do alimentador. O analisador utiliza um software analítico ANL6000 que fornece os gráficos e dados referentes ao período de medição. A figura 9 apresenta o diagrama unifilar com o medidor instalado nas cargas alimentadas pelo gerador.

Figura 8 – Medidor Embrasul



Fonte: Embrasul (2020).

Figura 9 – Unifilar com Gerador e medidor Embrasul



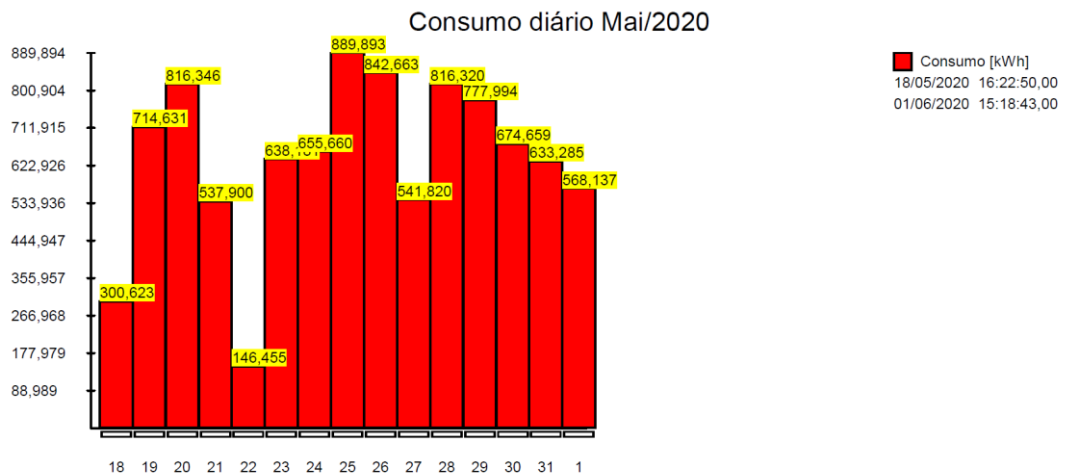
Fonte: Unifilar Depot (2021).

O período de medição realizado foi de 14 dias ininterruptos do alimentador.

Data inicial da medição: 18/05/2020 16:50h

Data final da medição: 01/06/2020 15:00h

Gráfico 17 – Gráficos da medição in loco - Embrasul



Fonte: Software ANL6000 (EMBRASUL, 2020).

O gráfico 17 apresenta o consumo diário no intervalo de medição, os valores medidos foram as referências para cálculos de média de consumo e geração no horário de ponta, foram considerados como premissas:

- Curva de carga de um consumidor comercial.
- Carga constante no período de medição.
- Funcionamento do DEPOT de 6h às 24h.
- O gerador em funcionamento 3h por dia, nos horários de 18h as 21h.
- Energização das cargas apenas do alimentador A.

A medição in loco obteve os seguintes valores médios de energia no intervalo de tempo:

Resultados da medição in loco - Embrasul					
Energia (kWh)	14 dias	30 dias	1 dia	1hora	3 horas
	9555	20745	682.5	37.92	113.75

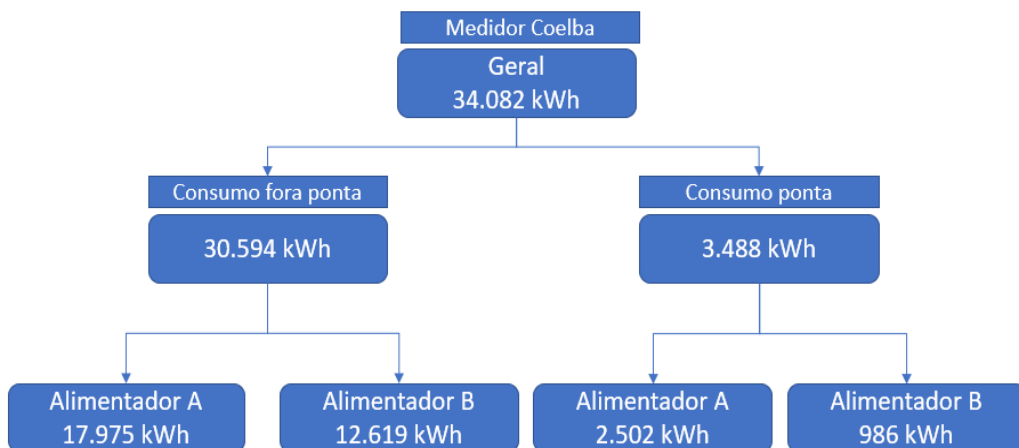
Através da medição in loco e dos valores extraídos da medição Coelba, concluímos que:

- Consumo no período de medição (14 dias) do **alimentador A** foi de 9.555 kWh, base de dados medição in loco.

- b) Consumo mensal médio do **alimentador A** foi de 20.475 kWh, base de cálculo a medição in loco.
- c) O Consumo mensal médio do **alimentador B** foi de 13.605 kWh, base de cálculo a diferença entre a energia mensal total e a energia do alimentador A.
- d) O consumo médio mensal medido por Coelba no período (13 meses) foram 34.082 kWh
- e) O consumo médio na ponta do **alimentador A** foi de 2.502 kWh, base de cálculo a medição in loco.
- f) O consumo médio na ponta do **alimentador B** foi de 986 kWh, base de medição Coelba, retirando da média 3 meses com valores muito acima do normal, por falha no sistema de geração.
- g) O consumo fora de ponta do **alimentador A** foi de 17.975 kWh, base de cálculo é a diferença entre o consumo geral do alimentador A e o consumo na ponta do alimentador A
- h) O consumo fora de ponta do **alimentador B** foi de 12.619 kWh, base de cálculo é a diferença entre o consumo geral do alimentador B e o consumo na ponta do alimentador B
- i) O consumo geral fora de ponta foi de 30.594 kWh, base cálculo é o somatório do consumo fora de ponta dos dois alimentadores
- j) O consumo geral na ponta foi de 3.488 kWh, base cálculo é o somatório do consumo fora de ponta dos dois alimentadores.

A figura 10 apresenta o resumo dos valores de consumo do DEPOT na ponta e fora de ponta por alimentador, utilizando o modelo de fluxo de energia.

Figura 10 – Resumo do consumo médio de energia do DEPOT



Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

5 O PROJETO DAS USINAS FV

5.1 INTRODUÇÃO

Essa etapa visa descrever o projeto da usina FV proposta utilizando o software Solarius PV da ACCA software, essa ferramenta auxilia na análise técnicas do sistema FV, avaliando radiação solar do local, sombreamento, dimensionando os módulos FV, inversores, baterias, cabos quadros, proteção e outros componentes do sistema. Nas figuras 36 e 38, pode ser observado um resumo representando os equipamentos que serão utilizados no projeto nos dois casos propostos pelo trabalho e que serão discorridos posteriormente.

5.1.1 Caso 1- Sistema Offgrid com Armazenamento

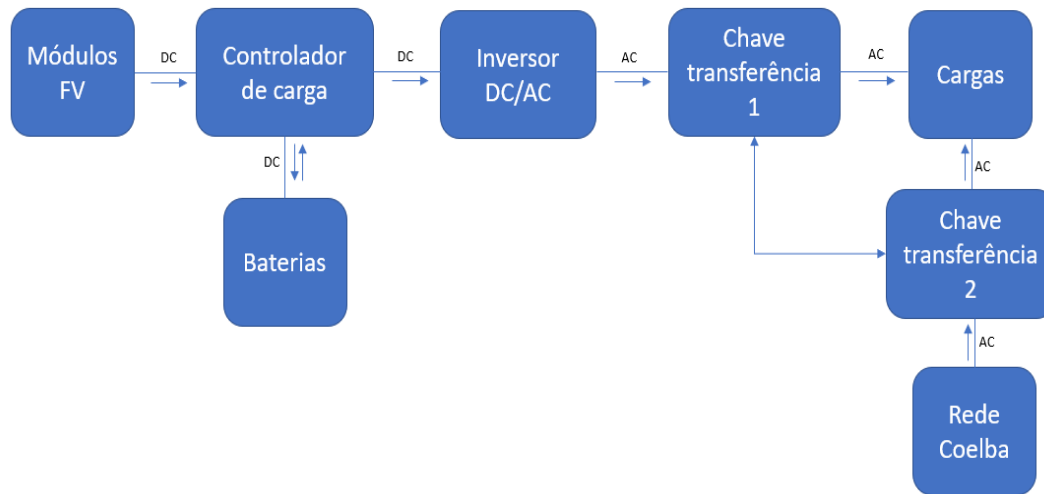
Sistema fotovoltaico offgrid com armazenamento, também conhecido como autônomo, é um sistema que tem como fonte o sol e permite alimentar as cargas com ou sem geração FV, para isso o excedente da energia gerada precisa ser armazenado em baterias, que tem a função de fornecer energia para a carga quando a geração FV for insuficiente ou inexistente. Para o caso estudado, a bateria alimentará a carga no horário de ponta programado para saída da alimentação Coelba e nos casos emergenciais caso ocorra falha de alimentação pela concessionária, outro ganho no sistema offgrid com armazenamento, está na estabilidade do fornecimento de energia. Para preservar as baterias e consecutivamente aumentar a vida útil das mesmas, utiliza-se um controlador de carga que parametriza a energia gerada nos níveis suportáveis das baterias recomendado pelo fabricante das mesmas (POLANCZYK, 2017), também é utilizado um inversor para fazer a conversão da energia gerada em corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) para alimentação das cargas.

Figura 11 – Componentes principais do sistema FV offgrid – CASO 1



Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

Figura 12 – Esquema típico do sistema solar offgrid com armazenamento



Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

Nesse tipo de sistema, a carga será alimentada pela Coelba de forma preferencial. A figura 12 demonstra no fluxo que em casos emergenciais ou no horário de ponta, a alimentação será realizada pelas baterias que serão carregadas pelo sistema FV. Importante salientar que as chaves de transferência têm a função de fazer a mudança da alimentação da carga entre os módulos FV para rede Coelba e vice versa, de forma automática sem a faltar alimentação para carga, ela garante através do intertravamento apenas uma alimentação elétrica ao sistema, o próprio inversor solar faz o monitoramento da existência de tensão na Coelba e o monitoramento do nível de tensão das baterias para definir qual será o fluxo de alimentação da carga.

5.1.2 Caso 2 - Sistema Híbrido com Armazenamento

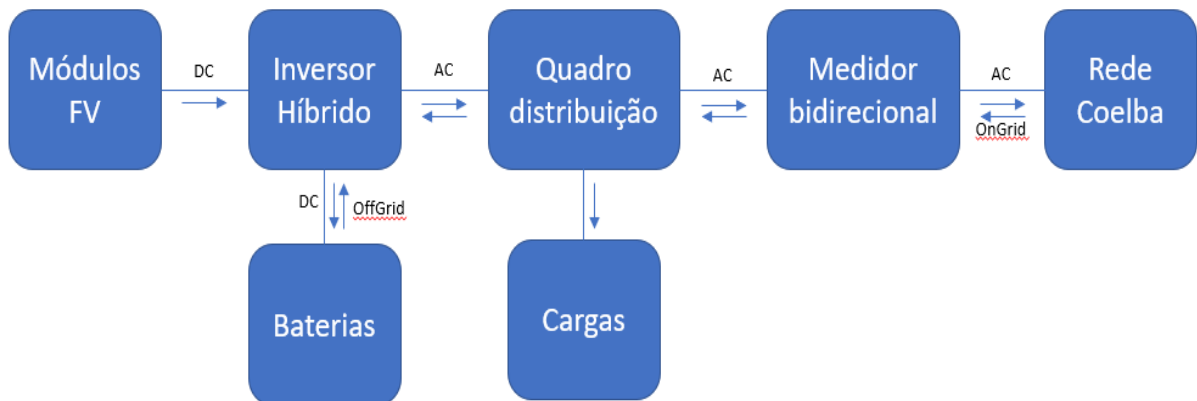
Sistema fotovoltaico híbrido que é um sistema une o sistema fotovoltaico conectado à rede (ongrid) com o sistema fotovoltaico autônomo com armazenamento (offgrid). Dessa forma, em momento em que existe sol incidindo sobre as placas solares, a energia gerada realiza trabalho no carregamento das baterias e no consumo das cargas do alimentador local, sendo o excedente pode ser injetado na rede da concessionária reduzindo o custo de energia do terminal. E quando houver falta de energia pela concessionária ou o desligamento programado para o horário de ponta, o sistema anti ilhamento do inversor híbrido, identifica a ausência de tensão e atua desconectando a carga da rede e conectando a mesma ao circuito secundário alimentado pelas baterias, energizando a carga correspondente. Esse chaveamento entre o sistema ongrid e offgrid é realizado automaticamente pelos inversores híbridos que monitoram as variáveis elétricas do sistema.

Figura 13 – Componentes principais do sistema híbrido – CASO 2



Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

Figura 14 - Esquema típico do sistema solar híbrido – CASO 2



Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

A figura 14 mostra a capacidade do sistema híbrido em alimentar a carga pelo sistema armazenamento e pelo alimentador da concessionária. Nesse caso o inversor híbrido faz a função de controlador de carga protegendo as baterias contra as cargas e descargas profundas, consecutivamente aumentando a vida útil das mesmas.

5.2 EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NOS PROJETOS

5.2.1 Módulos Fotovoltaicos ou Solares

O módulo fotovoltaico é o primeiro componente de um sistema elétrico de energia solar, na verdade é uma associação células de silício que geram eletricidade a partir da luz solar e a disponibilizam com características de tensão e corrente adequadas aos consumidores.

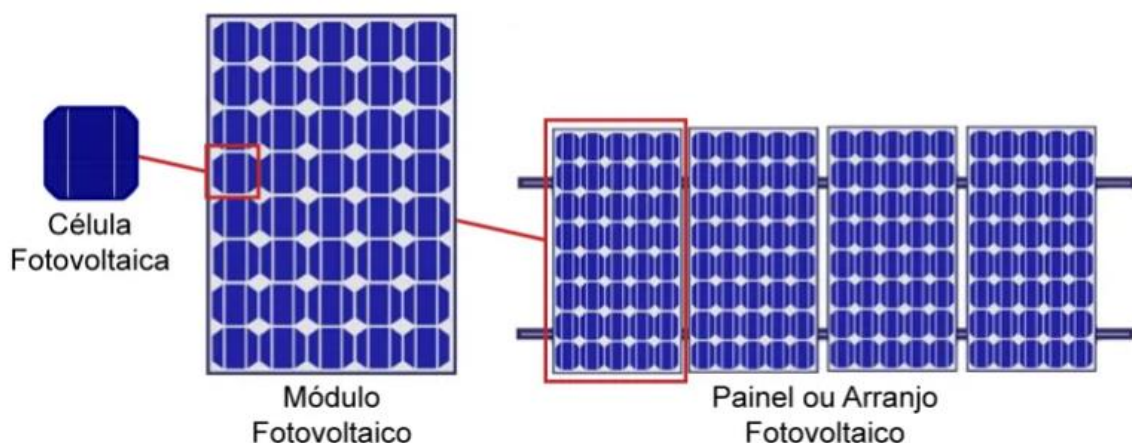
O módulo fotovoltaico é constituído de um conjunto de células montadas sobre uma estrutura. A maioria das células fotovoltaicas são formadas pelo silício cristalino, e as mais conhecidas são as células de silício monocristalino, as células de silício policristalino e as células de filme fino.

A célula de silício monocristalino é produzida a partir de silício com alto grau de pureza e é proveniente de um cristal uniforme e único. Devido a esse alto grau de pureza, a célula de silício monocristalino está entre as mais eficientes do mercado e também as que possuem os maiores valores de custo (LOPEZ, 2012). Este tipo de célula possui eficiência de 15 % a 21 %, apresenta um aspecto uniforme e normalmente sua cor varia de um azul escuro ao preto ou outra coloração dependendo do tratamento antirreflexivo que recebe. Em função de sua característica construtiva este tipo de célula é quebradiço e rígido, e por conta disso, precisa ser montada em uma estrutura que garanta resistência mecânica para viabilizar o uso prático.

As células de silício policristalino são cortadas de cristais de silício multifacetados e possuem aparência heterogênea sendo normalmente encontradas na cor azul. Este tipo de célula é a mais comum no mercado, e por conta da sua eficiência de 13 % a 18 %, apresenta um custo inferior quando comparadas com células do tipo silício monocristalino. Em função de sua característica construtiva este tipo de célula é quebradiço e rígido, e por conta disso, precisam ser montadas em uma estrutura que garanta resistência mecânica para viabilizar o uso prático

Uma célula solar produz cerca de 0,5V e os módulos fotovoltaicos é o conjunto dessas células conectadas em série ou paralelo de forma que na sua saída a energia elétrica tenha características de tensão e corrente necessários a sua aplicação. Os valores padrões de escala industrial são 12V, 24V e 48 V por painel, com potências 80W a 550W.

Figura 15 – Diferença entre célula, módulo solar e arranjo



Fonte: Coelho (2008).

Na fabricação dos módulos procura-se dar ao módulo rigidez na sua estrutura, isolamento eléctrico e resistência aos fatores climáticos. Por isso, as células conectadas em série são encapsuladas num plástico elástico (Etil-vinil-acelato) que faz também o papel de isolante eléctrico, um vidro temperado com baixo conteúdo de ferro, na face voltada para o sol, e uma lâmina plástica multi-camada (Poliéster) na face posterior. Em alguns casos o vidro é substituído por uma lâmina de material plástico transparente (OLIVEIRA, 2015). O módulo completo tem uma moldura metálica normalmente em de alumínio ou poliuretano e caixas de conexão ou termina conectores às quais chegam os terminais positivo e negativo da série de células. Nos bornes (terminais) das caixas conectam-se os cabos que ligam o módulo ao sistema.

Os módulos fotovoltaicos para serem conectados a rede eléctrica da Coelba, precisam ser homologados pela ANEEL e devem ter características eléctricas conforme a necessidade do sistema, certificação Instituto Nacional de Metrologia (INMETRO) e a certificação IEC 61215.

Com o recurso do software Solarius, o projeto é compatibilizado entre os módulos solares, inversores, cabos, baterias e painéis, e a associação (arranjo) série e/ou paralelo dos módulos para obter-se valores de tensão e corrente compatíveis com o projeto.

O software utilizado, solariusPV tem uma relação de módulos solares disponíveis na sua biblioteca foi selecionado a placa solar da Canadian Solar observando a disponibilidade do mercado local, preços competitivos, garantia (25 anos) e eficiência.

O módulo selecionado no Solarius será aplicado para os dois casos propostos nesse trabalho.

Figura 16 – Lista de módulos disponíveis no Solarius PV

	Marca	Série	Modelo	Tipo	Pot. mód.
	Canadian Solar Inc.	BIKu CS3K-300-315MB-AG	CS3K-300MB-AG	Si monocristalino	300.0
	Canadian Solar Inc.	HIDM CS1U-400-420MS	CS1U-400MS	Si monocristalino	400.0
	Canadian Solar Inc.	KuDymond CS3K-300-315MS...	300MS-FG	Si monocristalino	300.0
	Canadian Solar Inc.	Superpower CS6K-300-315MS	300MS	Si monocristalino	300.0
	Canadian Solar Inc.	KuPower CS3K-300-315MS	300MS	Si monocristalino	300.0
✓	Canadian Solar Inc.	HIKu CS3W-395-415P	CS3W-400P	Si policristalino	400.0
	Canadian Solar Inc.	KuDymond CS3K-290-300P-FG	CS3K-300P-FG	Si policristalino	300.0
	Canadian Solar Inc.	HIDM CS1U-395-410MS	400MS	Si monocristalino	400.0
	Canadian Solar Inc.	KuDymond CS3U-350-365P-FG	360P-FG	Si policristalino	360.0
	Canadian Solar Inc.	KuMax CS3U-350-360P	360P	Si policristalino	360.0
	Canadian Solar Inc.	KuPower CS3K-290-300P	300P	Si policristalino	300.0

Fonte: Solarius PV (2020).

No data sheet da placa solar escolhido é apresentado os seguintes dados técnicos fundamentais para elaboração do projeto:

- a) **Potência máxima pico ($P_{\text{máx}}$)** é a máxima potência que o módulo pode fornecer 400W.
- b) **Tensão de máxima potência (V_{mp})** é a tensão máxima que o módulo pode fornecer 38,7V.
- c) **Corrente de máxima potência (I_{mp})** é a corrente elétrica máxima produzida pelo módulo 10,34A.
- d) **Tensão com circuito aberto (V_{oc})** é o valor da tensão elétrica medida quando não há cargas conectadas ao módulo 47,2V.
- e) **Corrente de curto circuito (I_{cc})** é a corrente elétrica quando os terminais do módulo estão conectados entre si formando um curto-circuito 10,90A.
- f) **Eficiência do módulo (η)** é a eficiência do módulo em converter a energia luminosa em energia elétrica 18,11%.
- g) **Temperatura de operação** é a temperatura ótima para máxima eficiência -40°C a 85°C , sendo a temperatura de trabalho $42^{\circ}\text{C} \pm 3\%$.
- h) **Coefficiente de temperatura** é a relação entre a temperatura nos módulos e as variáveis elétricas.

O data sheet também apresenta as curvas de corrente e tensão dos módulos em função da radiação solar e da temperatura.

5.2.2 Inversor Solar

O inversor solar é um componente essencial para qualquer tipo de sistema de energia solar, ele tem a função de converter a energia gerada pelos painéis (CC) em energia padrão adequada a carga (CA) com frequência definida, além de garantir a segurança do sistema e medir a energia produzida pelos painéis solares.

Os inversores solares estão inseridos em qualquer tipo de sistema solar, seja os que funcionem conectados a rede, sejam os que funcionem de formas isoladas da rede ou o sistema híbrido que funciona de ambos os modos, então ele é capaz de direcionar para onde vai a energia

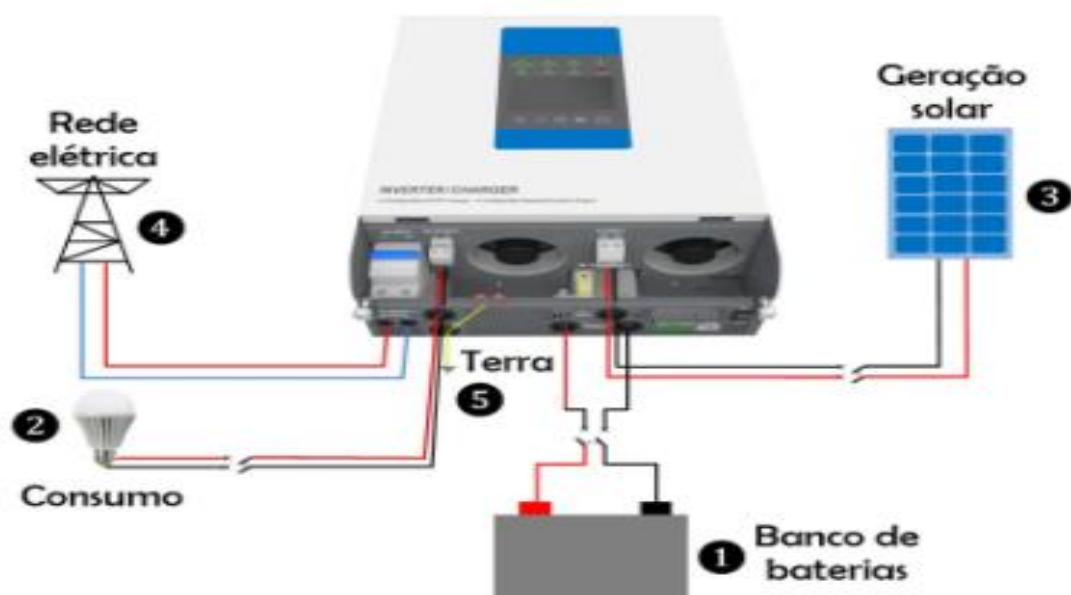
gerada pelas placas solares, no sistema ongrid o inversor tem a função de fazer as trocas de energia elétrica com a rede elétrica, garantindo que a instalação receba energia constantemente, já nos sistemas offgrid, ligados a bateria, a função do inversor é direcionar a energia para o carregamento das baterias, e na necessidade em uma falta de energia concessionária ou baixa incidência solar a carga ser provida por essa energia armazenada.

O princípio de funcionamento do inversor é por pontes de transistores que chaveia a tensão contínua, utilizando filtros indutivos e capacitivos para obter um sinal senoidal na sua saída, esses transistores (MOSFETs e IGBTs) fazem o controle da tensão de saída (ATHOS ELETRONICS, 2020).

Os inversores atendem a Norma NBR IEC 60529 que estabelece os graus de proteção do inversor e a eficiência mínima necessária para atendimento.

O projeto apresentado será utilizado um inversor CA/CC para o caso da usina offgrid e um inversor híbrido para o caso da usina híbrida, o inversor híbrido que possui duas funções principais no mesmo equipamento: devolver energia gerada a rede pelos módulos (ongrid) e abastecer as cargas conectadas a ele, inclusive na falta de energia (offgrid), ou seja, ele injeta na rede e, ao mesmo tempo, possui uma ligação com um banco de baterias, para manter os equipamentos funcionando, caso a energia seja interrompida. Fazendo uma analogia, podemos dizer que os inversores híbridos são “nobreaks” dos sistemas fotovoltaicos.

Figura 17 – Inversor Solar Híbrido



Fonte: TRXSOLAR (2019).

A grande vantagem do inversor híbrido é a sua dupla funcionalidade, basicamente é constituído por dois tipos de inversores, funcionando de forma interativa com a rede. Além de estar conectada as cargas como um inversor autónomo. Desse modo, ambos inversores são alimentados pelo banco de armazenamento, atuando separadamente, enquanto um dos tipos estiver desconectado.

Com isso, se houver falta de energia da rede eléctrica, em períodos noturnos, em desconexão da rede de forma programada, o inversor offgrid irá alimentar as cargas para manter o funcionamento do sistema.

No entanto, podemos destacar desvantagens, como o alto custo do investimento em relação aos outros inversores solares.

5.2.3 Baterias

O componente do sistema FV híbrido e offgrid responsável pelo armazenamento das cargas eléctricas que serão posteriormente consumidas nos períodos menos eficientes do sistema FV.

É importante frisar que as baterias produzem energia que foram acumuladas anteriormente, por um sistema eléctrico primário. Para utilização em sistemas solares fotovoltaicos, as mais recomendadas são as baterias estacionárias.

Entende-se por bateria estacionária aquelas que são tipicamente aplicadas a funções que demandam por longos períodos de corrente eléctrica moderada, ao invés de sobrecargas por poucos segundos (SOLAR BRASIL, 2021).

Além disso, esta categoria de bateria é projetada para suportar períodos maiores de descarga, por isso duram muito mais tempo e são adequadas para o uso em sistemas solares fotovoltaicos. Elas são monitoradas pelo controlador de carga, integrado ao inversor híbrido. As baterias são conectadas em série e/ou paralelo para obter a tensão compatível com o inversor.

O banco de baterias dá autonomia ao sistema, quanto maior a quantidade de baterias do banco, maior será a quantidade de energia que pode ser armazenada. Porém, o seu dimensionamento deve ser feito de maneira bem cautelosa pois representa um custo significativo do projeto. Um ponto bastante importante é verificar quanto tempo de autonomia o banco de baterias é capaz de fornecer energia em momentos previsto pelo projeto.

O banco de baterias deve ser instalado em local arejado e apropriado, uma vez que representa um risco de incêndio em potencial caso as boas práticas e normas específicas não sejam seguidas (FREIRE, 2019).

No projeto FV híbrido as baterias trabalham como backup e como alimentador no horário de ponta e o excedente serão enviados a rede da concessionária, para não sobrecarregar o sistema, o fluxo de energia é redirecionado automaticamente para a concessionária quando as baterias chegarem à carga cheia.

O projeto através do Solarius PV, foi selecionado baterias estacionárias de 12V, 200Ah, projetadas para aplicações fotovoltaicas, caracterizadas por longos períodos em ciclagem. Parâmetros como capacidade de acumulo de energia, autonomia das baterias, SOC(%) que é o valor que indica o nível de carga de uma bateria e DOD(%) que é a profundidade de descarga da bateria (MOURA, 2019), que indica o quanto descarregada uma bateria se encontra, são determinantes para a especificação e escolha da bateria mais adequada para o projeto.

A vida útil da bateria e a boa eficácia do seu funcionamento depende muito do processo de carregamento da mesma, existem três etapas no carregamento das baterias: Bulk, absorção e flutuação. Na etapa Bulk o inversor fornece a corrente necessária para carregar rapidamente as baterias, na etapa absorção quando a tensão da bateria atinge a faixa de tensão de absorção, o inversor passa para o modo de tensão constante. Quando ocorrem apenas descargas rasas, o tempo de absorção é mantido curto a fim de impedir uma sobrecarga da bateria. Depois de uma descarga profunda o tempo de absorção é automaticamente aumentado para certificar que a bateria esteja totalmente carregada, na etapa de flutuação, a tensão de flutuação é aplicada na bateria para mantê-la totalmente carregada, no caso das baterias escolhida a tensão de flutuação recomendada para as baterias estacionárias é de 13,6Vpe (tensão por elemento) a tensão de recarga é de 14,0 Vpe a 25°C +/-1°C.

A capacidade de uma bateria em (Ah) é representada pelo resultado da corrente (A) e o tempo de descarga em (h) até a tensão final de descarga ser alcançada. A tensão final de uma bateria em descarga está diretamente relacionada com o regime de descarga a que está submetida (MOURA, 2019).

A corrente ou a potência a ser drenada da bateria em Ampères (A) ou em Watts (W) para cada regime de descarga dependerá da tensão final de descarga (AMARAL, 2014). Se aumentarmos a tensão final, devido a características especiais do consumidor,

consequentemente teremos que aumentar a capacidade da bateria. Quando do dimensionamento de um sistema devemos considerar a queda de tensão nos cabos entre os terminais da bateria e o consumidor, principalmente em sistemas com altas taxas de corrente de descarga. A queda de tensão nos cabos limitará a tensão disponível para o consumidor.

A vida útil de uma bateria está relacionada à profundidade da descarga. Portanto, recomendamos que ciclos profundos de descarga sejam evitados. Este procedimento levará a deterioração precoce e reduzirá sua expectativa de vida. Vale ressaltar a importância de se respeitar os limites das tensões de descarga para se obter o melhor desempenho e durabilidade dos elementos do banco de baterias. Em função do aumento na resistência interna dos elementos de uma bateria, a tensão de descarga diminui rapidamente com o aumento da corrente.

A capacidade da bateria está condicionada à temperatura do ambiente de operação e também à taxa de descarga. Vale lembrar que a temperatura de referência para os valores de capacidade é 25°C. Assim, para temperaturas menores teremos redução dos valores e, para temperaturas mais elevadas, aumento dos valores de capacidade da bateria.

5.2.4 Controlador de Carga

Um dos principais componentes a ser considerado no sistema FV é o controlador de carga, pois ele é utilizado para gerenciar e controlar o processo de carga e descarga do banco de baterias, otimizando assim a vida útil da bateria, a função do regulador de carga é a de proteger as baterias de serem sobrecarregadas ou descarregadas profundamente, ou seja, evitando a descarga abaixo do valor seguro para a bateria, e assim garantindo, que toda a energia produzida pelos painéis fotovoltaicos é armazenada com maior eficácia nas baterias (PORTAL SOLAR, 2015).

O controlador é instalado entre o painel fotovoltaico e as baterias, os controladores modernos utilizam uma tecnologia chamada *Pulse Width Modulation (PMW)* ou modulação por pulsos ou ainda a tecnologia *Maximum Power Point Tracking (MPPT)* para assegurar que a bateria possa ser carregada até atingir sua capacidade máxima. Estas tecnologias propiciam a segurança e máximo proveito das baterias, pois a reposição dos primeiros 70% a 80% da capacidade da bateria são facilmente obtidos, porém os 20% ou 30% restantes requerem circuitos mais complexos.

O controlador de carga é dimensionado em função da corrente dos módulos e da tensão de operação do sistema. As tensões de operação mais comuns utilizadas são 12, 24 ou 48V, e a corrente de operação entre 1 e 60A. A capacidade do controlador deve superar a corrente dos painéis ou as de consumo, naquele em que for maior o valor.

O controlador funciona monitorando a tensão das baterias para determinar seu estado de carga e controlar a intensidade de corrente que flui nas baterias. O Controlador protege o sistema de corrente reversa desconectando os painéis solares quando os mesmos não estão em geração, ele desliga a carga para evitar descarga das baterias abaixo de valores seguros recomendados pelos fabricantes e outras proteções para o sistema.

Figura 18 – Controlador de Carga



Fonte: PT-Solar (2019).

5.2.5 Outros Equipamentos

O sistema FV possuem outros equipamentos que precisam ser dimensionados num projeto para garantir o funcionamento do sistema, bem como a segurança das instalações.

O quadro elétrico fotovoltaico é um importante equipamento para o sistema de energia solar, ele garante a segurança do sistema, conhecido também como String Box, o quadro elétrico fotovoltaico é essencial para dispersar um distúrbio energético que possa ocorrer, sendo uma importante proteção para os sistemas de corrente contínua e alternada.

Nos painéis estão a distribuição de cargas CC e CA, chaveamento e aterramento, indispensável para garantir a operação em conformidade com normas e segurança dos ativos, protegendo de surtos, falhas e intempéries.

Os cabos são responsáveis pelas interligações dos sistemas, módulos, painéis, medidores e sistema de proteção. Os cabos utilizados no projeto são cabos específicos de tensão contínua e tensão alternada com capacidade da ampacidade em função da carga do sistema.

A proteção elétrica do sistema é responsável em proteger o sistema de surtos, sobre corrente, sobre e subtensão, direcional de corrente.

5.3 ESPAÇO FÍSICO DA INSTALAÇÃO FV

Conforme discutido no item 3 deste trabalho, o depósito de containers está localizado na marginal da BR324, no bairro de Valéria em Salvador Bahia, a área total do terminal é de 80.000m², mas a área disponibilizada para implantação do projeto é de 371m², telhado do prédio administrativo. A figura 19 apresenta os dados geográficos do local através do software Solarius PV que seleciona as coordenadas Latitude 12°.8961S; Longitude 38°.4478W e Altitude 93m, através dos dados de mapa inseridos no software.

Figura 19 – Dados geográficos do DEPOT

Dados geográficos					
Cidade	<BR-324>				
Latitude [°]	12	53	46	S	12°.8961 S
Longitude [°]	38	26	52	W	38°.4478 W
Altitude [m]	93				

Fonte: Solarium PV (2020).

A figura 20 mostra a localização do Depot e o telhado do prédio administrativo onde será instalado aos módulos solares.

Figura 20 – Depot – Depósito de containers vazios

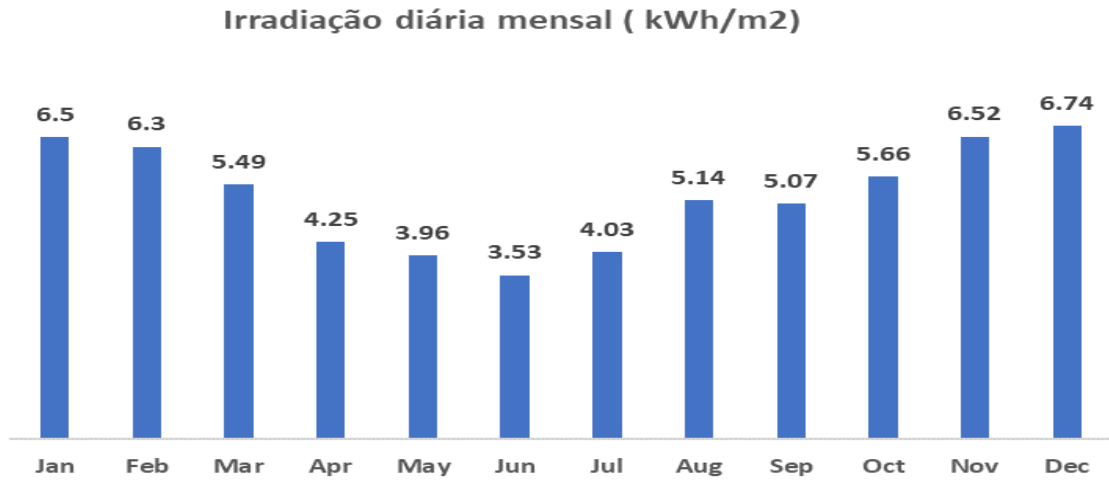


Fonte: Google Earth pro (2021).

5.4 POTENCIAL SOLAR DA REGIÃO

Uma forma bastante conveniente de se expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia é através do número de horas de sol pleno, essa grandeza reflete o número de horas em que a radiação solar deve permanecer constante e igual a 1kWh/m^2 de forma que a energia resultante seja equivalente a energia acumulada para o dia e local em questão (FADIGAS, 2018).

Para obter-se a irradiação solar do local, foi utilizado o software Solarius PV, usando os dados do "Meteonorm 7.1" sobre os valores médios diários da radiação solar num plano horizontal. A radiação média diária por mês no plano horizontal é estimada como segue no gráfico 18.

Gráfico 18 – Gráfico Irradiação média mensal no plano horizontal [kWh/m²]

Fonte dados: Solarium PV - Meteonorm 7.1 (2020).

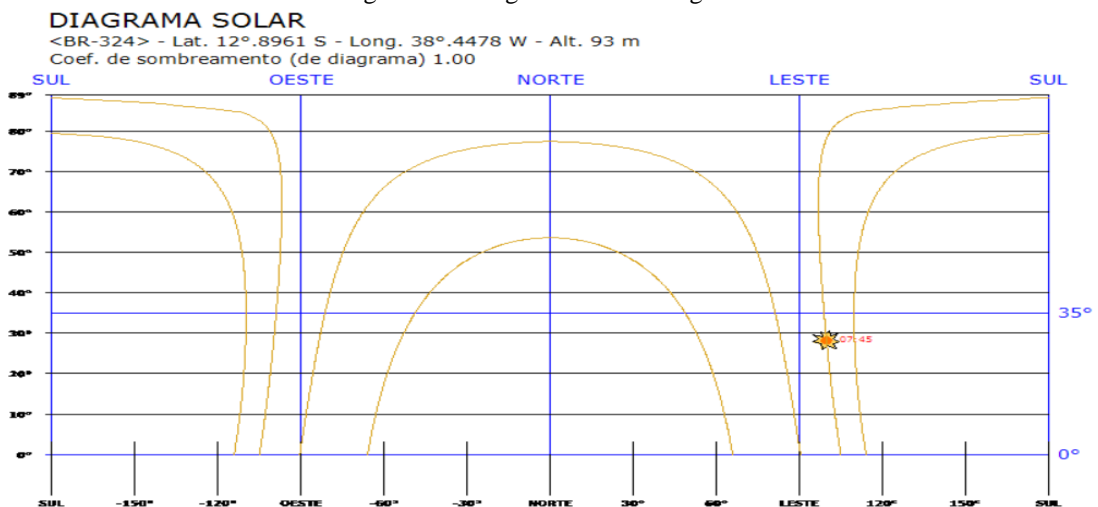
Portanto, os valores de radiação solar anual no plano horizontal são **1.920,62 kWh/m²**.

5.5 FATORES MORFOLÓGICOS E AMBIENTAIS

5.5.1 Sombreamento

Os efeitos do sombreamento devido a elementos naturais (montanhas, árvores) ou artificiais (edifícios, torres), determinam a redução dos ganhos solares e o respectivo tempo de retorno. Após avaliação do local da instalação não foi identificado nenhum obstáculo que possa causar sombra para a instalação FV, então o coeficiente de sombreamento, função do sitio da morfologia, é de 1,00.

Figura 21 - Diagrama solar da região



Fonte: Solarium PV (2020).

5.5.2 Refletância

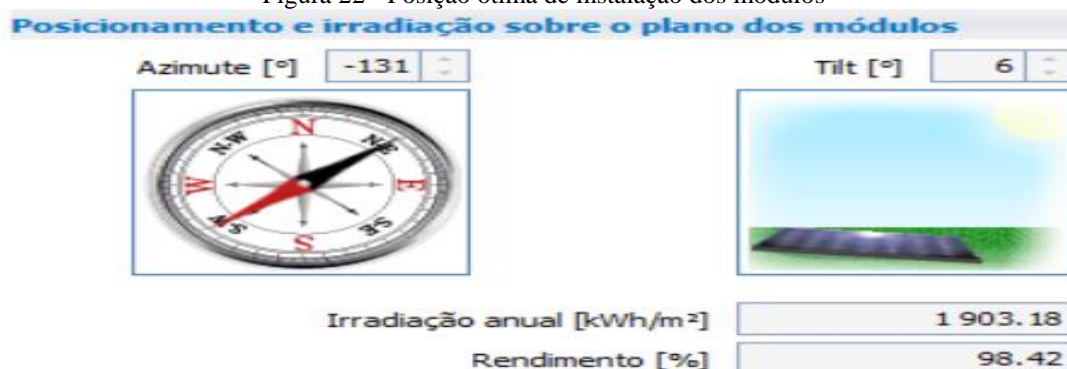
Para ter em conta o excesso de radiação devido a reflectância da superfície da área onde o sistema será instalado, os valores médios mensais foram estimados em 0,20 de acordo com a Norma ISO EN 8477.

6 PROJEÇÃO DA USINA PELO SOLARIUS PV

O programa Solarius PV utiliza uma ferramenta chamada de desenho usina BIM, nessa ferramenta foi lançado a planta baixa mostrado na figura 15 e foi projetado o campo FV no telhado do prédio administrativo permitindo calcular a irradiação solar nos módulos e rendimento solar destes.

Definições como a utilização de estrutura fixa, posição complanar dos módulos com o telhado definem os valores ótimos para azimute -131° e tilt (inclinação) 6° mais 9° da inclinação do telhado existente, sendo então a inclinação total 15° , recebendo uma irradiação média anual de $1.903,18 \text{ kWh/m}^2$ com rendimento de $98,42\%$, conforme indicado na figura 22.

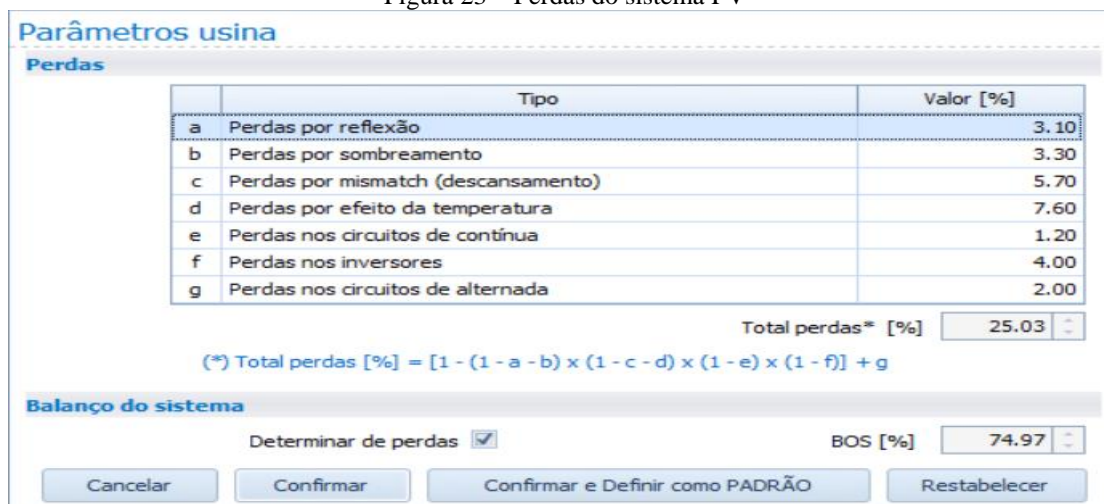
Figura 22 - Posição ótima de instalação dos módulos



Fonte: SolariusPV (2020).

O BOS (balanço do sistema de componentes fotovoltaicos) é de $74,97\%$ considerados as perdas por reflexão, sombreamento, efeito da temperatura, perdas do circuito de corrente alternada e contínua e as perdas nos inversores. A figura 23 mostra as perdas consideradas com os seus seguintes valores.

Figura 23 – Perdas do sistema FV



Fonte: Solarius PV (2020).

6.1 DIMENSIONAMENTO – CASO 1 – USINA OFFGRID

6.1.1 Módulos Solares pelo Solarius PV

A premissa do critério de projeto utilizado para o caso 1, foi a utilização do valor da energia anual especificada pelo histórico do consumo, as medições que foram realizadas no item 3 deste trabalho, quantificando o número de de módulos em função do fornecimento de energia a ser injetada no horário de ponta.

A figura 40 mostra a tela do software Solaris PV no dimensionamento das placas solares, informações como: lista de módulos disponíveis, modelo, fabricante da placa solar, o tipo, a energia gerada, a área necessária e o número de módulos a ser utilizado no projeto.

A energia anual especificada para o projeto será de **30.024 kWh**, o consumo de 2.502 kWh mensal projetada em 12 meses, isso representa a energia anual no horário de ponta no alimentador A, ou seja, o dimensionamento da usina é para suprir a carga atualmente suprida pelo gerador a diesel do horário de ponta do DEPOT.

A figura 24 mostra o critério escolhido com o valor especificado e a seleção do módulo solar a ser utilizado.

Figura 24 – Dimensionamento dos módulos

The screenshot displays the 'Módulos' selection interface. At the top, the project criterion is 'Energia anual especificada' (30,024.00 kWh). Below this, a table lists various solar modules. The selected module, 'Canadian Solar Inc. HIDM CS1U-395-410MS', is highlighted with a red border. Below the table, the 'Módulo selecionado' section provides detailed specifications for the chosen module.

Marca	Série	Modelo	Tipo	Pot. mód.	N. mód.	N. máx mód.	Potência	Superfície	Energia	Preço
Canadian Solar Inc.	KuDymond CS3U-350-365P-FG	355P-FG	Si policristalino	355.0	60	155	21.300	119.04	30 167.55	0.00
Canadian Solar Inc.	KuMax CS3U-350-360P	360P	Si policristalino	360.0	59	155	21.240	117.06	30 094.29	0.00
Canadian Solar Inc.	KuDymond CS3U-350-365P-FG	360P-FG	Si policristalino	360.0	59	155	21.240	117.06	30 094.29	0.00
Canadian Solar Inc.	KuDymond CS3U-350-365P-FG	365P-FG	Si policristalino	365.0	59	155	21.535	117.06	30 510.06	0.00
Canadian Solar Inc.	HDM CS1U-395-410MS	395MS	Si monocristalino	395.0	54	143	21.330	111.29	30 206.47	0.00
Canadian Solar Inc.	HIDM CS1U-395-410MS	400MS	Si monocristalino	400.0	54	143	21.600	111.29	30 583.61	0.00
Canadian Solar Inc.	HDM CS1U-395-410MS	405MS	Si monocristalino	405.0	53	143	21.465	109.23	30 403.96	0.00
Canadian Solar Inc.	HDM CS1U-395-410MS	410MS	Si monocristalino	410.0	52	143	21.320	107.17	30 194.58	0.00
Canadian Solar Inc.	KuDymond CS3K-290-300P-FG	CS3K-290P-FG	Si policristalino	290.0	74	185	21.460	122.99	30 400.65	0.00
Canadian Solar Inc.	KuDymond CS3K-290-300P-FG	CS3K-295P-FG	Si policristalino	295.0	72	185	21.240	119.66	30 086.11	0.00
Canadian Solar Inc.	KuDymond CS3K-290-300P-FG	CS3K-300P-FG	Si policristalino	300.0	71	185	21.300	118.00	30 172.74	0.00
Canadian Solar Inc.	KuDymond CS3K-290-305P-FG	CS3K-305P-FG	Si policristalino	305.0	70	185	21.350	116.34	30 255.07	0.00
Canadian Solar Inc.	HKu CS3L-330-345P	CS3L-330P	Si policristalino	330.0	65	173	21.450	120.25	30 389.43	0.00

Módulo selecionado		Efiência [%]		Número módulos	
Marca	Canadian Solar Inc.		19.40		54
Série	HIDM CS1U-395-410MS	Potência de pico [W]	400.0	Potência total [kW]	21.600
Modelo	400MS	Superfície [m²]	2.061	Superfície total módulos [m²]	111.29
Tipo material	Si monocristalino			Energia total anual [kWh]	30 583.61

Fonte: Solaris PV (2020).

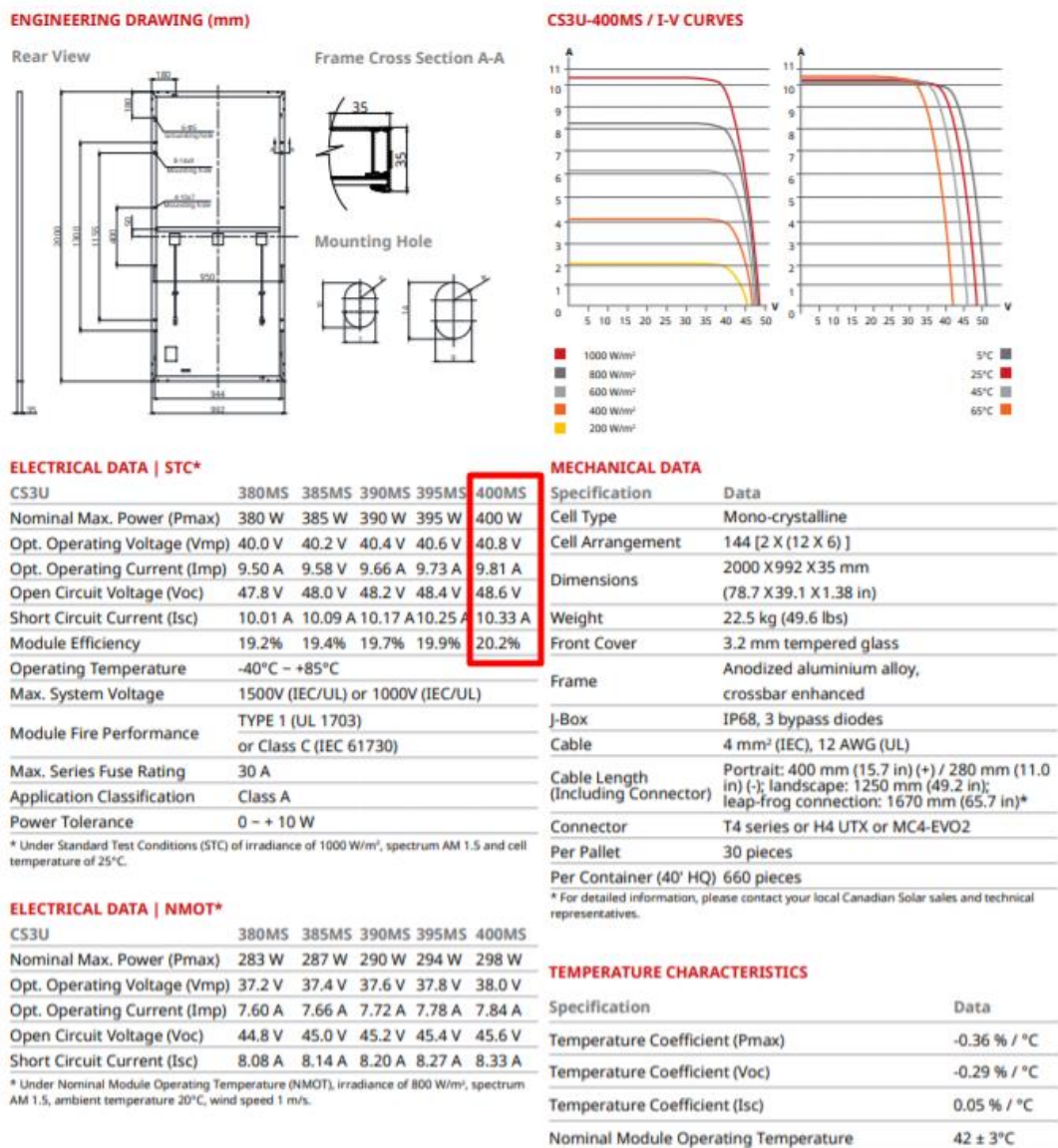
Seguem dados técnicos do módulo selecionados, fornecido pelo banco de dados do software Solaris PV e o resumo da energia gerada nas condições inseridas no programa de

irradiação, sombreamento, posição dos módulos, percentual de perdas e a distância entre os módulos.

Módulo	Tipo	Potência	Eficiência	Quantidade	Área	Energia gerada
Canadian	Mono	400W	19,40%	54	111,29m ²	30.583,61 kWh

A figura 25 apresenta o data sheet da placa escolhida, dados importantes são retirados do data sheet como a tensão máxima de operação de 40,8V, corrente operacional de 9,81A, tensão de circuito aberto 48V e a corrente de curto circuito de 10,33A.

Figura 25 – Data sheet do módulo escolhido Canadian 400MS



Fonte: Canadian (2020).

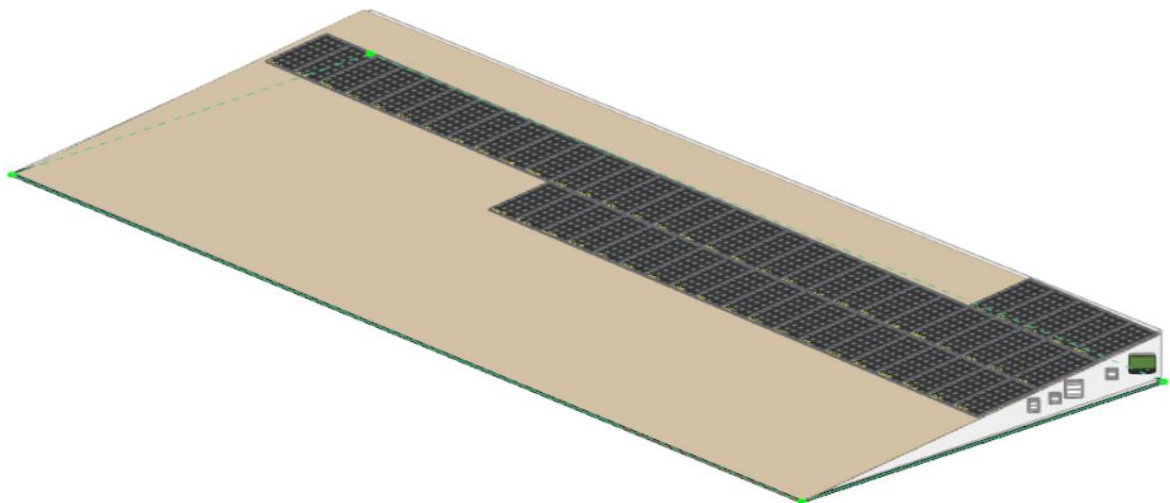
A figura 26 apresenta o resultado da projeção dos módulos projetados na planta baixa do DEPOT em 2D e a figura 27 faz a mesma projeção na perspectiva 3D.

Figura 26 - Placas projetadas em 2D



Fonte: Solarius PV (2020).

Figura 27 – Placas projetadas no telhado em 3D



Fonte: Solarius PV (2020).

6.1.2 Definição do Inversor Pelo Solarius PV

Após definir os módulos que serão utilizadas, o próximo passo é projetar o gerador, utilizando o Solarius PV, primeiro informa o tipo de conexão do sistema, optando-se por trifásico, com isso, o banco de dados do programa abre uma lista de inversores disponíveis para ser instalado ao projeto, o inversor selecionado foi um inversor da SMA Solar tecnologia com potência de 24.000W, com 111,11% do dimensionamento e com 2 MPPT's, com garantia de 10 anos.

A figura 28 apresenta a lista de inversores que estão no banco de dados do Solarius PV com as suas características técnicas.

Figura 28 – Lista de inversores disponíveis no Solarius PV

Inversor

Margem segurança verificações elétricas [%] Usar inversores contidos em

Arraste para aqui o cabeçalho de uma coluna para agrupar por ela

Marca	Série	Modelo	Tipo	Potência	Núm. MPPT	Núm. inv.	Dimens.
Ningbo Sunways Technolog...	STT-6-25KTL	STT-20KTL	Trifásico	22 000	2	1	101.85
SolarMax Sales and Service ...	SolarMax SHT-Series	20SHT	Trifásico	22 000	2	1	101.85
Shenzhen Growatt New Ener...	Growatt 15000-22000 TL3-SL	Growatt 20000TL3-SL	Trifásico	22 200	2	1	102.78
SIEL S.p.A.	String Inverter	Soleil 1F-TL 20K	Trifásico	22 200	2	1	102.78
Foshan Tanfon Energy Tech...	grid tie inverter	BF20K	Trifásico	24 000	1	1	111.11
<input checked="" type="checkbox"/> SMA Solar Technology AG	SUNNY TRIPOWER 12000-30...	Sunny Tripower 24000TL-US	Trifásico	24 000	2	1	111.11
Aotai Electric Co., Ltd.	ASP-22-40KTL	22KTL	Trifásico	24 200	2	1	112.04
SolarMax Sales and Service ...	SolarMax SHT-Series	22SHT	Trifásico	24 200	2	1	112.04
Shenzhen Growatt New Ener...	Growatt 15000-22000 TL3-SL	Growatt 22000TL3-SL	Trifásico	24 400	2	1	112.96
B&B Power Co., Ltd.	ST 17-40KTN	ST 25KTN	Trifásico	25 000	2	1	115.74
B&B Power Co., Ltd.	ST25000TL-40000TL	ST25000TL	Trifásico	25 000	2	1	115.74
Changshu Switch Manufactu...	CS1G-25L	CS1G-25L	Trifásico	25 000	2	1	115.74
East Group Co., Ltd.	EA20-30KTSI	EA25KTSI	Trifásico	25 000	2	1	115.74

Inversor selecionado

Marca: Tipo fase: Dimensionamento [%]:
 Série: Potência [W]: Número inversores:
 Modelo: Número MPPT:

Fonte: Solarius PV (2020).

Segue dados técnicos do inversor selecionado, fornecidos pelo Solarius PV:

Inversor	Tipo	Quantidade	Potência	Dimensionamento	MPPT
SMA	Trifásico	1	24000W	111%	2

O programa Solarius PV também fornece mais informações sobre o inversor, conforme figura 29, informações como: dimensões, tensões e correntes limitantes por MPPT e potência máxima que o mesmo pode fornecer.

Na figura 30 é apresentado pelo Solarius PV as verificações elétricas do inversor.

Figura 29 – Dados do Inversor

Dados gerais					
Código	I.03331	Tipo Fase	Trifásico	Obsoleto	<input type="checkbox"/>
Marca	SMA Solar Technology AG	Série	SUNNY TRIPOWER 12000-30000TL-US		
Modelo	Sunny Tripower 24000TL-US	Nação produtor	Germany		
Preço [R\$]	0.00	Anos de garantia	10		

Entradas MPPT				
N	VMppt min	VMppt max	Vmax	Imax
1	450.0	800.0	1 000.0	66.0
2	450.0	800.0	1 000.0	66.0

Potência máx [W] 36 000

Características mecânicas	
Dimensões CxPxA [mm]	665 x 265 x 650
Peso [kg]	55.00

Notas	
Notas	

Parâmetros eléctricos de saída			
Potência nominal [W]	24 000	Dist. corrente [%]	3
Tensão nominal [V]	277	Frequência [Hz]	50,60
Rendimento máx [%]	98.50	Ret. europeu [%]	0.00

Dados acumulação	
Acúmulo	Ausente
Tipo bateria	
Capacidade útil [kWh]	
Duração	
Outros dados	

Fonte: Solarius PV (2020).

Figura 30 – Verificações eléctricas do inversor

Verificações eletricas

Características eléctricas do módulo em STC		Características eléctricas da entrada MPPT	
Potência de pico [W]	400	Potência nominal [W]	24 000
Vm [V]	44.10	Voc [V]	53.40
Im [A]	9.08	VMppt min [V]	450.00
		V max [V]	1 000.00
		VMppt max [V]	800.00
		I max [A]	66.00

Configuração entrada MPPT		Dimensionamento do inversor	
Nº inversor	1	Pot. módulos [W]	21 600
Nº fleiras	2	Pot. inversor [W]	24 000
		Módulos x fleira	14
		Dimensionamento [%]	111.11

Tensões do gerador		Correntes do gerador	
Vm a -10 °C [V]	693.28	Im a 25 °C [A]	18.16
Voc a -10 °C [V]	823.48	Isc a 25 °C [A]	19.20
Vm a 25 °C [V]	617.40		
Voc a 25 °C [V]	747.60		
Vm a 70 °C [V]	519.84		
Voc a 70 °C [V]	650.04		

Verificações	
✓	Vm a 70 °C (519.84 V) maior a ou igual a VMppt mín. (450.00 V)
✓	Vm a -10 °C (693.28 V) menor a ou igual a VMppt máx. (800.00 V)
✓	Voc a -10 °C (823.48 V) menor a ou igual à tensão máx. da entrada MPPT (1 000.00 V)
✓	Voc a -10 °C (823.48 V) menor a ou igual à tensão máx. do sistema do módulo (1 500.00 V)
✓	Corrente máx. gerada (19.20 A) menor ou igual à corrente máx. da entrada MPPT (66.00 A)
✓	Dimensionamento (111.11%) entre 70% e 120%

Legenda	
✓	Verificado
✗	Não verificado
⚠	Verificado sem respeitar as margens de segurança

✓ MPPT 1 ✓ MPPT 2

Fonte: Solarius PV (2020).

A tabela 1 apresenta o resumo técnico do sistema FV já com interação entre os módulos e o inversor, pode-se observar que temos a quantidade de módulos que serão ligados por MPPT.

Tabela 1 – Relação de módulos por MPPT do inversor

	Módulos	Fileira x Módulos	V máx (T Máx)	V máx (T Min)	Isc (A)	Tensão a vazio (V)
MPPT 1	28	2 x 14	455,57	608,87	21,80	727,87
MPPT 2	26	2 x 13	423,03	565,38	21,80	675,88

A figura 31 apresenta o data sheet do inversor escolhido para o projeto

Figura 31 – Data sheet do inversor SMA

Technical data	Sunny Tripower 12000TL-US	Sunny Tripower 15000TL-US	Sunny Tripower 20000TL-US	Sunny Tripower 24000TL-US
Input (DC)				
Max. usable DC power (@ cos ϕ = 1)	12250 W	15300 W	20400 W	24500 W
Max. DC voltage*	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V
Rated MPPT voltage range	300 V...800 V	300 V...800 V	380 V...800 V	450 V...800 V
MPPT operating voltage range	150 V...1000 V	150 V...1000 V	150 V...1000 V	150 V...1000 V
Min. DC voltage / start voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Number of MPP tracker inputs	2	2	2	2
Max. input current / per MPP tracker input	66 A / 33 A	66 A / 33 A	66 A / 33 A	66 A / 33 A
Output (AC)				
AC nominal power	12000 W	15000 W	20000 W	24000 W
Max. AC apparent power	12000 VA	15000 VA	20000 VA	24000 VA
Output phases / line connections	3 / 3-NPE			
Nominal AC voltage	480 / 277 V WYE			
AC voltage range	244 V...305 V			
Rated AC grid frequency	60 Hz			
AC grid frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz...+5 Hz			
Max. output current	14.4 A	18 A	24 A	29 A
Power factor at rated power / adjustable displacement	1 / 0.8 leading...0.8 lagging			
Harmonics	< 3 %			
Efficiency				
Max. efficiency	98.2 %	98.2 %	98.5 %	98.5 %
CEC efficiency	97.5%	97.5%	97.5%	98.0%
Protection devices				
DC reverse polarity protection	●	●	●	●
Ground fault monitoring / Grid monitoring	●	●	●	●
All-pole sensitive residual current monitoring unit	●	●	●	●
DC AFCI compliant to UL 1699B	●	●	●	●
AC short circuit protection	●	●	●	●
Protection class / overvoltage category	I / IV	I / IV	I / IV	I / IV
General data				
Dimensions (W / H / D) in mm (in)	665 / 690 / 265 (26.1 / 27.1 / 10.4)			
Packing dimensions (W / H / D) in mm (in)	780 / 790 / 380 (30.7 / 31.1 / 15.0)			
Weight	55 kg (121 lbs)			
Packing weight	61 kg (134.5 lbs)			
Operating temperature range	-25°C...+60°C			
Noise emission (typical)	51 dB(A)			
Internal consumption at night	1 W			
Topology	Transformerless			
Cooling concept	OptiCool			
Electronics protection rating	NEMA 3R			
Features				
Display / LED indicators (Status / Fault / Communication)	- / ●	- / ●	- / ●	- / ●
Interfaces: Speedwire / RS485	●/○	●/○	●/○	●/○
Mounting angle range	15°...90°	15°...90°	15°...90°	15°...90°
Warranty: 10 / 15 / 20 years	●/○/○	●/○/○	●/○/○	●/○/○
Certifications and approvals	UL 1741, UL 1998, UL 1699B, IEEE 1547, FCC Part 15 (Class A & B), CAN/CSA C22.2 107.1-1			
NOTE: US inverters ship with gray lids				
* Suitable for 600 V DC max. systems				
Type designation	STP 12000TL-US-10	STP 15000TL-US-10	STP 20000TL-US-10	STP 24000TL-US-10

Fonte: SMA AMÉRICA (2020).

6.1.3 Definição dos Quadros, Cabos e Proteções pelo Solaris PV

O quadro elétrico fotovoltaico é um importante equipamento para o sistema de energia solar, ele garante a segurança do sistema, conhecido também como String Box o quadro elétrico

fotovoltaico é essencial para dispersar um distúrbio energético que possa ocorrer, sendo uma importante proteção para os sistemas de corrente contínua e alternada.

Estando os módulos e inversores definidos, o programa possibilita realizar o projeto dos quadros, cabos e proteções, seguem pontos:

- a) Quadros CC – 1 unidade
- b) Quadro CA – 1 unidade
- c) Cabo CC – Cabo H1Z2Z2-K
- d) Cabo CA – Cabo FG7R 0,6 / 1KV – Secção 10 mm²
- e) Proteção CC – Interruptor magnetotérmico, protetor DPS
- f) Proteção CA – Interruptor magnetotérmico, proteção diferencial, protetor DPS.

Figura 32 – Dimensionamento do quadro geral

Dados gerais

Nome Potência [kW]

Cabo | Proteções | Esquema unifilar

Cabo (Rede - Quadro geral)

Norma Tipo cabo

Designação Tipo isolante

Colocação

Instalação sobre canaletas

Temperatura amb. [°C] Núm. cabos

Seção [mm²] Núm. condutores em paralelo

Comprimento [m]

Resultados

Tensão [V]	400	Queda de tensão [%]	0.33
Queda de tensão [V]	1.32	Capacidade de condução [A]	60.35
Corrente [A]	31.18		

Fonte: Solarius PV (2020).

Para dimensionamento dos cabos foi tomado como premissas que os inversores, quadros, controladores de carga seriam instalados ao lado do prédio administrativo, onde estaria instalado os módulos solares, com isso os comprimentos dos cabos seriam menores, reduzindo os custos e reduzindo a queda de tensão sobre eles.

Figura 33 – Dimensionamento dos cabos

Nome	Designação	Seção [mm²]	Comprimento [m]	Corrente [A]	Capacidade de condução...	Q.d.T [%]
Rede - Quadro geral	FG7R 0.6/1 kV	10.0	10.00	31.18	60.35 ✓	0.33 ✓
Quadro geral - Quadro fotovoltaico	FG7R 0.6/1 kV	10.0	40.00	31.18	60.35 ✓	1.32 ✓
Quadro fotovoltaico - Inversor 1	FG7R 0.6/1 kV	10.0	10.00	31.18	60.35 ✓	0.33 ✓
Inversor 1 - MPPT 1						
Inversor 1 - Quadro de campo 1	H1Z2Z2-K	6.0	40.00	18.16	45.00 ✓	0.99 ✓
Quadro de campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	20.00	9.08	45.00 ✓	0.25 ✓
Quadro de campo 1 - S	H1Z2Z2-K	6.0	20.00	9.08	45.00 ✓	0.25 ✓
Inversor 1 - MPPT 2						
Inversor 1 - Quadro de campo 2	H1Z2Z2-K	6.0	40.00	18.16	45.00 ✓	1.07 ✓
Quadro de campo 2 - S	H1Z2Z2-K	6.0	20.00	9.08	45.00 ✓	0.27 ✓
Quadro de campo 2 - S	H1Z2Z2-K	6.0	20.00	9.08	45.00 ✓	0.27 ✓

Fonte: Solarius PV

6.1.4 Definição das Baterias pelo Solarius PV

Para dimensionar as baterias do sistema, é necessário inserir no programa solarius PV o sistema de acumulo por baterias, ao selecionar o acumulador é necessário determinar a capacidade de acumulo mínima e máxima que serão fornecidos pelas baterias.

O Sistema precisa ter a capacidade de acumular a quantidade de energia necessária para alimentar a carga no horário de ponta, com a autonomia de 3h, então a energia minima necessária é de 111,2 kWh dia.

Energia ano HP = 30.034 kWh

Energia mês HP = 2.502 kWh

Energia dia HP = 111,2 kWh

Para o Solarius fazer o dimensionamento do sistema de acumulo por baterias é necessário inserir a quantidade minima e máxima de energia que as baterias irão suprir. A figura 34 mostra que estipulamos a capacidade de acumulo minimo de 111,2kWh por dia, com autonomia de 3h, adotando a tensão do conjunto dos módulos 48V adequado para usinas de elevada potência, SOC 50% e DOD 50% recomendados para baterias com descargas mais profundas.

Para obter assertividade nos resultados do dimensionamento do banco de baterias, erá considerado a autonomia do sistema de armazenamento de 2 dias, aumentando a segurança do fornecimento no caso de dias nublados, com isso o dimensionamento do banco de baterias para o sistema tem as seguintes características:

Energia necessária para 1 dia : 111,2 kWh

Energia necessária para 2 dias: 222,4 kWh

Energia armazenada = Energia necessária / DOD(%)

Energia armazenada = 222,4 kWh / 0,5

Energia armazenada = 444,8 kWh

Capacidade do banco de baterias = Energia armazenada / Tensão do banco de baterias

Capacidade do banco de baterias = 444,8 kWh / 48V

Capacidade do banco de baterias = 9.267A

Número de baterias em série = Tensão do banco / Tensão da bateria

Número de baterias em série = 48 / 12 = 4 baterias

Número de baterias em paralelo = Capacidade banco de baterias / Corrente da bateria

Número de baterias em paralelo = 9.267A / 200Ah = 47 baterias

Quantidade de baterias = Número de baterias em série X Número de baterias em paralelo

Quantidade de baterias = 4 X 47

Quantidade de baterias = 188 baterias

Figura 34 – Dimensionamento das baterias

Dimensionamento do sistema de acúmulo

Selecionar bateria ou acumulador

Tipo: Bateria Usar baterias/acumulador contidas em: Documento, Arquivo Usuário e Arquivo Programa

Capacidade de acúmulo útil min [kWh]: 111.20 máx [kWh]: 200.20

Tensão nominal do sistema [V]: 48.0 SOC min [%]: 50.0 DOD máx [%]: 50.0

Calcular

Arraste para aqui o cabeçalho de uma coluna para agrupar por ela

Marca	Modelo	Tipo	Tensão nom.	Capacidade nom.	Capacidade acú. útil	Núm. fileiras	N. bat. p
FIAMM	12FGL 120	Chumbo - ácido (selado AGM)	12.0	112.0	112.90	42	
FIAMM	12FGL 100	Chumbo - ácido (selado AGM)	12.0	94.0	112.80	50	
FIAMM	12 XL 60	Chumbo - ácido (selado AGM)	12.0	60.0	112.32	78	
<input checked="" type="checkbox"/>	FIAMM 12 XL 205	Chumbo - ácido (selado AGM)	12.0	200.0	115.20	24	
FIAMM	12 XL 175	Chumbo - ácido (selado AGM)	12.0	170.0	114.24	28	
FIAMM	12 XL 155	Chumbo - ácido (selado AGM)	12.0	150.0	111.60	31	
FIAMM	12 XL 125	Chumbo - ácido (selado AGM)	12.0	120.0	112.32	39	
FIAMM	12 XL 105	Chumbo - ácido (selado AGM)	12.0	100.0	112.80	47	
FGS	MFT-175	Chumbo - ácido (selado AGM)	12.0	175.0	113.40	27	
FGS	MFT-150	Chumbo - ácido (selado AGM)	12.0	150.0	111.60	31	
FGS	DS3 - DS6 - DT9 - DT18	Outro	12.0	172.0	111.46	27	

Resumo

Bateria: **FIAMM - - 12 XL 205** Núm. de fileiras: **24** Tensão nominal do sistema [V]: **48.0**

Tipo: **Chumbo - ácido (selado AGM)** Núm. de baterias por fileira: **4** DOD máx [%]: **50.0**

Tensão nominal [V]: **12.0** Núm. de baterias: **96** Capacidade de acúmulo [kWh]: **230.40**

Capacidade nominal [Ah]: **200.0** Capacidade de acúmulo útil [kWh]: **115.20**

Cancelar Confirmar

Fonte: Solarius (2020).

O Solarius PV ofertou uma lista de baterias para atender tecnicamente o projeto, a escolha foi por uma bateria com características, mais comuns no mercado brasileiro para facilitar futuros levantamento de custos.

A Bateria selecionada foi uma bateria da Fiamm estacionária, com tensão nominal de 12V por célula, capacidade de 200Ah. Para atender a potência mínima do projeto serão necessários 186 baterias, dividido em 47 fileiras de 4 baterias, essa configuração fornece ao

sistema uma capacidade de acumulo útil de 225,6 kWh, valor superior em 1,4% a capacidade necessária.

6.1.5 Definição do Controlador de Carga

Os controladores são dimensionados em função da corrente dos módulos e da tensão de operação do sistema. As tensões de operação mais comuns são 12, 24 ou 48V, e a corrente de operação até 100A.

Para definir qual controlador será usado, será necessário definir os níveis máximos de corrente que passam por ele, tanto as provenientes dos módulos fotovoltaicos (corrente de curto circuito) e quanto a corrente da carga que é conhecida pelo levantamento da carga realizado.

Após a definição da quantidade de painéis fotovoltaicos é necessário definir o arranjo que deverá se adequar ao controlador de carga definido para o projeto.

Dentre as opções de mercado o controlador de carga o modelo MPPT 100A da Tracer 10415AN da marca Epever se mostrou como mais atrativo, cujos dados pertinentes estão na figura 35, retirados da ficha de especificações técnicas do equipamento disponibilizada pelo fabricante. Esse componente é responsável pelo controle da energia elétrica que vem das placas solares e vai para o banco de baterias, o seu dimensionamento é feito em função das características elétricas do arranjo fotovoltaico e do conjunto de baterias.

Figura 35 – Data sheet controlador de carga Epever trace

Model	Tracer10415AN	Tracer5420AN	Tracer6420AN	Tracer8420AN	Tracer10420AN
Nominal System Voltage		12/24/36/48VDC or Auto			
Battery Input Voltage Range		8V ~ 68V			
Battery Type		Sealed(Default)/Gel/Flooded/User			
Battery fuse	150A/58V	80A/58V		150A/58V	
Rated charge current	100A	50A	60A	80A	100A
Rated charge Power	1250W/12V 2500W/24V 3750W/36V 5000W/48V	625W/12V 1250W/24V 1875W/36V 2500W/48V	750W/12V 1500W/24V 2250W/36V 3000W/48V	1000W/12V 2000W/24V 3000W/36V 4000W/48V	1250W/12V 2500W/24V 3750W/36V 5000W/48V
Max. PV open circuit voltage	150V ^① 138V ^②	200V ^① 180V ^②			
MPP Voltage Range	(Battery Voltage +2V) ~ 108V ^③	(Battery Voltage+2V) ~ 144V ^③			
Tracking efficiency		≥99.5%			
Max. conversion efficiency	98.6%	98.3%	98.1%	98.5%	98.5%
Full load efficiency	98.0%	97.1%	97.5%	97.5%	97.6%
Temperature compensate coefficient		-3mV/°C/2V(Default)			
Self-consumption		98mA/12V;60mA/24V;50mA/36V;46mA/48V			
Grounding		Common negative grounding			
Relay		Rated Value:5A/30VDC; Max. Value:0.5A/60VDC			
RS485 interface		RS485(RJ45)			
LCD backlight time		Default:60S,Range:0~999S(0S:the backlight is ON all the time)			

①At minimum operating environment temperature ②At 25°C environment temperature

③The maximum PV open circuit voltage must never exceed 138V or 180V at 25°C environment temperature

Fonte: Epever – Datasheet Tarcer (2020).

Os controladores da Epever podem ser ligado em paralelo com outros controladores, suporta tensão de entrada de até 150V, tem 100A de corrente nominal e trabalha com baterias ligadas em 12, 24, 36 e 48V, no caso desse projeto trabalhamos com 48V que fornece uma potência de saída de 5000W.

O arranjo de painéis é determinado tendo como base a tensão máxima do controlador de carga escolhido que definirá quantos painéis devem ser organizados em série ao sistema para não superar a tensão máxima que o controlador suporta, sabendo que a tensão unitária dos painéis é multiplicada pela quantidade destes quando associados em série. Se necessário uma quantidade maior painéis, estes devem ser ligados em paralelo a este arranjo.

Cálculo da corrente do controlador pela potência das placas inseridas no sistema, não foi utilizada a potência da carga pois a mesma é inferior a potência das placas.

Corrente do controlador = Potência do sistema (W) / Tensão do controlador (V)

Corrente do controlador = 21.600 W / 48 Vcc

Corrente do controlador = 450A

O controlador indicado tem como corrente máxima 100A, então podemos dimensionar:

4 controladores de carga de 100A / 48V


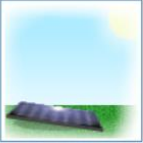
1 Controlador de carga de 60 A / 48V

6.1.6 Resumo do Campo Voltaico no Caso 1 – Usina Offgrid

A figura 36 apresenta o resumo do campo voltaico dimensionado através do Solarius PV, segue as informações obtidas:

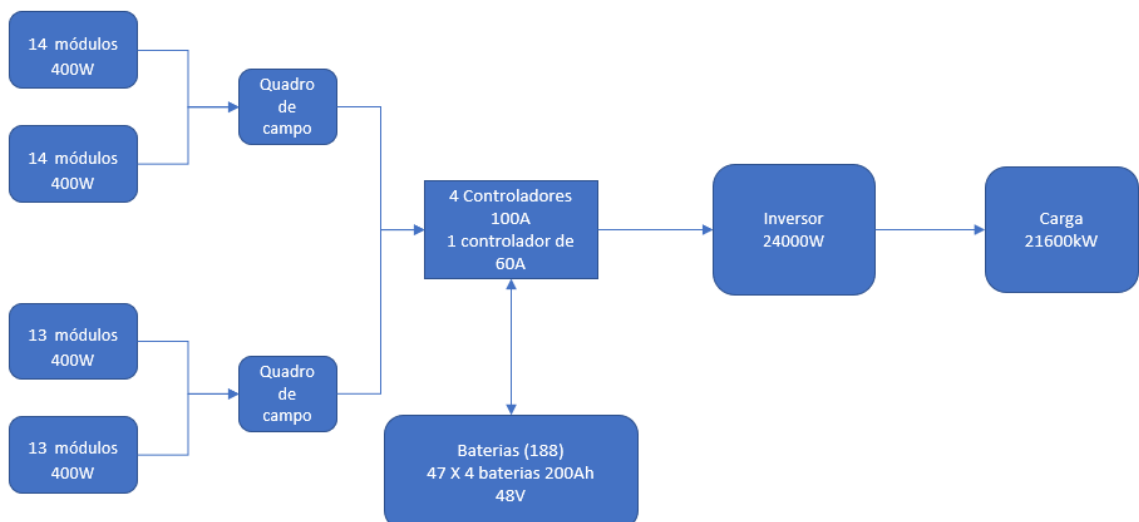
- a) Quantidade de módulos de 400W – 54 unidades
- b) Área ocupada pelos módulos 111,29m²
- c) Energia anual produzida 30.583,61 kWh
- d) Potência total da Usina 21.600W
- e) Irradiação solar 1889,46 kWh/ m²
- f) Inversor de 24.000 W
- g) Capacidade do acumulo de 225,6 kWh
- h) 28 placas na MPPT 1 (2 fileiras de 14 módulos)
- i) 26 placas na MPPT 2 (2 fileiras de 13 módulos)

Figura 36 – Resumo do campo voltaico 1

Dados gerais		Módulo	
Descrição	Campo fotovoltaico 4	Módulo	Canadian Solar Inc. - H1DM CS1U-395-410MS - 400MS
Posicionamento dos módulos	Complanar às superfícies	Tipo material	Si monocristalino
Tipo de estrutura	Fixa	Potência de pico [W]	400.0
		Superfície módulo [m²]	2.061
		Número módulos	54
Posicionamento e irradiação sobre o plano dos módulos		Totais	
Azimute [°]	-129	Tilt [°]	9
			
Irradiação anual [kWh/m²]	1 889.46	Energia anual [kWh]	30 583.61
		Potência total [kW]	21.600
		Superfície total [m²]	111.29
Dados gerais		Configuração MPPT	
Descrição	Gerador 1	Configuração	MPPT
Tipo conexão	trifásico		N. módulos
			Fil. X mód.
		1	28
		2	26
			2 x 14
			2 x 13
Inversor			
Inversor	SMA Solar Technology AG - SUNNY TRIPOWER 12000		
Tipo fase	Trifásico	Dimens. [%]	111.11
Potência nominal [W]	24 000	Número inversores	1
Capacidade de acúmulo integrado [kWh]	0.00		

Fonte: Solarius PV (2020).

Figura 37 – Esquemático do CASO 1 – Usina offgrid



Fonte: Elaboração do autor (2021).

6.2 DIMENSIONAMENTO CASO 2 – USINA HÍBRIDA

6.2.1 Definição dos Módulos Solares – Solarius PV

A definição dos módulos está função da escolha do critério de projeto que pode ser potência máxima, potência especificada, energia anual máxima ou energia anual especificada, como premissa foi utilizada que para o CASO 2 – Energia anual máxima, aproveitando toda a área disponível para instalação de módulos.

Para definição dos módulos utilizamos o passo a passo do software solarius PV que dimensiona de forma eficiente o sistema, sempre propondo dimensionamentos mas efetivos evitando sobre ou subdimensionamentos, que prejudicariam tecnicamente ou financeiramente o projeto.

A premissa utilizada para o caso 2 foi a seleção do valor da energia anual máxima gerada pela usina de acordo com disponibilidade da área para instalação de módulos solares.

A figura 38 mostra o dimensionamento das placas e os valores encontrados estão descritos abaixo:

Módulo	Tipo	Potência	Eficiência	Quantidade	Área	Energia gerada	Potência da usina
Canadian	Mono	400W	19,40%	150	309,15m2	84.934,98 kWh	60.000kW

Figura 38 – Dimensionamento dos módulos no solaruius PV- caso 2

Módulos

Critério de projeto: Energia anual máxima [kWh]

Disposição: Vertical

Distância entre as linhas: Automática [m]

BOS [%]: 74,97

Distância entre os módulos [m]: 0,00

Distância da borda [m]: 0,00

Usar módulos em: Documento, Arquivo Usuário e Arquivo Programa

Calcular

Arraste para aqui o cabeçalho de uma coluna para agrupar por ela

Marca	Série	Modelo	Tipo	Pot. mód.	N. mód.	N. máx mód.	Potência	Superfície	Energia	Preço
Canadian Solar Inc.	BIKu CS3K-290-30SPB-FG	CS3K-290PB-FG	Si monocristalino	290.0	210	210	60.900	351.96	86 232.45	0.00
Canadian Solar Inc.	HIDM CS1U-400-420MS	CS1U-405MS	Si monocristalino	405.0	150	150	60.750	309.15	86 033.06	0.00
Canadian Solar Inc.	HIDM CS1U-395-410MS	405MS	Si monocristalino	405.0	150	150	60.750	309.15	86 033.06	0.00
Canadian Solar Inc.	HIKu CS3L-330-345P	CS3L-335P	Si policristalino	335.0	181	181	60.635	334.85	85 878.96	0.00
Canadian Solar Inc.	KuDymond CS3U-335-345P-FG	335P-FG	Si policristalino	335.0	180	180	60.300	357.12	85 422.44	0.00
Canadian Solar Inc.	KuMax CS3U-335-345P	335P	Si policristalino	335.0	180	180	60.300	357.12	85 422.44	0.00
Canadian Solar Inc.	Dymond CS6X-325-335P-FG	335P-FG	Si policristalino	335.0	180	180	60.300	351.36	85 387.48	0.00
Canadian Solar Inc.	MaxPower CS6U-325-335P	335P	Si policristalino	335.0	180	180	60.300	349.92	85 385.04	0.00
Canadian Solar Inc.	HIDM CS1U-400-420MS	CS1U-400MS	Si monocristalino	400.0	150	150	60.000	309.15	84 934.98	0.00
Canadian Solar Inc.	HIDM CS1U-395-410MS	400MS	Si monocristalino	400.0	150	150	60.000	309.15	84 934.98	0.00
Canadian Solar Inc.	Dymond CS6K-285-295P-FG	285P-FG	Si policristalino	285.0	210	210	59.850	345.45	84 783.34	0.00
Canadian Solar Inc.	KuDymond CS3K-275-285P-FG	285P-FG	Si policristalino	285.0	210	210	59.850	349.02	84 770.26	0.00
Canadian Solar Inc.	KuPower CS3K-275-285P	285P	Si policristalino	285.0	210	210	59.850	349.02	84 770.26	0.00

Módulo selecionado

Marca: Canadian Solar Inc. Eficiência [%]: 19,40 Número módulos: 150

Série: HIDM CS1U-395-410MS Potência de pico [W]: 400,0 Potência total [kW]: 60,000

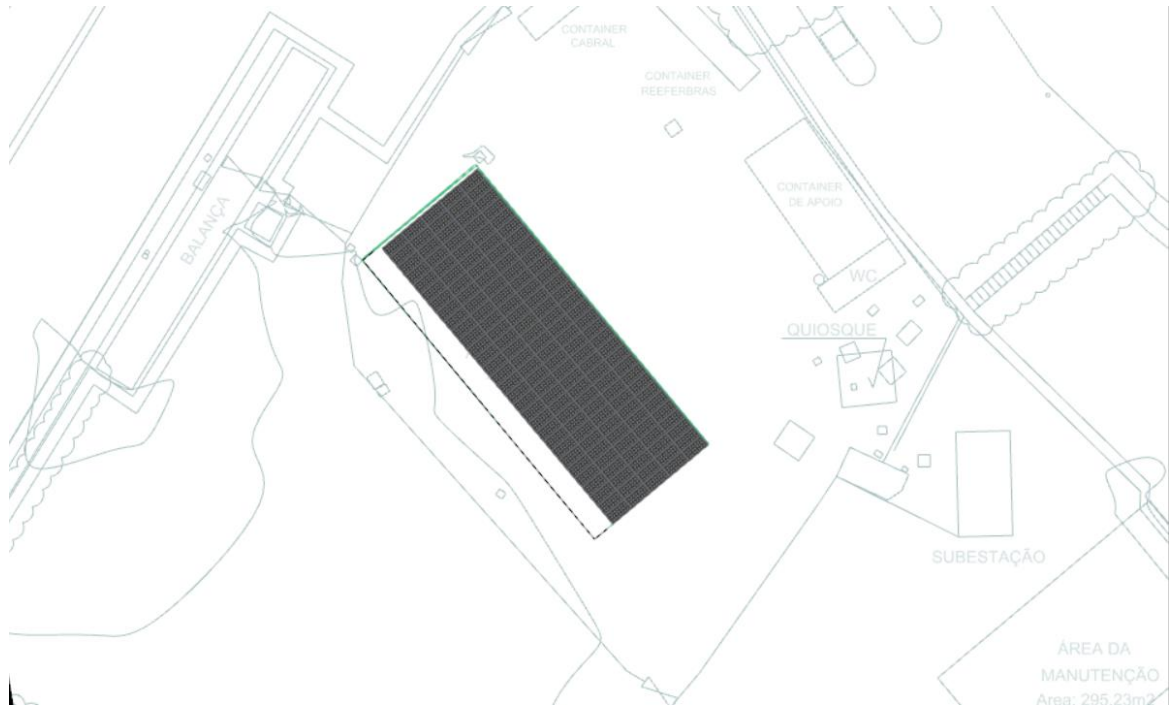
Modelo: 400MS Superfície [m²]: 2,061 Superfície total módulos [m²]: 309,15

Tipo material: Si monocristalino Energia total anual [kWh]: 84 934,98

Fonte: Solarius PV (2020).

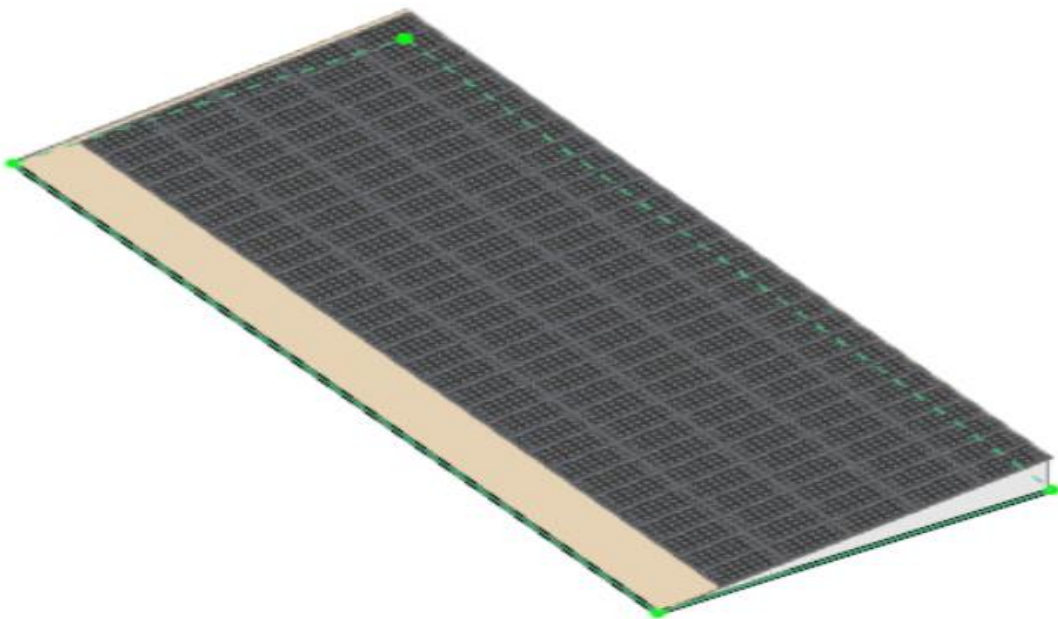
A placa solar selecionada é a mesma do projeto do caso 1, o datasheet está na figura 40. A figura 39 e a figura 40 projetam pelo Solarius as placas no telhado do prédio administrativo em 2D e 3D.

Figura 39 – Placas projetadas em 2D na planta baixa



Fonte: Solarius PV (2020).

Figura 40 – Placas projetadas no telhado em 3D



Fonte: Solarius PV (2020).

6.2.2 Definição dos Inversores Híbridos – Caso 2

Após a definição e seleção no Solarius do campo fotovoltaico, o programa disponibiliza um banco de dados para a seleção do inversor mais adequado para o projeto. Para escolha do equipamento é observado os critérios técnicos, estruturais, critérios econômicos, disponibilidade do mercado, garantia do equipamento e etc. A figura 41 mostra a lista de inversores disponibilizado pelo programa e dados técnicos do sistema.

Figura 41 – Tela de seleção do inversor especificado

Inversor

Margem segurança verificações elétricas [%] Usar inversores contidos em

Arraste para aqui o cabeçalho de uma coluna para agrupar por ela

Marca	Série	Modelo	Tipo	Potência	Núm. MPPT	Núm. inv.	Dimens.	Acúmulo	Preço	On
SMA Solar Technology AG	Sunny Tripower 5000-12000TL	10000TL	Trifásico	10 000	2	5	83.33	-	0.00	
Silcon CPV plc	On-grid 10KW	10KW	Trifásico	10 000	2	6	100.00	-	0.00	
SIEL S.p.A.	Soleil TL-2K-20K	Soleil TL-10K	Trifásico	10 000	2	5	83.33	-	0.00	
SIEL S.p.A.	String Inverter	Soleil 1F-TL 10K	Trifásico	10 000	2	5	83.33	-	0.00	
Shijiazhuang Kelin Electric Co...	Three-Phase Grid Tie Inverter	KE-GT10KTL	Trifásico	10 000	2	5	83.33	-	0.00	
<input checked="" type="checkbox"/> Shenzhen Sumry Power Co., ...	HS Series	HS-10KW	Trifásico	10 000	2	6	100.00	-	0.00	
Shenzhen Lytran Technology...	LTB10000TL	LTB10000TL	Trifásico	10 000	1	5	83.33	-	0.00	
Shenzhen JingFuYuan Tech. ...	SUNTREE TL+	10000TL+	Trifásico	10 000	2	5	83.33	-	0.00	
Shenzhen JingFuYuan Tech. ...	SUNTREE TL	10000TL	Trifásico	10 000	2	5	83.33	-	0.00	
Shenzhen Growatt New Ener...	Growatt 8000-10500 MTL-P-S	Growatt 10500MTLP-S	Trifásico	10 000	3	5	83.33	-	0.00	
Shanghai Chint Power Syste...	CPS SCA8/10/12KW - CN	CPS SCA10KTL-DOHE	Trifásico	10 000	2	5	83.33	-	0.00	
Shanghai Chint Power Syste...	CPS SCA8/10/12KW - CN	CPS SCA10KTL-DO	Trifásico	10 000	2	5	83.33	-	0.00	
Schneider Electric SA	Conext TL	TL10000 E	Trifásico	10 000	2	5	83.33	-	0.00	

Inversor selecionado

Marca Tipo fase Dimensionamento [%]

Série Potência [W] Número inversores

Modelo Número MPPT

Fonte: Solarius PV (2020).

Na figura 41 mostra o inversor solar escolhido, com potência de 10.000W, 2 MPPT (Maximum Power Point Tracking), 6 inversores trifásicos, modelo HS 10KW da Shenzhen power com abrangência de 100% da potência da usina.

Figura 42 – Verificações elétricas inversor MPPT 1 e 2

Verificações elétricas

Características elétricas do módulo em STC				Características elétricas da entrada MPPT			
Potência de pico [W]	400	Voc [V]	53.40	Potência nominal [W]	10 000	V max [V]	900.00
Vm [V]	44.10	Isc [A]	9.60	VMppt min [V]	400.00	I max [A]	37.20
Im [A]	9.08			VMppt max [V]	800.00		
Configuração entrada MPPT				Dimensionamento do inversor			
Nº inversor	6	Nº módulos	13	Pot. módulos [W]	10 000	Pot. inversor [W]	10 000
Nº fileiras	1	Módulos x fileira	13			Dimensionamento [%]	100.00
Tensões do gerador				Correntes do gerador			
Vm a -10 °C [V]	643.76	Voc a -10 °C [V]	764.66	Im a 25 °C [A]	9.08	Isc a 25 °C [A]	9.60
Vm a 25 °C [V]	573.30	Voc a 25 °C [V]	694.20				
Vm a 70 °C [V]	482.71	Voc a 70 °C [V]	603.61				
Verificações							
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Vm a 70 °C (482.71 V) maior a ou igual a Vmppt mín. (400.00 V) ✓ Vm a -10 °C (643.76 V) menor a ou igual a Vmppt máx. (800.00 V) ✓ Voc a -10 °C (764.66 V) menor a ou igual à tensão máx. da entrada MPPT (900.00 V) ✓ Voc a -10 °C (764.66 V) menor a ou igual à tensão máx. do sistema do módulo (1 500.00 V) ✓ Corrente máx. gerada (9.60 A) menor ou igual à corrente máx. da entrada MPPT (37.20 A) ✓ Dimensionamento (100.00%) entre 70% e 120% 							
<div style="float: right; border: 1px solid black; padding: 5px;"> Legenda <ul style="list-style-type: none"> ✓ Verificado ✗ Não verificado ⚠ Verificado sem respeitar as margens de segurança </div>							
<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> ✓ MPPT 1 ✓ MPPT 2 </div>							

Verificações elétricas

Características elétricas do módulo em STC				Características elétricas da entrada MPPT			
Potência de pico [W]	400	Voc [V]	53.40	Potência nominal [W]	10 000	V max [V]	900.00
Vm [V]	44.10	Isc [A]	9.60	VMppt min [V]	400.00	I max [A]	37.20
Im [A]	9.08			VMppt max [V]	800.00		
Configuração entrada MPPT				Dimensionamento do inversor			
Nº inversor	6	Nº módulos	12	Pot. módulos [W]	10 000	Pot. inversor [W]	10 000
Nº fileiras	1	Módulos x fileira	12			Dimensionamento [%]	100.00
Tensões do gerador				Correntes do gerador			
Vm a -10 °C [V]	594.24	Voc a -10 °C [V]	705.84	Im a 25 °C [A]	9.08	Isc a 25 °C [A]	9.60
Vm a 25 °C [V]	529.20	Voc a 25 °C [V]	640.80				
Vm a 70 °C [V]	445.58	Voc a 70 °C [V]	557.18				
Verificações							
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Vm a 70 °C (445.58 V) maior a ou igual a Vmppt mín. (400.00 V) ✓ Vm a -10 °C (594.24 V) menor a ou igual a Vmppt máx. (800.00 V) ✓ Voc a -10 °C (705.84 V) menor a ou igual à tensão máx. da entrada MPPT (900.00 V) ✓ Voc a -10 °C (705.84 V) menor a ou igual à tensão máx. do sistema do módulo (1 500.00 V) ✓ Corrente máx. gerada (9.60 A) menor ou igual à corrente máx. da entrada MPPT (37.20 A) ✓ Dimensionamento (100.00%) entre 70% e 120% 							
<div style="float: right; border: 1px solid black; padding: 5px;"> Legenda <ul style="list-style-type: none"> ✓ Verificado ✗ Não verificado ⚠ Verificado sem respeitar as margens de segurança </div>							
<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> ✓ MPPT 1 ✓ MPPT 2 </div>							

Fonte: Solarius PV (2020).

A figura 42, fornece as verificações elétrica, inclusive mostrando quantos módulos por MPPT, no caso da MPPT1 13 módulos e na MPPT2 12 módulos, totalizando 25 módulos por inversor, sendo a usina de 150 módulos. Nessa verificação pode-se observar as tensões máximas

e as tensões a vazio em temperaturas diferentes, as correntes máximas e de curto-circuito em 25°C e as características da entrada do MPPT como a tensão máxima e mínima da entrada bem como a sua corrente máxima.

Para o projeto apresentado para o caso 2 iremos utilizar um inversor híbrido com potência e especificações definidas pelo software, o Inversor híbrido da EMBRASUL SPF 10KT HVM que disponibiliza até 10KW de potência para uso contínuo e até 30KVA em momentos de pico, permitindo partir motores e demais equipamentos com pico de corrente. Ele é adequado para aplicações que requerem o uso intensivo e severo utilizado em aplicações industriais e comerciais, por isso, é um inversor robusto, com confiabilidade excepcional e longa vida útil.

Este inversor solar permite a formação de um sistema fotovoltaico mais eficiente e seguro, quando comparado com sistemas fotovoltaicos convencionais, compostos por controlador de carga solar e inversor de tensão separadamente. Ele possui e MPPT's independentes facilitando a formação de strings.

Um diferencial do inversor é que o usuário pode determinar qual será a prioridade para alimentação das cargas. A comutação entre as fontes de alimentação é feita de forma automática, ou seja, quando uma opção estiver indisponível o inversor híbrido mudará para a próxima opção configurada pelo usuário. Por exemplo: prioridade 1 energia solar, prioridade 2 baterias.

O inversor híbrido Off Grid 10000W da Growatt realiza o carregamento de baterias de estacionárias em bancos de baterias com tensão em 48Vcc.

Segue especificação do inversor híbrido a ser utilizado no projeto:

- Modelo: SPF 10KT HVM
- Tensão da bateria: 48V

Saída inversor:

- Potência nominal: 10KW
- Potência de pico (20ms): 30KVA
- Tensão de saída: 220V
- Tipo de onda: Senoidal pura
- Frequência de saída: 50/60Hz +- 0.3%Hz

- Eficiência máx. do inversor: >88%

Carregador solar:

- Corrente máx. entrada de painel: 120A
- Potência máx. entrada de painel: 7KW
- Quant. MPPT independentes: 2
- String por MPPT:1
- Faixa de trabalho do MPPT: 60 a 145Vcc
- Tensão máx. entrada circuito aberto dos painéis: 150vdc
- Eficiência máx. do MPPT: >98%

Entrada CA (rede/gerador):

- Tensão:220V
- Faixa de tensão ajustável (para aparelhos):154 a 272Vca
- Faixa de tensão ajustável (para UPS): 184 a 272Vca

Dimensões: 380x650x255mm

Peso: 66Kg

Figura 43 – Data sheet do inversor híbrido

Datasheet	SPF 4KT HVM	SPF 5KT HVM	SPF 6KT HVM	SPF 8KT HVM	SPF 10KT HVM	SPF 12KT HVM
Battery Voltage	48VDC	48VDC	48VDC	48VDC	48VDC	48VDC
Battery Type	Lithium/Lead-acid	Lithium/Lead-acid	Lithium/Lead-acid	Lithium/Lead-acid	Lithium/Lead-acid	Lithium/Lead-acid
INVERTER OUTPUT						
Rated Power	4kW	5kW	6kW	8kW	10kW	12kW
Surge Rating	12kW	15kW	18kW	24kW	30kW	36kW
Waveform	Pure sine wave/ same as input(bypass mode)					
Nominal Output Voltage RMS	220V/230V/240VAC(+/-10% RMS)					
Output Frequency	50Hz/60Hz +/-0.3 Hz					
Inverter Efficiency/Peak	>85%				>88%	
Line Mode Efficiency					>95%	
Power Factor	1.0					
Transfer Time	10ms typical , 20ms Max					
SOLAR CHARGER						
Maximum PV Charge Current	80A			120A		
Maximum PV Array Power	5000W			7000W		
Number of independent MPP trackers/ strings per MPP tracker	1/1			2/1		
MPPT Range @ Operating Voltage	60–145VDC					
Maximum PV Array Open Circuit Voltage	150VDC					
Maximum Efficiency	>98%					
AC INPUT						
Voltage	230VAC					
Selectable Voltage Range	154–272VAC(for appliances); 184–272VAC(for UPS)					
Frequency Range	50Hz/60Hz (Auto sensing)					
Maximum Charge Current	40A	50A	60A	70A	80A	100A
MECHANICAL SPECIFICATIONS						
Protection Degree	IP20					
Dimensions (W*H*D)	360/540/218mm				380/650/255mm	
Net Weight (Solar CHG) kg	38	41	45	64	66	75
OPERATING ENVIRONMENT						
Operation Temperature Range	0°C to 45°C					

Fonte: GROWATT (2020).

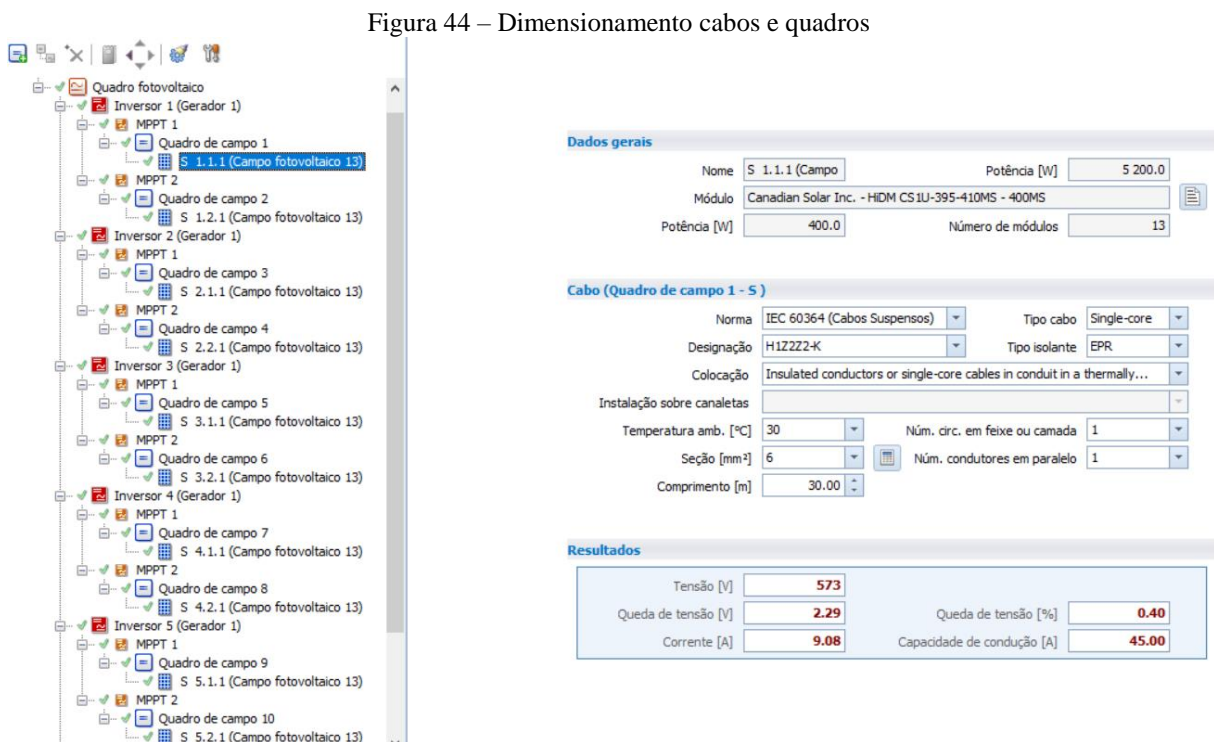
6.2.3 Definição de Quadros, Cabos e Proteção

Após a definição de módulos e inversores, é possível através do programa fazer a projeção dos quadros em função do número de MPPTs, corrente, tensão, distância dos módulos aos painéis e inversores e outras características técnicas.

Nos painéis estão a distribuição de cargas CC e CA, chaveamento e aterramento, indispensável para garantir a operação em conformidade com normas e segurança dos ativos, protegendo de surtos, falhas e intempéries.

Através do banco de dados do solarius, os cabos AC e CC são selecionados, sendo inserido ao programa as distâncias dos módulos, inversores, painéis e medidor de entrada.

O programa dimensiona os quadros, as proteções e fornece o diagrama unifilar geral e por circuitos.



Fonte: Solarius PV (2020).

Na figura 44 mostra uma árvore com todos campos voltaicos (usinas FV) informando a especificação do cabo e o comprimento desses cabos com capacidade de corrente, seção transversal e a queda de tensão, segue informações:

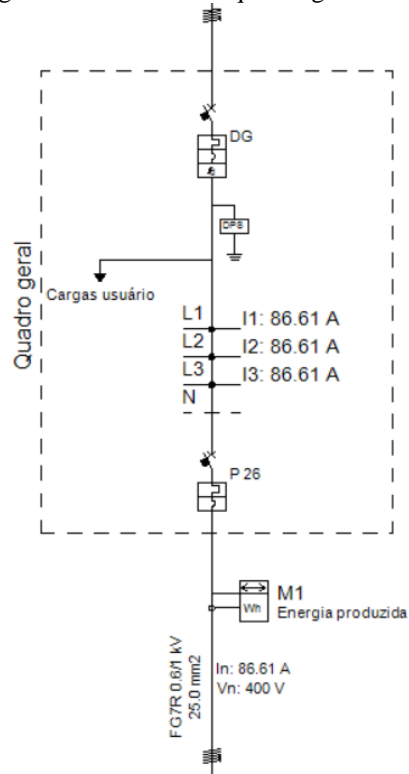
Quadro Geral – 1 unidade, com cabos de 25 mm², FG7R 0,6/1KV , 50 metros, com DPS, interruptor magnetotermico e diferencial.

Quadro Fotovoltaico – 1 unidade, com cabos de 25mm², FG7R 0,6/1KV, 30 metros, com DPS, relé de tensão e interruptor magnetotermico e diferencial.

Quadros de campo – 12 unidades, com cabos de 6mm², H1Z2Z2-K, 30 meetros, com interruptor magnetotermico e DPS.

A Figura 45 mostra o unifilar do quadro geral simplificado, com as correntes, com os disjuntores e o DPS.

Figura 45 – Unifilar do quadro geral

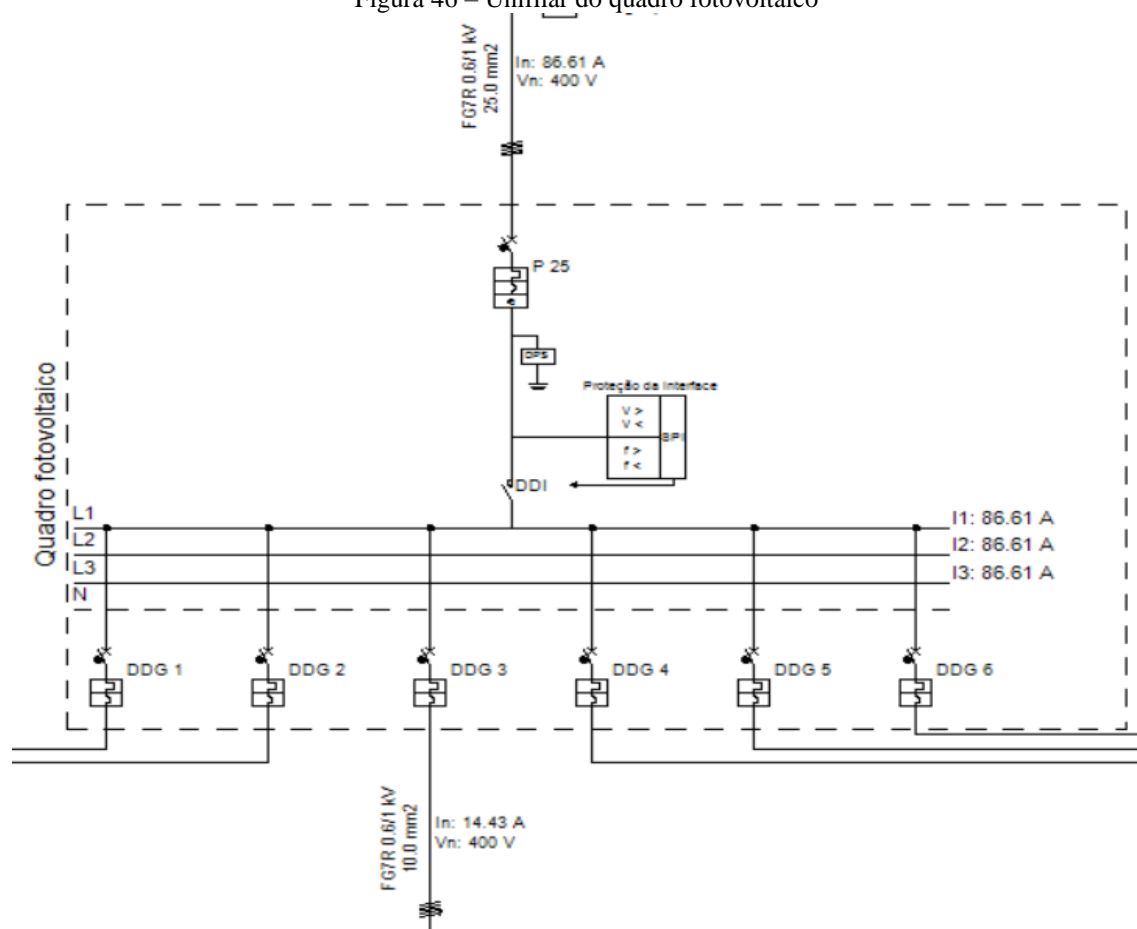


Fonte: Solarius PV (2020).

No quadro fotovoltaico, figura 46, temos as proteções de subtensão e sobretensão, proteção diferencial de corrente, DPS e 6 disjuntores de entrada, ou seja, um disjuntor para cada inversor.

No unifilar apresentado temos as correntes 86,1 A e as bitolas dos cabos de entrada e saída do quadro.

Figura 46 – Unifilar do quadro fotovoltaico

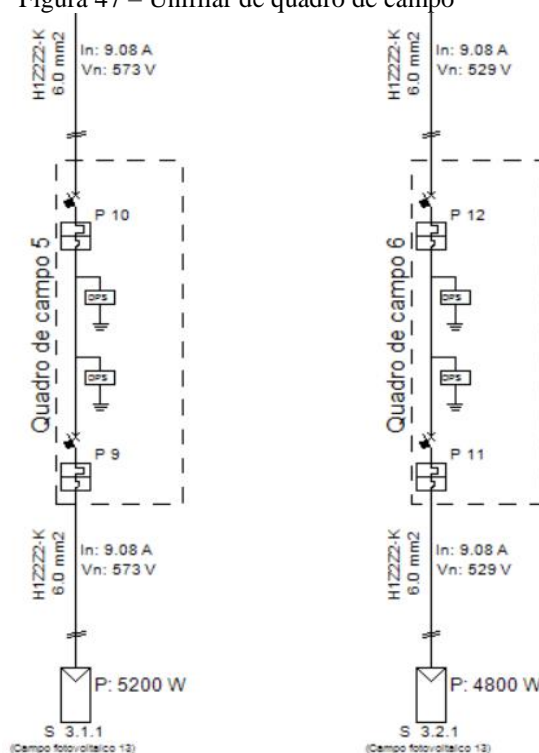


Fonte: Solarius PV (2020).

No quadro de campo temos as proteções DPS e disjuntores termomagnéticos. Nesses quadros temos exclusivamente tensão CC, a aqui ocorre a conexão dos módulos solares e entrega essa tensão protegida aos MPPT dos inversores.

A figura 47 mostra o unifilar de dois quadros de campo com dois campos fotovoltaicos um de 5200W (13 painéis) e outro de 4800W (12 painéis). Também é mostrado a corrente, tensão e secção do condutor utilizado.

Figura 47 – Unifilar de quadro de campo



Fonte: Solarius PV (2020).

Para dimensionamento adequado dos cabos elétricos foi estabelecido que os quadros elétricos, inversores, banco de baterias seriam instalados na parede lateral do prédio administrativo, onde será instalado, no telhado deste, os módulos fotovoltaicos, com isso evita-se grandes distâncias de lançamento de cabos elétricos e reduzindo a queda de tensão.

Foi adotado como premissa a distância do quadro geral para o medidor de entrada de tensão do DEPOT 50m, a distância entre o arranjo FV e o quadro fotovoltaico 30m em média, após inserir os dados no software obtemos as quedas de tensão do sistema, a figura 48 mostra a tabela dos valores e especificação dos cabos que serão utilizados.

Figura 48 – Resumo dos cabos do projeto

Nome	Designação	Seção [mm²]	Comprimento [m]	Corrente [A]	Capacidade de conduç...	Q.d.T [%]
Rede - Quadro geral	FG7R 0,6/1kV	25,0	50,00	86,61	101,15 ✓	1,85 ✓
Quadro geral - Quadro fotovoltaico	FG7R 0,6/1kV	25,0	20,00	86,61	101,15 ✓	0,74 ✓
Quadro fotovoltaico - Inversor 1	FG7R 0,6/1kV	10,0	30,00	14,43	60,35 ✓	0,46 ✓
Inversor 1 - MPPT 1						
Inversor 1 - Quadro de campo 1	H1Z222-K	6,0	30,00	9,08	45,00 ✓	0,40 ✓
Quadro de campo 1 - S	H1Z222-K	6,0	40,00	9,08	45,00 ✓	0,53 ✓
Inversor 1 - MPPT 2						
Inversor 1 - Quadro de campo 2	H1Z222-K	6,0	30,00	9,08	45,00 ✓	0,43 ✓
Quadro de campo 2 - S	H1Z222-K	6,0	40,00	9,08	45,00 ✓	0,58 ✓
Quadro fotovoltaico - Inversor 2	FG7R 0,6/1kV	10,0	30,00	14,43	60,35 ✓	0,46 ✓
Inversor 2 - MPPT 1						
Inversor 2 - Quadro de campo 3	H1Z222-K	6,0	30,00	9,08	45,00 ✓	0,40 ✓
Quadro de campo 3 - S	H1Z222-K	6,0	40,00	9,08	45,00 ✓	0,53 ✓
Inversor 2 - MPPT 2						
Inversor 2 - Quadro de campo 4	H1Z222-K	6,0	30,00	9,08	45,00 ✓	0,43 ✓
Quadro de campo 4 - S	H1Z222-K	6,0	40,00	9,08	45,00 ✓	0,58 ✓
Quadro fotovoltaico - Inversor 3	FG7R 0,6/1kV	10,0	30,00	14,43	60,35 ✓	0,46 ✓
Inversor 3 - MPPT 1						
Inversor 3 - Quadro de campo 5	H1Z222-K	6,0	30,00	9,08	45,00 ✓	0,40 ✓
Quadro de campo 5 - S	H1Z222-K	6,0	40,00	9,08	45,00 ✓	0,53 ✓
Inversor 3 - MPPT 2						
Inversor 3 - Quadro de campo 6	H1Z222-K	6,0	30,00	9,08	45,00 ✓	0,43 ✓
Quadro de campo 6 - S	H1Z222-K	6,0	40,00	9,08	45,00 ✓	0,58 ✓

Fonte: Solarius PV (2020).

A figura 48 mostra a especificação do cabo, bitola, comprimento, capacidade de condução em ampere e a queda de tensão do circuito.

6.2.4 Definição do Sistema de Acúmulo Baterias

Para o projeto descrito nesse trabalho, sistema híbrido, o sistema de acúmulo adotado é a bateria, elas são responsáveis pelo acúmulo de energia e a manutenção da energização das cargas durante o período, que o sistema não tenha energia gerada pelas placas ou pela rede da Coelba, salientando também, que usaremos o sistema de baterias para alimentar a carga no horário de ponta, previamente programado via contrato com a Coelba.

O dimensionamento do sistema de armazenamento já foi realizado para atendimento do caso 1 (item 6.1.4), serão utilizados os mesmos parâmetros, pois o objetivo é o sistema de baterias alimentar apenas as cargas do alimentador A no horário de ponta.

6.2.5 Resumo do Campo Voltaico – Caso 2


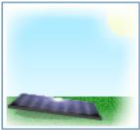
A figura 49 apresenta o resumo do campo voltaico dimensionado pelo software, seguem informações obtidas:

- Quantidade de módulos de 400W – 150 unidades
- Área ocupada pelos módulos 309,15m²
- Energia anual produzida 84.936,53 kWh
- Potência total da Usina 60.000W

- Irradiação solar 1888,55 kWh/ m²
- 6 Inversores híbridos de 10.000 W
- Capacidade do acumulo de 222,4 kWh
- 13 placas na MPPT 1 (1 fileiras de 13 módulos) para 1 inversor
- 12 placas na MPPT 2 (1 fileiras de 12 módulos) para 1 inversor

Figura 49 – Resumo do campo voltaico caso 2

Dados gerais		Módulo	
Descrição	Campo fotovoltaico 13	Módulo	Canadian Solar Inc. - HIDM CS1U-395-410MS - 400MS
Posicionamento dos módulos	Complanar às superfícies	Tipo material	Si monocristalino
Tipo de estrutura	Fixa	Potência de pico [W]	400.0
		Superfície módulo [m ²]	2.061
		Número módulos	150

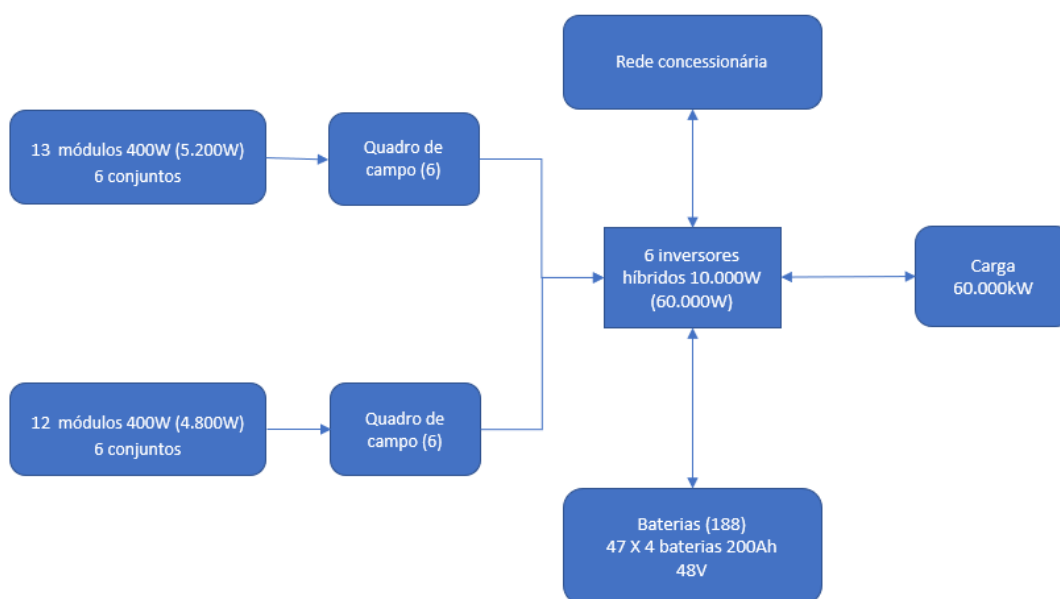
Posicionamento e irradiação sobre o plano dos módulos		Totais	
Azimute [°]	-130	Tilt [°]	9
			
Irradiação anual [kWh/m ²]	1 888.55	Energia anual [kWh]	84 936.53
		Potência total [kW]	60.000
		Superfície total [m ²]	309.15

Dados gerais	
Descrição	Gerador 1
Tipo conexão	trifásico

Inversor		Configuração MPPT	
Inversor	Shenzhen Sunry Power Co., Ltd. - HS Series - HS-10K	Configuração	
Tipo fase	Trifásico	MPPT	N. módulos
Potência nominal [W]	10 000	1	13
Capacidade de acúmulo integrado [kWh]	0.00	2	12
			File. X mód.
			1 x 13
			1 x 12

Fonte: Solarius PV (2020).

Figura 50 – Esquemático do caso 2



Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

7 ANÁLISE FINANCEIRA DOS PROJETOS

Este trabalho faz referência à análise comparativa de custos na geração de energia por fontes diferentes, por exemplo: custo da geração a diesel, custo da geração fotovoltaica com armazenamento, custo da geração fotovoltaica interligada a rede, custo da energia fornecida pela concessionária em horários de ponta e fora de ponta.

Em mãos dos dados dos custos levantados, faz necessário análise técnica comparativa dos mesmos, essa análise comparativa de custos de projetos é uma etapa importante para qualquer segmento de mercado. Toda pessoa ou organização pode avaliar a lucratividade do investimento e a melhor maneira de fazê-lo, a verificação do tempo de retorno e outros fatores colaboram para a concretização ou abandono de um investimento, contribuindo para redução dos riscos ao se analisar o cenário futuro, que pode influenciar no sucesso do investimento.

A análise econômica consiste em avaliar e mensurar a viabilidade financeira de um projeto, isto é, comparar os lucros esperados de uma atividade com o investimento inicial demandado para sua execução e estabelecer se compensa ou não apoiar dito investimento.

Para isso foram levados em conta os custos com instalação, operação e manutenção dos sistemas, as receitas provenientes da operação ao longo da vida útil do sistema, bem como a incidência das taxas inflacionárias do período, os reajustes da tarifa de energia elétrica e o custo do capital corrigido pela taxa mínima de atratividade (TMA) (CASARIN, 2019).

Assim, na análise de viabilidade econômica deve ser considerada:

- a) O investimento do projeto;
- b) As despesas do projeto em todos os períodos;
- c) As receitas do projeto ao longo do período;
- d) Os valores futuro e presente do fluxo de caixa;
- e) Quantidade de energia gerada pelos sistemas propostos;
- f) A depreciação dos sistemas;
- g) O período estabelecido para análise;
- h) Os custos de manutenção e operação dos sistemas;
- i) O histórico da inflação;

- j) A definição da TMA (Taxa mínima de atratividade);
- k) O cálculo do VPL (Valor presente líquido);
- l) O cálculo da TIR (Taxa interna de retorno);
- m) O cálculo do payback simples e descontado;

7.1 FLUXO DE CAIXA

Fluxo de caixa é o processo no qual se acompanha a movimentação financeira e um projeto, representando os valores de entrada e os valores de saída durante o período de análise, que para esses projetos considerou-se 25 anos.

É necessário, quando se fala em investimentos, converter todos os valores que estão sendo avaliados, para valores na mesma data, assim, torna-se possível compará-los. A técnica que converte todos os valores futuros para a data de início do investimento é o que se denomina trazer a valor presente.

7.2 PAYBACK

O Payback determina a quantidade de períodos necessários para que o capital investido seja recuperado. Isto se consegue descontando do investimento os lucros obtidos ao longo do período até completar o capital investido e contabilizando quanto períodos leva este processo, sendo que quanto menor o Payback mais interessante se torna o investimento (VALVERDE JIMÉNEZ, 2017).

Quando se utiliza o excel, podemos verificar que o payback é o tempo necessário para que o fluxo de caixa do projeto se torne positivo, ou seja o tempo que levará para seu investimento se pagar.

Existem dois tipos de payback:

- a) **Payback simples** aquele que não considera o valor dinheiro no tempo. O tempo do payback simples objetiva verificar em quanto tempo o somatório das entradas se iguala ao valor do investimento inicial, ou seja, em quanto tempo o investimento irá começar a gerar riqueza. Esse tipo de avaliação gera um grave erro conceitual e isso pode gerar resultados enganosos.

- b) **Payback descontado** que utiliza a TMA para descontar os fluxos de caixa, trazendo-os à mesma data do investimento inicial. O Payback descontado corrige o erro conceitual, que desconsidera o valor do dinheiro no tempo. Cada entrada é trazida a valor presente utilizando-se uma taxa de desconto, chamada TMA que vai se somando as parcelas até o fluxo de entrada (em valor presente) seja igual ao valor investido.

7.3 VPL

O valor presente líquido, VPL, pode ser considerado um critério mais rigoroso e isento de falhas técnicas, de maneira geral, o melhor procedimento para comparação de projetos diferentes, mas com o mesmo horizonte de tempo. Esse indicador é o valor presente ($t=0$) que equivale a um fluxo de caixa de um projeto calculado a uma determinada taxa de desconto (CURY, 2020).

O Valor Presente Líquido, VPL, é o índice que quantifica o valor no presente dos lucros futuros gerados por um investimento e consiste na soma algébrica dos valores presentes tanto das entradas como das saídas de capital ao longo do horizonte estabelecido para o projeto. Com o VPL calculado o projeto pode ser avaliado sob os seguintes critérios (VALVERDE JIMÉNEZ, 2017):

VPL > 0, reflete um investimento interessante do ponto de vista econômico, pois gera lucros maiores que os esperados com a TMA, quanto maior o VPL maior é o ganho que tem o investidor;

VPL = 0, significa que o lucro obtido no investimento é igual ao conseguido com a TMA e, portanto, o projeto é economicamente indiferente;

VPL < 0, apresenta um cenário onde está se perdendo dinheiro sob o custo do capital determinado.

Um projeto é considerado viável se seu VPL é maior que zero quando a taxa de juros considerada é a TMA, então, para o cálculo do VPL de um investimento é necessário realizar o somatório de todos os fluxos do investimento trazidos para o valor presente, aplicando a TMA definida, sendo assim, pode ser calculado conforme:

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + TMA)^j} - Investimento\ Inicial$$

FC – Fluxo de caixa

TMA – Taxa mínima de atratividade

j- Período do fluxo de caixa

7.4 TMA

A taxa mínima de atratividade (TMA) é a taxa definida pelo investidor como sendo a mínima taxa de retorno do capital investido no projeto. Quanto maior a TMA maior o risco do projeto.

Para investimentos é normal adotar uma TMA igual ou superior àquela que o capital investido renderia se fosse aplicado em fundos de renda fixa como a poupança ou um investimento no tesouro direto nacional SELIC ou outro rendimento.

Para empresas a TMA é fixada com base na sua taxa média de retorno, mas para o projeto proposto, iremos adotar o valor da taxa básica de juros da economia, a SELIC, e a inflação, o IPCA, consideramos a média dos últimos 10 anos.

A figura C mostra os valores médios da taxa de juros e da inflação, com isso adotamos uma **TMA de 9%** que é superior as taxas apresentadas na tabela.

Com a TMA definida, agora é possível definir os indicadores da análise do investimento.

Tabela 2 – Média história de inflação

Ano	Inflação IPCA	Selic
2010	5.91%	9.37%
2011	6.50%	11.04%
2012	5.84%	8.17%
2013	5.91%	7.92%
2014	6.47%	10.40%
2015	10.67%	11.43%
2016	6.29%	13.20%
2017	2.95%	9.53%
2018	3.75%	6.24%
2019	4.31%	5.79%
2020	4.52%	2.72%
Média	5.74%	8.71%

Fonte: Elaborado pelo autor dados IBGE (2020).

7.5 TIR

Por fim, a Taxa Interna de Retorno, TIR, representa a rentabilidade de um investimento após o término do período estabelecido e é definido como a taxa de retorno na qual o VPL é igual a zero.

A TIR e a Taxa Mínima de Atratividade possuem uma relação em que:

- a) Se a TIR for maior que a Taxa Mínima de Atratividade, o VPL é positivo e o investimento é bom;
- b) Se a TIR for menor que a Taxa Mínima de Atratividade, o VPL é negativo e o investimento é ruim.

A TIR possui a vantagem de possuir apenas um valor referencial. Dessa forma, para comparar vários tipos de investimentos diferentes, compara-se a TIR de cada um dos possíveis projetos.

7.6 CUSTO DA GERAÇÃO NA PONTA – GERAÇÃO DIESEL

7.6.1 Custo do Combustível

A alimentação na ponta das cargas do Depot para o alimentador A em questão, é realizada pelo grupo diesel gerador que é um conjunto de motor diesel e gerador de corrente alternada, convenientemente montado, composto por componentes de supervisão e controle necessários para um funcionamento autônomo e destinado ao suprimento de energia elétrica produzida a partir do consumo de óleo diesel (PEREIRA; OLIVEIRA, 2011).

O consumo de combustível de um gerador varia de acordo com a sua potência, quanto maior a potência em kW maior será a necessidade de combustíveis líquidos.

O gerador do DEPOT é um gerador modelo C90D6 com potência de placa de 106KVA, especificado no regime prime, esse regime foi adotado pela necessidade em casos emergenciais do funcionamento do mesmo em regime contínuo.

Durante o período de medição mencionado nesse trabalho, foi observado que os valores de potência gerada no horário de ponta não tinham variações consideráveis de um dia para outro dia, com isso foi tomado como premissa, que a medição de um dia representaria a potência média gerada pelo gerador. De acordo com as medições realizadas, conforme figura 51 a potência média gerada no horário de ponta no dia 19/05 foi aproximadamente 39,1KW, que equivale a 46% da carga total do gerador.

Figura 51 – Potência medida com o Embrasul no HP

EMBRASUL RE6000/B/N N.S:96001666 V.S.2,20 ANL 3,03 (10 minutos)

Potências ativas e fatores de potência									
DATA	HORA	Pa	FPa	Pb	FPb	Pc	FPc	P3f	FP3f
19/05/2020	17:50:00,00	15,856 k	-0,973	14,652 k	-0,976	12,060 k	0,995	42,568 k	-0,991
19/05/2020	18:00:00,00	17,349 k	-0,980	15,665 k	-0,985	12,515 k	0,994	45,528 k	-0,994
19/05/2020	18:10:00,00	19,486 k	-0,992	16,417 k	-0,990	12,853 k	0,991	48,756 k	-0,998
19/05/2020	18:20:00,00	19,689 k	-0,991	16,358 k	-0,992	12,977 k	0,991	49,024 k	-0,998
19/05/2020	18:30:00,00	18,510 k	-0,981	14,627 k	-0,974	12,325 k	0,993	45,461 k	-0,992
19/05/2020	18:40:00,00	17,913 k	-0,977	13,424 k	-0,966	11,192 k	0,996	42,529 k	-0,988
19/05/2020	18:50:00,00	16,991 k	-0,973	14,439 k	-0,976	12,104 k	0,994	43,534 k	-0,991
19/05/2020	19:00:00,00	14,184 k	-0,956	13,119 k	-0,962	10,788 k	0,997	38,092 k	-0,982
19/05/2020	19:10:00,00	13,594 k	-0,954	14,949 k	-0,975	11,555 k	0,994	40,098 k	-0,987
19/05/2020	19:20:00,00	13,156 k	-0,949	13,737 k	-0,971	10,784 k	0,997	37,677 k	-0,983
19/05/2020	19:30:00,00	13,094 k	-0,948	12,878 k	-0,961	10,949 k	0,996	36,921 k	-0,982
19/05/2020	19:40:00,00	13,512 k	-0,956	12,726 k	-0,960	11,016 k	0,997	37,254 k	-0,983
19/05/2020	19:50:00,00	12,901 k	-0,950	12,818 k	-0,964	11,127 k	0,996	36,846 k	-0,983
19/05/2020	20:00:00,00	12,731 k	-0,936	12,191 k	-0,946	11,075 k	0,996	35,997 k	-0,976
19/05/2020	20:10:00,00	14,448 k	-0,959	13,549 k	-0,969	10,752 k	0,996	38,750 k	-0,985
19/05/2020	20:18:46,00	13,746 k	-0,948	12,970 k	-0,959	11,336 k	0,996	38,053 k	-0,981
19/05/2020	20:20:00,00	7,524 k	-0,506	7,024 k	-0,369	3,256 k	-0,263	17,805 k	-0,387
19/05/2020	20:30:00,00	10,217 k	-0,772	9,365 k	-0,695	8,513 k	-0,929	28,094 k	-0,754
19/05/2020	20:40:00,00	13,636 k	-0,965	13,565 k	-0,977	11,497 k	0,999	38,698 k	-0,987
19/05/2020	20:50:00,00	13,353 k	-0,971	14,433 k	-0,987	11,810 k	0,999	39,595 k	-0,992
19/05/2020	21:00:00,00	14,084 k	-0,983	14,209 k	-0,984	11,019 k	1,000	39,311 k	-0,991
19/05/2020	21:10:00,00	14,672 k	-0,987	13,589 k	-0,979	11,641 k	0,999	39,902 k	-0,993

Fonte: ANL 6000 (EMBRASUL, 2020).

A potência gerada é diretamente proporcional ao consumo de combustível do gerador, utilizando uma tabela prática da Alugagera (2019), uma empresa especializada no ramo de geradores, temos de forma aproximada o consumo de combustível óleo diesel de um gerador a diesel tendo por base a potência do gerador e a carga em que ele está operando.

De acordo com os dados acima e a tabela 3, o gerador consome aproximadamente 13 litros/hora para a carga especificada.

Com essa informação podemos concluir que o consumo dia de diesel é de 39 litros/dia e ao mês considerando só os dias uteis, 22 dias, temos 858 litros/mês.

Tabela 3 – Consumo de diesel em função da potência

Potência do Gerador (kVA)	1/4 Carga (litros/hr)	1/2 Carga (litros/hr)	3/4 Carga (litros/hr)	Carga Total (litros/hr)
25	2	3	5	6
50	6	9	12	15
75	7	11	14	18
100	9	13	17	23
125	10	16	22	28
150	12	19	27	34
165	12	20	29	37
180	14	22	32	41
200	16	26	37	6
250	18	29	42	55
280	20	33	47	63
310	22	36	51	68
375	26	43	61	81
450	30	50	71	95
500	34	56	81	108
625	42	70	100	135
750	50	83	119	162
1000	62	102	149	202
1250	82	138	197	269
1500	102	171	246	336
2100	142	240	343	470
2500	162	273	392	537
2800	182	307	441	604

Fonte: Alugagera (2019).

O custo do diesel foi levantado por meio de uma pesquisa realizada em postos de combustíveis na cidade de Salvador, com o intuito de obter um preço médio. Foram pesquisados os preços praticados por 4 postos de combustíveis com diferentes bandeiras, em 04/03/2021 chegando a um valor médio de R\$ 4,56 o litro, então, o custo mensal do gerador com

combustível é o produto entre o consumo mensal e preço médio que ficou em torno de R\$ 3.912,50 por mês, sendo o **custo anual em diesel R\$ 46.949,76**.

7.6.2 Custo do serviço de abastecimento / operacional

O preço praticado nas bombas de postos de combustível envolve diversos fatores como impostos sobre o produto e os custos de produção e transporte. O custo do serviço abastecimento do diesel refere-se ao custo do transporte do combustível da distribuidora até o local de utilização e/ou armazenamento, cujo valor é relativo à parcela de abastecimento no preço do diesel. Atualmente, esse valor representa cerca de 8 a 9 % do preço final do combustível ao consumidor (YAMAGUCHI; VANDERLEI, 2012). Para esse trabalho consideraremos 8% do preço final do combustível, então o **custo do serviço de abastecimento é de R\$ 3.755,98 por ano**.

7.6.3 Custo de manutenção

A manutenção de qualquer equipamento é de suma importância para os cálculos de custos operacionais e no caso de geradores a diesel é importante considerar o local de instalação as normas de segurança para o manuseio do equipamento, importante observar a qualidade do combustível para evitar futuros danos ao gerador proporcionando aumentos de custos de manutenção.

A manutenção periódica do gerador é indispensável para manter o melhor desempenho do gerador, contribuindo no prolongamento da vida útil do equipamento. Os custos relativos à manutenção, seja ela preventiva ou corretiva, são gastos que acontecerão durante toda a vida útil do gerador e sofrem influência não só pelo tipo de equipamento instalado e forma de operação e uso, como também de fatores externos e econômicos.

O plano de manutenção de um gerador consiste na elaboração de trabalhos programados com base tempo operacional, que incluem inspeções, troca de óleo, ajustes de válvulas, troca de filtros e outras atividades e isto requer mão de obra de mantenedores e sobressalentes de reposição.

O plano de manutenção aplicado é um plano com atividades em 250h; 1.000h; 3.000h realizado pela engenharia do Depot e com base nessas informações temos o consumo dos seguintes materiais considerando um período anual, resultando em **um custo anual de R\$**

2.014,50, conforme demonstrado na tabela 4. Os valores adotados dos sobressalentes são referenciados aos preços do mercado local.

No custo de manutenção não foi considerado o custo da mão obra, pois as atividades de manutenção são realizadas pelos funcionários internos da manutenção.

Tabela 4 – Custo anual de manutenção do gerador

Custo de Manutenção anual			
Líquido de arrefecimento	18	R\$ 38.90	R\$ 700.20
Filtro de óleo	2	R\$ 339.50	R\$ 679.00
Óleo lubrificante	11	R\$ 21.60	R\$ 237.60
Filtro de ar	2	R\$ 122.00	R\$ 244.00
Filtro de combustível	1	R\$ 82.50	R\$ 82.50
Correia alternador	1	R\$ 71.20	R\$ 71.20
Total		R\$ 2,014.50	

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

7.6.4 Custo de Depreciação

Todos os equipamentos de uma empresa perdem valor com o tempo, o frequente uso, a obsolescência ou o desgaste natural são fatores que vão afetar um bem que participe das operações do negócio.

Para calcular a perda de valor de mercado que usamos o cálculo de depreciação de ativos imobilizados, levando em consideração a vida útil que define o prazo de troca de um equipamento obsoleto.

A estimativa de vida útil de um gerador é de aproximadamente 12.000 horas ou 20 anos, considerando que o gerador atuará somente no horário de ponta e conhecendo o número de dias por mês que ele alimentará a carga nesse horário (YAMAGUCHI; VANDERLEI, 2012).

As taxas de depreciação são fixadas por meio de Instrução Normativa da Secretaria da Receita Federal (SRF) e a taxa anual de depreciação para geradores (máquinas e equipamentos) é de 10% ao ano.

O gerador do estudo é um gerador com fabricação de 2012, que custou em torno de R\$ 80.000,00 que funciona 12,5% da sua capacidade prime, normalmente 3h por dia, em dias úteis, com 46% da sua capacidade nominal, com isso podemos adotar como premissa que o **custo de depreciação do gerador é de R\$ 500,00 por ano.**

7.7 CUSTO DA USINA FV CASO 1

Nesse tópico foi enumerado todos os equipamentos especificados nos itens 6 desse trabalho com seus custos médio consultados no mercado brasileiro, adicionado com o custo de instalação das respectivas usinas.

Os preços dos equipamentos foram consultados nos representantes credenciados em energia solar, utilizando o CNPJ da empresa Clean Volt, que é uma empresa instaladora no mercado solar, para facilitar o acesso aos preços de fornecedor.

Foram considerados o custo do projeto aprovado pela concessionária e o custo de manutenção da usina durante 25 anos. O custo de instalação está baseado em uma pesquisa realizada pelo portal solar com mais de 600 instaladores no país, que encontrou uma média de R\$ 0,74/Wp.

Kit de fixação escolhido foi para estrutura do telhado do prédio administrativo do terminal, com terças metálicas e telhas de fibrocimento.

7.7.1 Módulos Solares

Em relação aos módulos solares, de acordo com o projeto para o caso 1, a usina possui 54 módulos solares de 400W, fornecendo 21600Wp com capacidade geradora de 30.583,61kWh/ ano, utilizando os 2,5% de margem de geração dos módulos, conforme data sheet do módulo, essa geração atende em 100% a capacidade de geração a diesel, 30.024,00kWh/ano, já instalada na empresa de container. Segundo o fabricante os módulos solares perdem capacidade de geração em 0,7% ao ano, então para manter a geração necessária para atender a carga, será necessário a inserção de 9 módulos solares de 400W durante os 25 anos do estudo. A figura C mostra em quais anos serão inseridos os módulos complementares. Cada módulo inserido a usina adiciona anualmente 566,36kWh / ano.

Os preços dos módulos solares no Brasil vêm em forte tendência de quedas anos após anos, como o Brasil importa uma quantidade percentual muito grande de módulos e outros componentes, os preços dos sistemas aqui dependem fortemente do valor do dólar, do frete internacional e da situação do mercado global. Um estudo estratégico da Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA), concluiu que o decréscimo do custo de sistemas no mundo entre 2020 e 2025 deve ser em torno de 4,2% anuais (CANAL SOLAR, 2020), mas ao aplicar a inflação do período podemos adotar a premissa de que não terá mudanças significativas nos

valores dos painéis solares ao longo do período estudado. A tabela 5 mostra em quais anos seriam inseridos esses módulos.

Tabela 5 – Módulos inseridos ao projeto nos 25 anos

Ano	Geração FV (kWh) ajustada com inserção de módulos	Preço módulo depreciado 4,2% ao ano
0	30583.61	R\$ 1,065.60
1	30369.52	
2	30156.94	
3	30512.20	R\$ 1,065.60
4	30298.61	
5	30086.52	
6	30442.28	R\$ 1,065.60
7	30229.18	
8	30583.94	R\$ 1,065.60
9	30369.85	
10	30157.26	
11	30512.52	R\$ 1,065.60
12	30298.93	
13	30086.84	
14	30442.59	R\$ 1,065.60
15	30229.49	
16	30584.25	R\$ 1,065.60
17	30370.16	
18	30157.57	
19	30512.82	R\$ 1,065.60
20	30299.23	
21	30087.14	
22	30442.89	R\$ 1,065.60
23	30229.79	
24	30584.54	R\$ 1,065.60
25	30370.45	

Fonte: Elaboração própria (2021).

7.7.2 Inversor e Controladores

A vida útil da grande maioria dos inversores fotovoltaicos e controladores de cargas comerciais é de cerca de 10, podendo chegar a 15 anos ou mais, dependendo das condições do ambiente e da ocorrência de descargas atmosféricas, após esse período, o inversor poderá ser substituído.

Como premissa adotamos 12 anos para troca dos inversores e controladores de carga, sendo 10 anos de garantia do fabricante e a extensão de mais 2 anos, por causa do ambiente onde os equipamentos serão instalados, salas climatizadas já existentes no prédio ADM da empresa de containers e em relação as descargas atmosféricas serão garantidas proteções contra surtos e sobre tensão nos circuitos CA e CC.

7.7.3 Baterias

As baterias são equipamentos típicos do funcionamento de um sistema isolado, o banco de baterias determina a autonomia do sistema, para o caso em estudo, a autonomia de 3h atende a necessidade, mas foi considerado para efeito prático a autonomia para 2 dias, no caso de não geração FV. Geralmente as baterias são equipamentos caros que oneram o projeto.

As taxas de carga e descarga influenciam diretamente na vida útil das baterias, essas variações de carga e descarga são garantidas pelos controladores de carga, que controlam o fluxo de energia que entra e sai, preservando sua estabilidade química. As baterias não podem ser descarregadas ou carregadas muito rapidamente, isso prejudica sua vida útil a longo prazo (ABSOLAR, 2021).

As baterias é um dos itens que mais sofre desgaste em uma usina FV, considerando que uma usina fotovoltaica tem durabilidade de até 25 anos, as baterias estacionárias, ou de ciclo profundo, são as mais adequadas a um sistema de geração energética como esse, têm uma vida útil projetada de 5 anos, conforme data sheet do fabricante e garantia contra defeitos de fabricação de 2 anos. Adotaremos como premissa para a substituição dos bancos de baterias o tempo de 5 anos.

7.7.4 Manutenção do Sistema FV

A manutenção demandada pelo sistema FV é mínima e de baixo custo, no entanto não deve ser negligenciada, por isso estima-se que a manutenção do sistema de energia solar fotovoltaica não representa mais do que 1% por ano do custo total do sistema. Assim, estimou-se nesta análise que o valor de manutenção corresponde a 0,5% do custo do sistema, visto que ao final da vida útil do mesmo, o montante acumulado por essa quantia, já inclui os custos para a substituição do inversor, controladores e baterias ao longo do projeto (AYRÃO, 2019).

7.8 AVALIAÇÃO FINANCEIRA ECONÔMICA CASO 1

A avaliação financeira do projeto inicia-se com o levantamento do custo de todo material que será utilizado na usina. A tabela 6 apresenta o investimento na usina FV para o caso 1, que ficou em torno de R\$ 358.160,99.

Tabela 6 - Quadro resumo do investimento da usina caso 1

Item	Quantidade	Especificação	Fornecedor	Vida útil (anos)	Valor unitário	Frete	Total
Módulos	54	Módulo solar monocristalino, Canadian Solar, CS#U 400MS, eff 20,2%, 400W	Energia Livre - Paraná	25	R\$ 1,065.60	R\$ 225.00	R\$ 57,767.40
Inversor off grid	1	Inversor SMA Sunny tripower 24000TL-US, 2 MPPT , 24.000W	Solius Energia Solar	12	R\$ 27,821.01	R\$ 834.63	R\$ 28,655.64
Controlador 1	4	Controlador de carga Epever , modelo tracer 10415AN, 100A	Neo solar	12	R\$ 3,699.00	R\$ 179.67	R\$ 14,975.67
Controlador 2	1	Controlador de carga Epever , modelo tracer 6420AN, 60A	Neo solar	12	R\$ 2,499.00	R\$ 79.77	R\$ 2,578.77
Baterias	188	Bateria estacionária, tensão por célula 12V , corrente 200Ah , 12MN220.	KN baterias solar	5	R\$ 1,129.99	R\$ 318.00	R\$ 212,756.12
Circuitos CA	1	Quadro CA + DPS + Disjuntores termomagnéticos	Sou Energy		R\$ 859.05	R\$ -	R\$ 859.05
Circuitos CC	1	String box clamp+ quadro CC+ DPS + Disjuntores+	Sou Energy		R\$ 1,429.00	R\$ -	R\$ 1,429.00
Aterramento	1	Cabos 6mm (50 mts) + Haste de aterramento 5/8" (3) + conectores	Sou Energy		R\$ 460.34	R\$ -	R\$ 460.34
Estrutura fixa	1	Kit de fixação para terças metálicas, telha de fibrocimento, perfil 4,60mts	Sou Energy		R\$ 10,389.00	R\$ -	R\$ 10,389.00
Cabos CC	400	Cabos H1Z2Z2, Tipo single core, EPR, 6mm2, preto e vermelho	Sou Energy		R\$ 5.38	R\$ -	R\$ 2,152.00
Cabos CA	150	Cabo FG7R 0,6/1KV, tipo multi cor, EPR, 25 mm	Sil cabos		R\$ 26.79	R\$ -	R\$ 4,018.50
Cabos CA	150	Cabo FG7R 0,6/1KV, tipo multi cor, EPR, 10 mm	Sil cabos		R\$ 9.53	R\$ -	R\$ 1,429.50
Serviço	1	Serviço de instalação da Usina (portal solar)	Empresa Solar		R\$ 18,000.00	R\$ -	R\$ 18,000.00
Projeto	1	Projeto aprovado pela concessionária (Sou energy) com ART	Projetista		R\$ 2,690.00	R\$ -	R\$ 2,690.00
Total caso 1 - Usina offgrid							R\$ 358,160.99

Fonte: Elaboração do autor (2021).

Os parâmetros financeiros que serão utilizados na análise econômica na geração FV em resumo são:

- a) Depreciação da potência dos módulos 0,7% ao ano;
- b) O preço dos módulos excedentes não haverá variações no tempo estudado;
- c) Custo de manutenção do sistema de 0,5% do investimento;
- d) Tarifa aplicada a manutenção do sistema de 5,74%;
- e) TMA adotada de 9%;
- f) Não serão considerados reajustes inflacionários aos demais equipamentos da usina;
- g) As baterias serão substituídas a cada 5 anos;
- h) Os inversores e controladores serão substituídos no 12 ano do projeto;
- i) Os módulos solares complementares serão substituídos de acordo com a tabela 5.

Tabela 7 - Quadro resumo do custo do gerador Diesel

Custo anual do sistema geração diesel	
<i>Custo diesel</i>	R\$ 46,949.76
<i>Custo operação</i>	R\$ 3,755.98
<i>Custo manutenção</i>	R\$ 2,014.50
<i>Custo depreciação</i>	R\$ 500.00
Total	R\$ 53,220.24

Fonte: Elaboração do autor (2021).

Os parâmetros financeiros que serão utilizados na análise econômica na geração diesel em resumo são:

- a) Tarifa aplicada ao diesel do sistema de 5,74%;
- b) TMA adotada de 9%;
- c) Tarifa aplicada ao custo operação do sistema de 5,74%;
- d) Tarifa aplicada ao custo manutenção do sistema de 5,74%;
- e) O gerador não será substituído ao longo dos 25 anos;
- f) O custo de depreciação do gerador será considerado constante.

A análise financeira do projeto inicia-se com o levantamento das entradas e saídas de capital durante os 25 anos avaliados.

As entradas estão contidas os custos do diesel, custos operacionais, custo de manutenção e a depreciação do sistema de geração a diesel.

Nas saídas contém os custos de manutenção do sistema FV, as baterias, módulos solares, controladores e inversores que serão adicionados ao sistema durante os 25 anos, acrescido do investimento da usina FV, descrita neste trabalho.

A tabela 8 apresenta as entradas, saídas e o fluxo de caixa simples do projeto.

Tabela 8 – Fluxo de caixa simples do caso 1

Entrada		Saída					Valor futuro
Ano	Total Diesel anua	Manutenção FV	Baterias	Placas	Controladores	Inversores	Fluxo de caixa
0							-R\$ 358,160.99
1	R\$ 53,220.24	R\$ 1,790.80					R\$ 51,429.44
2	R\$ 56,246.38	R\$ 1,893.60					R\$ 54,352.78
3	R\$ 59,446.22	R\$ 2,002.29		R\$ 1,065.60			R\$ 56,378.33
4	R\$ 62,829.74	R\$ 2,117.22					R\$ 60,712.52
5	R\$ 66,407.46	R\$ 2,238.75	R\$ 212,756.12				-R\$ 148,587.41
6	R\$ 70,190.55	R\$ 2,367.25		R\$ 1,065.60			R\$ 66,757.70
7	R\$ 74,190.79	R\$ 2,503.13					R\$ 71,687.66
8	R\$ 78,420.64	R\$ 2,646.81					R\$ 75,773.83
9	R\$ 82,893.29	R\$ 2,798.74		R\$ 1,065.60			R\$ 79,028.95
10	R\$ 87,622.66	R\$ 2,959.39	R\$ 212,756.12				-R\$ 128,092.85
11	R\$ 92,623.50	R\$ 3,129.26		R\$ 1,065.60			R\$ 88,428.64
12	R\$ 97,911.39	R\$ 3,308.88			R\$ 17,295.00	R\$ 27,821.01	R\$ 49,486.50
13	R\$ 103,502.80	R\$ 3,498.81					R\$ 100,004.00
14	R\$ 109,415.17	R\$ 3,699.64		R\$ 1,065.60			R\$ 104,649.93
15	R\$ 115,666.90	R\$ 3,912.00	R\$ 212,756.12				-R\$ 101,001.22
16	R\$ 122,277.48	R\$ 4,136.55		R\$ 1,065.60			R\$ 117,075.33
17	R\$ 129,267.50	R\$ 4,373.98					R\$ 124,893.52
18	R\$ 136,658.76	R\$ 4,625.05					R\$ 132,033.71
19	R\$ 144,474.27	R\$ 4,890.53		R\$ 1,065.60			R\$ 138,518.14
20	R\$ 152,738.39	R\$ 5,171.24	R\$ 212,756.12				-R\$ 65,188.97
21	R\$ 161,476.88	R\$ 5,468.07					R\$ 156,008.80
22	R\$ 170,716.95	R\$ 5,781.94		R\$ 1,065.60			R\$ 163,869.41
23	R\$ 180,487.40	R\$ 6,113.83					R\$ 174,373.58
24	R\$ 190,818.68	R\$ 6,464.76		R\$ 1,065.60			R\$ 183,288.32
25	R\$ 201,742.97	R\$ 6,835.84					R\$ 194,907.14

Fonte: Elaboração do autor (2021).

O fluxo de caixa é a diferença do valor de entrada com os valores de saída do projeto, pode se observar que nos anos 5,10,15 e 20 teremos fluxo de carga negativo, pois nesses anos será inserido um novo banco de bateria ao projeto.

O fluxo de caixa descontado é o valor do investimento somado com o fluxo de caixa simples, resultado das entradas menos as saídas do projeto.

O cálculo do valor presente está relacionado a taxa de TMA que foi proposta ao trabalho em 9% e a soma dos valores presentes é o valor do VPL do projeto.

A TIR é uma função do excel que abrange todos os valores presentes nos 25 anos do projeto.

O payback simples é calculado pela razão entre o investimento (R\$ 358.160,99) pelo custo anual (R\$ 51.949,23)

O payback descontado é definido, a sua parte inteira, quando existe a mudança do valor negativo para positivo no fluxo de caixa descontado e a parte decimal é definida pela razão entre o último valor negativo do fluxo de caixa descontado (-R\$ 30.291,40) pelo primeiro valor positivo do fluxo de carga simples após o 11º ano (R\$ 49.486,21).

Na análise econômica, através do auxílio do software Microsoft Excel® e da Engenharia Econômica, foi possível determinar a viabilidade econômica do projeto, em um horizonte de 25 anos, com o auxílio das ferramentas de VPL, TIR, Payback Simples e Payback Descontado.

A tabela 9 apresenta o fluxo de caixa no valor futuro e no valor presente em 25 anos, proporcionando os resultados da análise econômica descrita nela.

Tabela 9 – Valores da análise econômica do caso 1

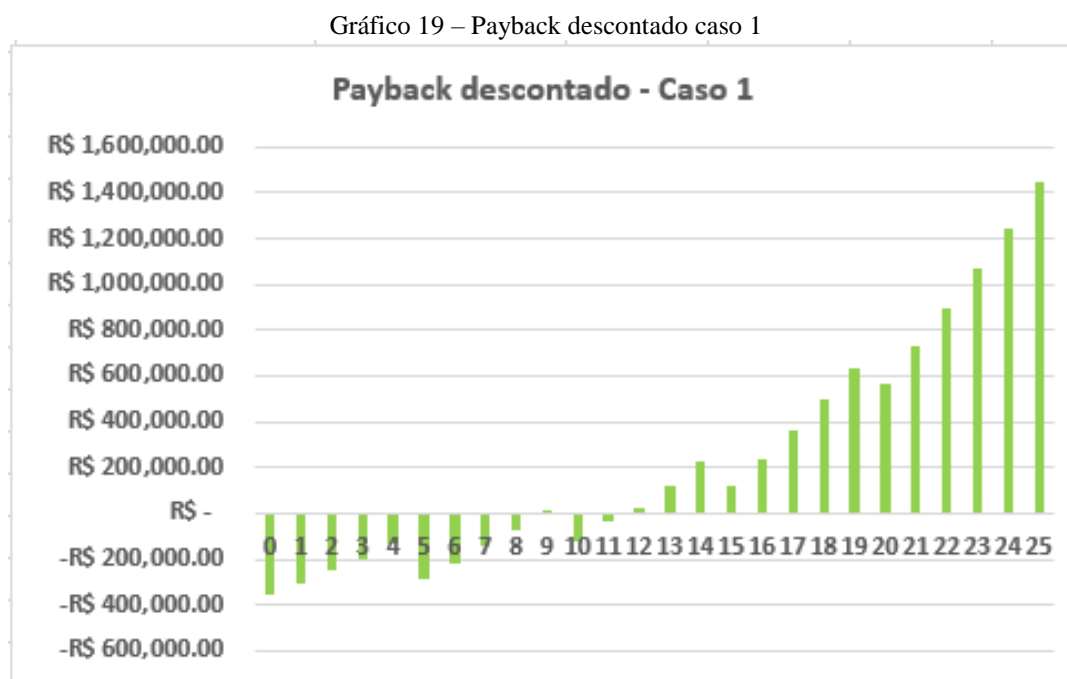
Ano	Valor futuro Fluxo de caixa	Fluxo de caixa descontado	Valor presente do fluxo de caixa
0	-R\$ 358,160.99	-R\$ 358,160.99	-R\$ 358,160.99
1	R\$ 51,429.44	-R\$ 306,731.55	R\$ 47,182.97
2	R\$ 54,352.78	-R\$ 252,378.77	R\$ 45,747.65
3	R\$ 56,378.33	-R\$ 196,000.44	R\$ 43,534.42
4	R\$ 60,712.52	-R\$ 135,287.92	R\$ 43,010.28
5	-R\$ 148,587.41	-R\$ 283,875.32	-R\$ 96,571.62
6	R\$ 66,757.70	-R\$ 217,117.63	R\$ 39,805.43
7	R\$ 71,687.66	-R\$ 145,429.97	R\$ 39,215.60
8	R\$ 75,773.83	-R\$ 69,656.14	R\$ 38,028.33
9	R\$ 79,028.95	R\$ 9,372.80	R\$ 36,387.12
10	-R\$ 128,092.85	-R\$ 118,720.04	-R\$ 54,107.80
11	R\$ 88,428.64	-R\$ 30,291.40	R\$ 34,269.00
12	R\$ 49,486.50	R\$ 19,195.10	R\$ 17,594.17
13	R\$ 100,004.00	R\$ 119,199.10	R\$ 32,619.17
14	R\$ 104,649.93	R\$ 223,849.03	R\$ 31,316.12
15	-R\$ 101,001.22	R\$ 122,847.81	-R\$ 27,728.68
16	R\$ 117,075.33	R\$ 239,923.14	R\$ 29,487.74
17	R\$ 124,893.52	R\$ 364,816.66	R\$ 28,859.54
18	R\$ 132,033.71	R\$ 496,850.37	R\$ 27,990.32
19	R\$ 138,518.14	R\$ 635,368.51	R\$ 26,940.35
20	-R\$ 65,188.97	R\$ 570,179.54	-R\$ 11,631.73
21	R\$ 156,008.80	R\$ 726,188.34	R\$ 25,538.34
22	R\$ 163,869.41	R\$ 890,057.75	R\$ 24,610.19
23	R\$ 174,373.58	R\$ 1,064,431.33	R\$ 24,025.43
24	R\$ 183,288.32	R\$ 1,247,719.65	R\$ 23,168.55
25	R\$ 194,907.14	R\$ 1,442,626.79	R\$ 22,602.96
VPL			R\$ 133,732.87
TIR			7.99%
Payback simples (anos)			6.89
Payback descontado (anos)			11.61
TMA			9.00%

Fonte: Elaboração do autor (2021).

Esta análise para o caso 1 mostrou através dos resultados VPL e TIR, que o projeto é não é economicamente viável, porque apesar do $VPL > 0$ a $TIR < TMA$ fazendo com que o projeto não seja atrativo financeiramente.

A planilha mostra o investimento do projeto ao longo dos vinte e cinco anos de geração. No final do período teremos um fluxo de caixa acumulado de R\$ 133.732,87. O período de retorno equivale a aproximadamente 11 anos, onde as reduções de custo se igualam ao que foi investido. No décimo segundo ano, haveria um fluxo de caixa acumulado positivo de R\$ 19.195,10. O investimento se paga entre onze e doze anos após a instalação.

No gráfico 19 apresentado abaixo visualiza-se o tempo de retorno do investimento entre os anos 11 e 12 após a instalação da usina FV.



Fonte: Elaboração do autor (2021).

7.9 CUSTO DA USINA FV – CASO 2

Para o caso 2 utilizamos toda área do telhado do prédio administrativo para instalação de módulos solares, conforme projeto exposto acima. O principal objetivo é obter a máxima quantidade de energia gerada pela área disponível.

A quantidade de energia gerada pelos 150 módulos solares propostos pelo projeto é de 84.934,98kWh ao ano, sendo a potência de 60.000Wp.

A Usina proposta denomina-se como uma usina de microgeração distribuída pois a potência instalada é inferior a 75.000Wp conectadas a rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras, conforme a REN482/12, atualizada pela REN687/15 ANEEL.

Para essa configuração deve ser considerada que uma parte dessa energia gerada pela usina FV é a parcela da energia gerada para atender prioritariamente o horário de ponta, com isso a distribuição da energia gerada é de 30.024kWh reservado para geração na HP e 54.910,98 para ser injetada a rede Coelba, essa energia injetada reduzirá os valores de energia a serem pagos pela empresa, conforme REN482/12, atualizada pela REN687/15 ANEEL., observando os requisitos mínimos de atendimento técnico aos protocolos de instalação e normas técnicas da Coelba para acesso a rede de distribuição.

A tabela 10 apresenta o resumo das energias gerada e injetada no sistema após a instalação do sistema FV.

Tabela 10 – Energia gerada x energia injetada

Energia FP Coelba (kWh)	Energia P Coelba (kWh)	Energia Gerada FV (kWh)	Energia Gerada Diesel (kWh)	Energia Injetada (kWh)
367,128	41,856	84,935	30,024	54,911

Fonte: Elaboração do autor (2021).

7.9.1 Custo de Energia Coelba

7.9.1.1 Tarifa Coelba

Para realizar a nova análise financeira, os valores de payback, VPL e TIR dependem de variáveis como preço de energia e tarifas aplicadas na modalidade A4. Os preços de energia estão diretamente ligados a inflação e as tarifas aplicadas a esses principais tributos: PIS, COFINS e ICMS. Nakabayashi (2014) mostra que o aumento das tarifas de energia é diretamente influenciado pela situação econômica do país e varia tipicamente a uma taxa maior que a da inflação (IPCA).

A tabela 11 apresenta o custo de energia do grupo A4 Horosazonal verde é:

Tabela 11 - Custo de energia Coelba 2020

	Sem impostos	Com impostos	Impostos	
Demanda (R\$ / kW)	R\$ 26.76	R\$ 40.23	27%	ICMS
Consumo FP (R\$ / kWh)	R\$ 0.27	R\$ 0.41	1.15%	PIS
Consumo P (R\$ / kWh)	R\$ 2.16	R\$ 3.25	5.33%	CONFINS

Fonte: Elaborado pelo autor – Dados Coelba (2020).

Nesse trabalho adotaremos como taxa de incremento do preço da tarifa uma média das últimas taxas.

O reajuste médio anual da tarifa de energia elétrica por parte da concessionária de energia Coelba foi obtido com base nos aumentos de tarifa promovido pela empresa ao longo dos últimos anos. A tabela 12 demonstra a evolução do efeito médio tarifário, podemos afirmar que a média de ajuste tarifário nos últimos 7 anos foi 9,55% por ano. Para análise do trabalho proposto, será adotado a premissa da média dos últimos 2 anos, então o reajuste considerado será de 5,23% a.a.

Tabela 12 – Reajuste histórico tarifa Coelba

Histórico de reajustes energia	
2014	15.35%
2015	10.35%
2016	10.72%
2017	3%
2018	16.95%
2019	5.09%
2020	5.38%
Média	9.55%

Fonte: Coelba (2020).

7.9.1.2 Bandeiras Tarifárias

Desde 2015, as faturas de energia elétrica passaram a trazer o sistema de bandeiras tarifárias que pode incluir uma cobrança extra para o consumo. O acréscimo é definido pelas cores da bandeira verde, amarela ou vermelha que indicam se a energia custará mais ou menos em função das condições de geração de eletricidade.

O valor do acréscimo na tarifa referente a bandeira é de competência da ANEEL, assim como a definição mensal da bandeira a ser aplicada. A cor da bandeira aplicada é informada na própria fatura de energia elétrica e também há incidência de tributos sobre o valor cobrado referente a bandeira tarifária.

Iremos adotar para o projeto, uma média dos valores acrescidos das bandeiras tarifárias dos últimos 6 anos. A tabela 13 apresenta o histórico das bandeiras tarifárias.

Tabela 13 - Histórico das bandeiras tarifárias

Bandeiras tarifárias R\$ / kWh	
2015	0.04125
2016	0.00875
2017	0.022
2018	0.02166
2019	0.01501
2020	0.00632
Média	0.019165

Fonte: SULGIPE (2021).

7.9.2 Módulos Solares

Para o caso 2, o projeto definiu a utilização de 150 módulos de 400W, fornecendo uma potência máxima de 60000Wp, com capacidade de geração 84934,98 kWh por ano. Foi considerado que a depreciação da potência dos módulos seria de 0,7% referenciado pelo fabricante.

7.9.3 Inversores Híbridos

O Inversor utilizado no caso 2, trata-se de um inversor híbrido com chaveamento automático do sistema ongrid para o sistema offgrid, com esses inversores se torna dispensável a utilização de controladores de carga, que tinham a função de controlar as cargas e descargas das baterias, o próprio inversor faz essa função automaticamente.

A vida útil do inversor híbrido comercial é de 10 anos dada pelo fabricante, podendo chegar a 15 anos, então adotaremos para a avaliação a substituição dos 6 inversores propostos, substituindo um inversor por ano, iniciando-se no 11º ano do projeto e finalizando a substituição do último inversor no 16º ano.

As proteções elétricas do inversor terão padrões adotados de segurança contra surtos de tensão e descargas atmosféricas.

7.9.4 Baterias

As baterias são equipamentos críticos na usina, pois estas são responsáveis em gerar energia autônoma para o horário de ponta, adotaremos a mesma estratégia do caso 1, substituiremos as mesmas em 5 em 5 anos.

7.9.5 Manutenção do Sistema FV

A manutenção do sistema adotará um custo de 1% do investimento, pois em comparação ao caso 1 teremos quase o triplo de placas do caso anterior.

7.10 AVALIAÇÃO FINANCEIRA ECONÔMICA DO CASO 2

A avaliação financeira do projeto começa com o levantamento do custo de todo material que será utilizado na usina. A tabela 14 apresenta o investimento na usina FV para o caso 2, que ficou em torno de R\$ 558.090,56.

Tabela 14 – Resumo do investimento da usina caso 2

Item	Quantidade	Especificação	Fornecedor	Vida útil	Valor unitário	Frete	Total
Módulos	150	Módulo solar monocristalino, Canadian Solar, CS3U 400MS, eff 20,2%, 400W	Energia Livre - Paraná	25	R\$ 1.065,60	R\$ 225,00	R\$ 160.065,00
Inversor híbrido	6	Inversor Híbrido da Growatt SPF 10KT HVM, Ubat 48V, Us 220V, 10000W	Casa solar	12	R\$ 16.739,07	R\$ 165,38	R\$ 100.599,80
Baterias	188	Bateria estacionária, tensão por célula 12V, corrente 200Ah, 12MN220.	KN baterias solar	5	R\$ 1.129,99	R\$ 318,00	R\$ 212.756,12
Circuitos CA	1	Quadro CA + DPS + Disjuntores termomagnéticos	Sou Energy		R\$ 1.123,20	R\$ -	R\$ 1.123,20
Circuitos CC	4	String box clamp+ quadro CC+ DPS + Disjuntores+	Sou Energy		R\$ 912,00	R\$ -	R\$ 3.648,00
Aterramento	1	Cabos 6mm (100 mts) + Haste de aterramento 5/8" (3) + conectores	Sou Energy		R\$ 610,34	R\$ -	R\$ 610,34
Estrutura fixa	1	Kit de fixação para terças metálicas, telha de fibrocimento, perfil 4,60mts	Sou Energy		R\$ 20.096,60	R\$ -	R\$ 20.096,60
Cabos CC	800	Cabos H1Z2Z2, Tipo single core, EPR, 6mm2, preto e vermelho	Sou Energy		R\$ 5,38	R\$ -	R\$ 4.304,00
Cabos CA	250	Cabo FG7R 0,6/1KV, tipo multi cor, EPR, 25 mm	Sil cabos		R\$ 26,79	R\$ -	R\$ 6.697,50
Cabos CA	250	Cabo FG7R 0,6/1KV, tipo multi cor, EPR, 10 mm	Sil cabos		R\$ 9,53	R\$ -	R\$ 2.382,50
Serviço	1	Serviço de instalação da Usina (portal solar)	Empresa solar		R\$ 40.070,00	R\$ -	R\$ 40.070,00
Projeto	1	Projeto aprovado pela concessionária (Sou energy) com ART	Projetista		R\$ 5.737,50	R\$ -	R\$ 5.737,50
Total Caso 2 - Usina híbrida							R\$ 558.090,56

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

Os parâmetros financeiros que serão utilizados na análise econômica na geração FV em resumo são:

- a) Depreciação da potência dos módulos 0,7% ao ano;
- b) Custo de manutenção do sistema de 1% do investimento;
- c) A taxa aplicada a manutenção do sistema de 5,74% a.a.;
- d) TMA adotada de 9%;
- e) Tarifas de energia média na ponta R\$ 3,25/kWh;
- f) Tarifa de energia média fora da ponta R\$ 0,41/kWh;
- g) Taxa de incremento na tarifa de energia 5,23% a.a.;
- h) Incremento no preço da energia pelas bandeiras tarifárias 0,019165/kWh;

- i) As baterias serão substituídas a cada 5 anos;
- j) Os inversores e controladores serão substituídos a partir do 11º ano do projeto;
- k) Não serão considerados reajustes inflacionários aos demais equipamentos da usina.

Utilizando os parâmetros citados acima iniciamos a análise financeira do caso 2, foi realizado o levantamento das entradas e saídas de capital do projeto.

Para o cálculo do custo evitado pela instalação da usina foi subtraído da energia total gerada pela usina (84.934,98kWh) a energia necessária para as cargas no horário da ponta (30.024kWh), o resultado foi a quantidade de energia que será injetada na rede Coelba (54.910,18 kWh).

O cálculo da energia injetada foi considerado o preço da energia atual (R\$0,41/kWh) acrescida da taxa média de crescimento dos últimos 7 anos (5,23% a.a.), também foi considerado o preço médio da tarifa com impostos e a influência da bandeira tarifária sobre o preço.

A economia ou custo evitado pela instalação da usina FV é a adição do custo da geração FV com a geração no horário de ponta pelo gerador a diesel.

Nas entradas estão todos os custos da energia injetada e os custos do gerador com as mesmas características financeiras apresentadas no caso 1.

Nas saídas contém os custos de manutenção do sistema FV, as baterias e os inversores que serão adicionados ao sistema durante os 25 anos, acrescido do investimento da usina FV, descrita neste trabalho.

A tabela 15 apresenta as entradas, saídas e o fluxo de caixa correspondente.

Tabela 15 – Fluxo de caixa simples do caso 2

Ano	Entradas		Saídas			Fluxo de caixa
	Energia FV Injetada	Diesel HP	Man. FV	Inversores	Baterias	
0						-R\$ 558,090.56
1	R\$ 23,565.87	R\$ 53,220.24	R\$ 5,580.91			R\$ 71,205.21
2	R\$ 24,532.05	R\$ 56,246.38	R\$ 5,884.51			R\$ 74,893.92
3	R\$ 25,536.76	R\$ 59,446.22	R\$ 6,204.62			R\$ 78,778.36
4	R\$ 26,581.49	R\$ 62,829.74	R\$ 6,542.16			R\$ 82,869.07
5	R\$ 27,667.75	R\$ 66,407.46	R\$ 6,898.05		R\$ 212,756.12	-R\$ 125,578.96
6	R\$ 28,797.13	R\$ 70,190.55	R\$ 7,273.30			R\$ 91,714.38
7	R\$ 29,971.27	R\$ 74,190.79	R\$ 7,668.97			R\$ 96,493.09
8	R\$ 31,191.86	R\$ 78,420.64	R\$ 8,086.16			R\$ 101,526.34
9	R\$ 32,460.66	R\$ 82,893.29	R\$ 8,526.05			R\$ 106,827.90
10	R\$ 33,779.50	R\$ 87,622.66	R\$ 8,989.87		R\$ 212,756.12	-R\$ 100,343.83
11	R\$ 35,150.23	R\$ 92,623.50	R\$ 9,478.92	R\$ 16,739.07		R\$ 101,555.75
12	R\$ 36,574.83	R\$ 97,911.39	R\$ 9,994.57	R\$ 16,739.07		R\$ 107,752.58
13	R\$ 38,055.28	R\$ 103,502.80	R\$ 10,538.27	R\$ 16,739.07		R\$ 114,280.75
14	R\$ 39,593.69	R\$ 109,415.17	R\$ 11,111.56	R\$ 16,739.07		R\$ 121,158.23
15	R\$ 41,192.20	R\$ 115,666.90	R\$ 11,716.02	R\$ 16,739.07	R\$ 212,756.12	-R\$ 84,352.12
16	R\$ 42,853.03	R\$ 122,277.48	R\$ 12,353.38	R\$ 16,739.07		R\$ 136,038.06
17	R\$ 44,578.49	R\$ 129,267.50	R\$ 13,025.40			R\$ 160,820.60
18	R\$ 46,370.96	R\$ 136,658.76	R\$ 13,733.98			R\$ 169,295.74
19	R\$ 48,232.89	R\$ 144,474.27	R\$ 14,481.11			R\$ 178,226.05
20	R\$ 50,166.82	R\$ 152,738.39	R\$ 15,268.88		R\$ 212,756.12	-R\$ 25,119.79
21	R\$ 52,175.38	R\$ 161,476.88	R\$ 16,099.51			R\$ 197,552.75
22	R\$ 54,261.27	R\$ 170,716.95	R\$ 16,975.32			R\$ 208,002.89
23	R\$ 56,427.28	R\$ 180,487.40	R\$ 17,898.78			R\$ 219,015.90
24	R\$ 58,676.31	R\$ 190,818.68	R\$ 18,872.47			R\$ 230,622.51
25	R\$ 61,011.32	R\$ 201,742.97	R\$ 19,899.14			R\$ 242,855.16

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

O fluxo de caixa que é a subtração da entrada pela saída do projeto, pode se observar que nos anos 5, 10, 15 e 20 teremos fluxo de carga negativo, pois nesse ano serão inseridos novos bancos de bateria ao projeto, fazendo com que a saída fique maior que a entrada.

As premissas e fórmulas adotadas para o caso 1 foram aplicadas para os cálculos do valor presente, TIR, payback simples e payback descontado.

O payback simples é calculado pela razão entre o investimento (R\$ 558.090,56) pelo custo anual (R\$ 71.205,21).

A tabela 16 apresenta o fluxo de caixa no valor futuro e no valor presente em 25 anos, proporcionando os resultados da análise econômica descrita nela.

Tabela 16 - Valores da análise econômica do caso 2

Ano	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa descontado	Valor presente
0	-R\$ 558,090.56	-R\$ 558,090.56	-R\$ 558,090.56
1	R\$ 71,205.21	-R\$ 486,885.35	R\$ 66,463.12
2	R\$ 74,893.92	-R\$ 411,991.43	R\$ 64,946.55
3	R\$ 78,778.36	-R\$ 333,213.07	R\$ 63,473.73
4	R\$ 82,869.07	-R\$ 250,344.00	R\$ 62,043.17
5	-R\$ 125,578.96	-R\$ 375,922.96	-R\$ 10,057.21
6	R\$ 91,714.38	-R\$ 284,208.58	R\$ 59,303.13
7	R\$ 96,493.09	-R\$ 187,715.49	R\$ 57,990.96
8	R\$ 101,526.34	-R\$ 86,189.15	R\$ 56,715.65
9	R\$ 106,827.90	R\$ 20,638.75	R\$ 55,475.97
10	-R\$ 100,343.83	-R\$ 79,705.08	R\$ 8,313.69
11	R\$ 101,555.75	R\$ 21,850.67	R\$ 46,611.92
12	R\$ 107,752.58	R\$ 129,603.25	R\$ 46,007.87
13	R\$ 114,280.75	R\$ 243,884.00	R\$ 45,390.77
14	R\$ 121,158.23	R\$ 365,042.23	R\$ 44,763.26
15	-R\$ 84,352.12	R\$ 280,690.11	R\$ 14,258.78
16	R\$ 136,038.06	R\$ 416,728.17	R\$ 43,486.26
17	R\$ 160,820.60	R\$ 577,548.76	R\$ 46,708.76
18	R\$ 169,295.74	R\$ 746,844.50	R\$ 45,741.65
19	R\$ 178,226.05	R\$ 925,070.55	R\$ 44,800.14
20	-R\$ 25,119.79	R\$ 899,950.77	R\$ 24,470.66
21	R\$ 197,552.75	R\$ 1,097,503.51	R\$ 42,990.69
22	R\$ 208,002.89	R\$ 1,305,506.41	R\$ 42,121.20
23	R\$ 219,015.90	R\$ 1,524,522.31	R\$ 41,274.20
24	R\$ 230,622.51	R\$ 1,755,144.82	R\$ 40,448.99
25	R\$ 242,855.16	R\$ 1,997,999.98	R\$ 39,644.87
VPL			R\$ 190,021.18
TIR			2.74%
Payback simples (anos)			7.84
Payback descontado (anos)			10.78

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

Analisando os resultados da análise, é possível concluir que o sistema híbrido de microgeração fotovoltaico proposto não é viável economicamente por ambos os métodos de análise. Apesar do VPL positivo e a TIR do sistema é menor que a taxa mínima de atratividade da empresa, inviabilizando o estudo.

Observa-se na planilha acima o investimento do projeto ao longo dos vinte e cinco anos de geração. No final do período teremos um fluxo de caixa acumulado de R\$ 190.021,18. Com base no orçamento, o período de retorno equivale a aproximadamente dez anos, onde as reduções de custo se igualam ao que foi investido. No décimo primeiro ano, haveria um fluxo

de caixa acumulado positivo de R\$ 21.850,67. De tal modo, pelo método de payback, o investimento do projeto se paga entre dez e onze anos após a instalação.

Analisando através do gráfico 20, visualiza-se o tempo de retorno do investimento entre os anos 10 e 11 após a instalação fotovoltaica.

Gráfico 20 – Gráfico payback descontado caso 2



Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

7.11 AVALIAÇÃO COMPARATIVA ENTRE O CASO 1 E O CASO 2

Com base nos resultados dos cálculos, constata-se claramente que as duas opções de investimento não são vantajosas diante os aspectos estudados. Os dois projetos tiveram VPL positivo, mas o valor da TIR inferior ao TMA, indicando segundo aos parâmetros da análise econômica como inviáveis a empresa. É importante dizer que esta escolha é tomada com base unicamente nas condições especificadas e desconsiderando-se completamente quaisquer outros fatores que possam influenciar em uma decisão deste cunho.

A tabela 17 mostra o resumo da análise econômica nos dois casos estudado.

Tabela 17 – Comparação da análise econômica caso1 x caso2

	CASO 1	CASO 2
Investimento	R\$ 358,160.99	R\$ 558,090.56
VPL	R\$ 133,732.90	R\$ 190,021.20
TIR	7.99%	2.73%
Payback simples (anos)	6.89	7.83
Payback descontado (anos)	11.61	10.78
TMA	9%	9%

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 17, o retorno do investimento inicial de R\$358.160,99 ocorre em 11 anos e 7 mês, sendo este período muito próximo ao investimento de R\$ 558.090,56 que tem retorno em 10 anos e 9 meses. A taxa TIR resultante para os dois projetos e, se comparada à TMA, representa um valor inferior no mercado de investimentos não sendo atrativo financeiramente para a empresa. Importante também considerar que o montante investido no caso 2 é cerca de 35,8% maior que aquele demandado pelo investimento do caso 1.

8 CONCLUSÕES

O cenário mundial se volta para o uso de fontes renováveis de energia, o Brasil vê como grande oportunidade a injeção de energia fotovoltaica na sua matriz energética, pois o país tem elevado potencial solar e aliado a isso a melhoria no sistema regulamentação e programas de compensação de energia tornando a geração FV atrativa e competitiva.

Acompanhando a tendência de crescimento do sistema FV, esse trabalho projetou, com auxílio de um software específico para sistemas FV, duas usinas de dimensões diferentes, onde no primeiro caso o projeto visou suprir apenas o horário de ponta do principal alimentador da empresa de armazenamento de containers e no segundo caso foi observado como oportunidade utilizar toda área disponível do telhado do prédio administrativo da empresa para instalação de placas solares com o objetivo de gerar no horário de ponta e injetar o excedente na rede da Coelba, conseqüentemente reduzindo o custo da conta de energia.

Nos dois contextos abordados a energia solar surge como uma alternativa, porém para atual conjectura proposta, ainda não é viável esse investimento proposto, pois para o caso 1 foi proposto uma usina de 21.600W com investimento de R\$ 358.160,99 com retorno do investimento em 11 anos e para o caso 2, uma usina maior de 60.000W com investimento de R\$ 558.090,56 com retorno em 10 anos.

É necessário enfatizar que o investimento em uma usina FV não é livre de riscos, pois existem circunstâncias que podem influenciar diretamente o tempo de payback do sistema. Variáveis como: chuvas fortes, vento, redução / aumento do preço da energia elétrica, inflação, incentivos governamentais ao uso da energia limpa e outros são fatores que irão influenciar na análise de viabilidade econômica do sistema, ocasionando um tempo de retorno do investimento. Destaca-se que os objetivos gerais e específicos do trabalho foram alcançados. Os parâmetros de projetos puderam ser apresentados com resultados reais e ainda, o passo a passo de dimensionamento do sistema e suas considerações.

Para trabalhos futuros, deixa-se como sugestão, um estudo de caso de uma usina FV, utilizando as outras áreas disponíveis da empresa como galpão de armazém, prédio de apoio e oficina para obtenção de mais áreas disponíveis para instalação de módulos solares, aumentando a capacidade de geração e consecutivamente projetar um retorno do investimento. Poderá ser realizado um estudo para migração do sistema da empresa para o mercado livre de

energia, fazendo uma análise econômica e comparando com os resultados obtidos nesse trabalho.

REFERÊNCIAS

- ABRACEEL - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA. **Diferença entre consumidores livres e cativos**. 2019. Disponível em: <https://abraceel.com.br/mercado-livre/diferencas-entre-consumidores-livres-e-cativos/>. Acesso em: 5 abr. 2020.
- ABSOLAR. **Armazenamento da energia solar fotovoltaica: a nova fronteira**. 14 jan. 2019. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/noticia/artigos-da-absolar/armazenamento-da-energia-solar-fotovoltaica-a-nova-fronteira.html>. Acesso em: 1 abr. 2020.
- ABSOLAR. [Portal]. 2021. Disponível em: <http://www.absolar.org.br>. Acesso em: 1 jan. 2021.
- ALUGAGERA. **Tabela de consumo de geradores diesel**. 2019. Disponível em: <https://alugagera.com.br/noticias/tabela-consumo-gerador-energia>. Acesso em: 22 fev. 2021
- AMARAL, Thiago da Silva. **Programa para projeto de equipamentos de infraestrutura em centrais telefônicas**. 2014. Monografia (Especialista em Automação) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UFP, Curitiba, 2014.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Informação de utilidade pública. Por dentro da conta de luz**. 2016. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 30 mar. 2020.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Fontes de energia**. 16 jan. 2019. Disponível em: https://www.cee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/fontes?_adf.ctrlstate=xyg3jb6o_1&_afzLoop=1865580051494#!%40%40%3F_afzLoop%3D1865580051494%26_adf.ctrl-state%3Dxyg3jb6o_5. Acesso em: 9 abr. 2020.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração distribuída. Micro e minigeração distribuída**. ago. 2018. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>. Acesso em: 30 mar. 2020.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição. Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição**. 23 nov. 2018. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>. Acesso em: 12 out. 2020.
- ATHOS ELETRONICS. **Inversor solar o que e como funciona**. ago. 2020. Disponível em: <https://athoselectronics.com/inversor-solar-o-que-e/>. Acesso em: 11 nov. 2020.
- AYRÃO, Vinicius. **Energia solar fotovoltaica no Brasil: conceitos, aplicações e estudo de caso**. [S. l.]: Cooper Alliance, 2018.
- BNEF - BLOOMBERGNEF. **Preços de baterias caem à medida que o mercado aumenta com a média do mercado em US \$ 156 / kWh em 2019**. nov. 2019. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-as-market-ramps-up-with-market-average-at-156-kwh-in-2019/>. Acesso em: 10 abr. 2020.
- CANADIAN SOLAR. [Portal] 2021. Disponível em: <https://www.canadiansolar.com//>Acesso em: 15 dez. 2020.

- CARÇÃO, João Francisco de Castro. **Tarifas de energia elétrica no Brasil**. 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Universidade de São Paulo – USP, São Paulo, 2011.
- CASARIN, Gabriel Vinicius. **Análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica baseado em um estudo de caso**. 2019. TCC (Graduação em Engenharia de Controle e Automação) - Universidade Federal de Santa Catarina. Centro Tecnológico. Engenharia de Controle e Automação, 2019.
- CBIE - CENTRO BRASILEIRO DE INFRA ESTRUTURA. **Como funciona a Geração Eólica?** 2020. Disponível em: <https://cbie.com.br> Acesso em: 14 abr. 2020.
- CNI. **Indicador de custos industriais / econômicos**. jul. 2019. Disponível em: https://bucket-gw-cni-static-cms-si.s3.amazonaws.com/media/filer_public/4a/45/4a45c3f7-87a9-4b5c-8a1e-968202d5f257/indicadordecustosindustriais_julho-setembro2019.pdf. Acesso em: 14 abr. 2020.
- COELBA. [Portal]. Disponível em: <https://coelba.com.br>. Acesso em: 10 mar. 2021.
- COELBA. **Tarifas Grupo A**. Disponível em: <https://servicos.coelba.com.br/residencial-rural/Pages/Alta%20Tens%C3%A3o/tarifas-grupo-a%20antiga.aspx>. Acesso em: 10 mar. 2021.
- COPEL. **Tarifa de energia**. 2018. Disponível em: <https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2Fb2f4a2f0687eb6cf03257488005939b9>. Acesso em: 10 abr. 2020.
- CURY, M. V. Q. et al. **Finanças corporativas**. Rio de Janeiro: Editora FGV, 2020.
- ECYCLE. **O que é energia eólica**. 2017. Disponível em: <https://www.ecycle.com.br/2899-energia-eolica>. Acesso em: 8 abr. 2020.
- EMBRASUL. **Medidor Embrasul ANL 6000**: Analisador de energia RE6000. 2020. Disponível em: <http://www.embrasul.com.br/en/solucoes-detalhes?id=7&title=RE%206000>. Acesso em: 10 nov. 2020.
- EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. [Portal] 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/>. Acesso em: 15 jan. 2021.
- ESA - ENERGY STORAGE ASSOCIATION. [Portal]. 2021. Disponível em: <https://energystorage.org/>Acesso em: 15 jan. 2021.
- FADIGAS, Eliane A. F. Amaral. **Energia solar fotovoltaica: fundamentos conversão e análise técnico- econômica: produção de energia**. Rio de Janeiro: PUC - Rio, 2018.
- FELAMINGO, J.C. Energia elétrica de cada dia nos dai hoje. **Setor elétrico**, ed. 120, jan. 2016. Disponível em: <https://www.osetoreletrico.com.br/energia-eletrica-de-cada-dia-nos-dai-hoje/>. Acesso em: 9 abr. 2020.
- FERREIRA, André Augusto; POMILIO, José Antenor. Estado da arte sobre a aplicação de supercapacitores em eletrônica de potência. **Eletrônica de Potência**, v. 10, n. 2, p. 25-32, 2005.

- FIESC - FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DE SANTA CATARINA. **Energia elétrica paga pela indústria está entre as mais caras do mundo.** 2018. Disponível em: <https://fiesc.com.br/pt-br/imprensa/energia-eletrica-paga-pela-industria-esta-entre-mais-caras-do-mundo#:~:text=O%20pre%C3%A7o%20final%20da%20energia,%24%20543%2C12%2FMWh>. Acesso em: 16 set. 2020.
- FIRJAN. Quanto custa a energia elétrica para a pequena e média indústria no Brasil? **Pesquisa e estudos socioeconômicos**, 5 jul. 2016. Disponível em: http://www.solrico.com/fileadmin/solrico/media/doc/pdf_presentations/sistema-firjan-2016.pdf. Acesso em: 7 abr. 2020.
- FRAGOSO, Cássio de Oliveira; STELLA, Letícia Fernanda. **Estudo de viabilidade da implementação de um grupo motor gerador a diesel em horário de pico em um consumidor comercial de baixa potência aliado a tarifa branca.** 2018. 62 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Controle e Automação) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2018.
- FREIRE, Felipe. **O que são sistema de armazenamento de energia.** 23 mar. 2019. Disponível em: <https://shareenergy.com.br/o-que-e-sistema-de-armazenamento-de-energia>. Acesso em: 10 abr. 2020.
- GROWATT. **Inversor Solar.** 2020. Disponível em: <https://www.ginverter.com/>. Acesso em: 15 jan. 2021.
- IEA. **PVPS - Programa de Sistema de energia fotovoltaica.** Tendência em aplicações fotovoltaicas. 2019. Disponível em: <https://iea-pvps.org>. Acesso em: 15 jan. 2021.
- INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE. [Portal] 2021. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/>. Acesso em: 15 jan. 2021.
- INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE. **Índice Nacional de Preço ao Consumidor Amplo - IPCA.** 2021. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/>. Acesso em: 8 mar. 2021.
- IRENA - AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA RENOVÁVEIS. **Energia solar. Dados sobre energia solar.** 2019. Disponível em: <https://www.irena.org/solar>. Acesso em: 8 abr. 2020.
- LOPEZ, R. A. **Energia solar para produção de eletricidade.** São Paulo: Artliber Editora. São Paulo, 2012.
- MENDES, Antônio Adolfo Juliano. **Avaliação da utilização de grupo geradores no segmento de serviços: estudo de caso em um hotel no Nordeste.** 2013. 72 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial) – Universidade federal da Bahia - UFBA, Salvador, 2013.
- MERCADO livre de energia elétrica. 2019. Disponível em: <https://www.mercadolivredeenergia.com.br/>. Acesso em: 7 abr. 2020.
- MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2019 ano base 2018.** Rio de Janeiro, 2019.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional. BEN 2019.** Rio de Janeiro, 2019.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **BEN 2021. Relatório Síntese 2021.** Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021> Acesso em: 7 abr. 2020.

MONTENEGRO, Sueli. **Peso relevante de encargos e tributos na tarifa.** dez. 2018. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53083227/estudo-da-abradee-aponta-peso-relevante-de-encargos-e-tributos-na-tarifa>. Acesso em: 10 abr. 2020.

MOURA. **Manual técnico de baterias Moura.** [S. l.], 2019.

NAKABAYASHI, R. **Microgeração fotovoltaica no brasil:** condições atuais e perspectivas futuras. 2014. Dissertação (Mestrado) — Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

NASCIMENTO JUNIOR, Maurício J. **Sistema supervisorio para gerenciamento, padronização das instalações e estudo de viabilidade de utilização de grupos geradores diesel em horário de ponta na UFRN.** 2017. Dissertação (Mestrado em Energia) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN, Natal, 2017.

NASCIMENTO, Rodrigo Limp. **Energia solar no Brasil:** situação e perspectiva. Recursos Minerais, Hídricos e Energéticos. Brasília: Câmara dos Deputados, 2017.

NHS SOLAR. **China, Estados Unidos e Alemanha lideram o ranking de geração de energia solar.** 2018. Disponível em: <https://www.nhssolar.com.br/china-eua-alemanha-lideram-ranking-de-energia-solar/>. Acesso em: 10 abr. 2020.

OLIVEIRA, Erlandson Bezerra. **Viabilidade da energia solar fotovoltaica no município de Cabedelo- PB.** 2015. Monografia (Graduação em Geografia) - Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2015.

PEREIRA, F.; OLIVEIRA, M. **Curso técnico instalador de energia solar fotovoltaica.** Porto: Publindústria, 2011.

PEREIRA, Fábio. Energy Storage Systems: (Sistemas de Armazenamento de Energia). **Neutro à Terra**, v.12, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.26537/neutroaterra.v0i12.381> Acesso em: 10 abr. 2020.

PEREIRA, José Cláudio. **Diesel ou gás Natural. Geração de energia.** jul. 2014. Disponível em: https://www.joseclaudio.eng.br/geradores/Diesel_versus_gas. Acesso em: 6 abr. 2020.

PINTO, Márcio. **Custo de energia X Competitividade na indústria.** 2019. Disponível em: <https://ecomenergia.com.br/blog/custo-de-energia-x-competitividade-na-industria/>. Acesso em: 20 nov. 2020.

PIVA, Vitor Mortele. **Análise da viabilidade da implementação de sistema combinado de armazenamento e geração distribuída sob tarifa branca.** 2018. TCC (Pós Graduação em Engenharia) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2018.

POLANCZYK, Carolina Schuttenberg. **Projeto e simulação de controlador de carga para um sistema de alimentação fotovoltaica para instrumentos industriais.** 2017. Monografia

(Graduação em engenharia elétrica) - Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG, Belo Horizonte, 2017.

PORTAL SOLAR. **Dimensionamento do controlador de carga para um sistema solar**. 2015. Disponível em: <https://www.portal-energia.com/controlador-carga-sistema-solar/>. Acesso em: 16 fev. 2021.

PORTAL SOLAR. **Geração distribuída de energia**. 2016. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/o-que-e-geracao-distribuida.html>. Acesso em: 7 abr. 2020.

PORTAL SOLAR. **O que é energia solar? Tudo o que você precisa saber**. 1 dez. 2019. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/o-que-e-energia-solar>. Acesso em: 12 out. 2020.

PORTAL SOLAR. [Portal]. 2020. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br>. Acesso em: 12 out. 2020.

PT SOLAR. [Portal]. 2019. Disponível em: <https://pt.solar-energia.net>. Acesso em: 16 fev. 2021.

QUEIROZ, Patrícia Valéria. **Mensuração do consumo de energia elétrica**: algoritmo para detecção de potenciais usuários da termo acumulação como alternativa para deslocamento de carga. 2018. Dissertação (Mestrado em engenharia) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-RIO, Rio de Janeiro, 2018.

RIBEIRO, Carolina Moreira. **Análise tarifária do mercado de energia**: estudo de caso: Consumidor Usiminas. 2014. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - CEFET-MG, 2014.

RIBEIRO, Vagner Romero da Rocha. **Estudo de viabilidade técnica econômica para implantação de grupo gerador**. 2017. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, Rio de Janeiro, 2017.

SANTOS, Luan G. 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 Energético) - Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2018.

SCHNEIDER, Francielle Pareja. **Comparação de sistemas de geração de energia utilizando gerador a Diesel e painéis fotovoltaicos para áreas rurais isoladas**. 2019. Dissertação (Especialista em Engenharia de Energia na Agricultura) - Universidade Estadual do Oeste do Paraná, 2019.

SERRA, Eduardo T. **Armazenamento de energia**: situação atual, perspectivas e recomendações. Rio de Janeiro: Comitê de Energia da Academia Nacional de Engenharia, 2016.

SILVA, Brenno Hike Domingues. **Estudo de viabilidade econômica para utilização de gerador e pesquisa comparativa do uso do gás natural versus diesel como fonte de abastecimento**. 2014. Trabalho de conclusão do Curso (Pós Graduação em Engenharia da Produção) - Universidade Federal do Paraná, Paraná, 2014.

SMA AMERICA. **Tecnologia de sistemas inteligentes**. 2020. Disponível em: <https://www.sma-south-america.com/pt/solucoes-e-produtos/descricao-geral.html>. Acesso em: 15 jan. 2021.

SOLAR BRASIL. **Baterias estacionárias. Como funciona uma bateria estacionária**. 4 jan. 2021. Disponível em: <https://www.solarbrasil.com.br/produtos/baterias-estacionarias/>. Acesso em: 20 mar. 2021.

SOLARVOLT. **Horários de ponta no consumo de energia**. 2017. Disponível em: <https://www.solarvoltenergia.com.br/blog/tudo-sobre-os-horarios-de-ponta-no-consumo-de-energia/>. Acesso em: 13 abr. 2020.

STEFFANELO, Lucas. **Consumo ponta e fora de ponta: o que é porque conhecer**. 2019. Disponível em: <https://beenergy.com.br/consumo-ponta-e-fora-ponta-o-que-e/>. Acesso em: 1 mar. 2021.

SULGIPE. **Histórico das bandeiras tarifárias. Cartilha sobre as bandeiras tarifárias**. 2021. Disponível em: <http://www.sulgipe.com.br/Home/HistoricoBandeiras>. Acesso em: 16 fev. 2021.

TIEPOLO, Gerson Máximo. **Estudo do potencial de geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no estado do Paraná**. 2015. Tese (Doutorado) - Pontifícia Universidade Católica do Paraná, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas – PPGEPS, Curitiba, 2015.

TRXSOLAR. **Inversor solar híbrido**. 2019. Disponível em: www.trxsolar.com/inversor-hibrido. Acesso em: 12 jan. 2021.

VALVERDE JIMÉNEZ, Jonathan P. **Projeto e dimensionamento de um sistema fotovoltaico isolado/conectado à rede para atender demanda de irrigação de uva**. 2017. (Bacharel em Engenharia de Energia) - Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território - ILATIT, 2017.

WILSON SONS. [Portal] 2021. Disponível em: <https://www.wilsonsons.com.br/pt/grupo>. Acesso em: 15 jan. 2021.

YAMAGUCHI, Hugo F. Oshiro; VANDERLEI, Tiago Neves. **Análise da viabilidade econômica da implantação de sistemas de geração de energia considerando incertezas**. 2012. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade de Brasília - UNB, Brasília, 2012.