



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

MAYANE KAREN DE OLIVEIRA ALBUQUERQUE

**ESTUDO DE VIABILIDADE PARA IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO EM UM PARQUE DE ABASTECIMENTO DE AERONAVES EM
FORTALEZA/CE**

FORTALEZA

2020

MAYANE KAREN DE OLIVEIRA ALBUQUERQUE

ESTUDO DE VIABILIDADE PARA IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO EM UM PARQUE DE ABASTECIMENTO DE AERONAVES EM
FORTALEZA/CE

Monografia apresentada ao curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho

FORTALEZA

2020

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

A311e Albuquerque, Mayane Karen de Oliveira.

Estudo de Viabilidade para Implementação de um Sistema Fotovoltaico em um Parque de Abastecimento de Aeronaves em Fortaleza/CE / Mayane Karen de Oliveira Albuquerque. – 2020.

103 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2020.

Orientação: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.

1. Sistema Fotovoltaico. 2. Segurança Aeronáutica. 3. Áreas Classificadas. 4. Análise Financeira. I. Título.

CDD 621.3

MAYANE KAREN DE OLIVEIRA ALBUQUERQUE

ESTUDO DE VIABILIDADE PARA IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO EM UM PARQUE DE ABASTECIMENTO DE AERONAVES EM
FORTALEZA/CE

Monografia apresentada ao curso de
Graduação em Engenharia Elétrica do
Departamento de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal do Ceará, como
requisito parcial para obtenção do Título de
Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: __/__/____

BANCA EXAMINADORA

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

Prof. Dr. Raphael Amaral da Camara
Universidade Federal do Ceará (UFC)

MSc. Arthur Nunes Ferreira Correia
Enel Distribuição Ceará

*À memória dos meus avôs, Antônio Carneiro de
Oliveira e Bismarck Pires Albuquerque.*

Aos meus pais, Marcos e Eliane.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à Deus, pelo dom da vida e por sempre me mostrar o melhor caminho a seguir.

Aos meus pais, Marcos e Eliane, por toda dedicação em minha criação, na formação de meu caráter e por ensinar desde pequena a conquistar meu espaço como mulher. À minha irmã, Emilly, a quem sempre vou cuidar, por todo seu apoio e carinho. Vocês são o maior exemplo do amor de Deus em minha vida.

A toda minha família, por terem me dado a melhor infância que uma criança poderia ter e por toda a torcida para meu sucesso em cada etapa da vida.

Ao Valdery, por deixar os dias mais leves e felizes, por ser a pessoa que mais acredita em mim e por fazer eu querer ser melhor todos os dias.

À Tecsys Jr., por ter me proporcionado os melhores momentos da graduação e por ser tão transformadora na formação de engenheiros e cidadãos.

Aos amigos que fiz durante o curso, em especial ao Edilan, Máurisson, Sabrina, Samara, e Sérgio que estiveram comigo nessa árdua jornada, sofrendo juntos, virando noite, mas sempre incentivando uns aos outros a não desistir do curso. A todos os meus amigos fora do curso, em especial a Jéssica e as Neydes, por terem sido tão compreensíveis nos momentos em que não pude estar presente por conta da graduação e por serem sempre apoio incondicional na minha vida.

Aos professores Bené e Eduardo, do IFCE, que por serem exemplos de engenheiros e educadores, me inspiraram a seguir nessa profissão.

Aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica da UFC, que contribuíram para minha formação, em especial ao meu orientador Prof. Dr. Paulo César Marques de Carvalho por todo suporte na construção deste trabalho. Também gostaria de agradecer ao Prof. Dr. Raphael Amaral e ao Msc. Arthur Nunes por aceitarem o convite de participar da minha banca.

Aos meus colegas de trabalho e gestores por todo o conhecimento compartilhado e por me ensinarem o valor do trabalho, em especial à ECO Energia que me ensinou sobre sistemas fotovoltaicos e à Raízen Combustíveis que cedeu o local para objeto de estudo.

A todos que de alguma forma contribuíram para a construção da pessoa e profissional que sou hoje, meu muito obrigada. Nada disso seria possível sem vocês.

“A verdadeira felicidade não está em fazer o que se deseja, mas em amar o que se realizou.”

Sir Winston Churchill

RESUMO

O presente trabalho analisa a viabilidade, do ponto de vista técnico e financeiro, da implementação de um sistema FV em um Parque de Abastecimento de Aeronaves localizado em Fortaleza/CE. Essa proposta possibilita a redução de custos com energia elétrica e promove a utilização de energias alternativas, diminuindo os impactos ambientais advindos da atividade local (comercialização de combustíveis fósseis). Para desenvolver o projeto foram apresentados os conceitos teóricos e foram identificadas as normas pertinentes à implantação de sistemas FV. Foi analisado o impacto dessa implantação dentro da zona aeroportuária de modo a visualizar sua influência na segurança aeronáutica e, além disso, foi feita uma análise quanto à segurança em áreas classificadas, devido a armazenagem de combustíveis inflamáveis. Diante dessas premissas, foi possível selecionar as áreas de instalação do sistema, as quais possibilitaram o dimensionamento do sistema FV em três cenários, um considerando a área útil disponível no local atualmente, outro o consumo no horário fora de ponta, e outro considerando sua implementação em etapas. Em seguida, foi feita a análise financeira para todos os cenários. A primeira análise para implementação do cenário 1 resultou em um investimento inicial de R\$ 213.000,00, com retorno do investimento em 4,87 anos. Já a segunda análise para instalação do cenário 2 resultou em um investimento inicial de R\$ 339.509,34, com retorno do investimento em 5,41 anos. A terceira análise com implementação dos cenários em etapas resultou em um investimento total de R\$ 383.009,34, o qual tem um tempo de retorno de 6,68 anos. Assim, todos os cenários mostraram-se viáveis.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico; Segurança Aeronáutica; Áreas Classificadas; Análise Financeira.

ABSTRACT

The present work analyzes the viability, from the technical and financial point of view, of the implementation of a photovoltaic system in an Aircraft Supply Park located in Fortaleza / CE. This proposal enables the reduction of electricity costs and promotes the use of alternative energies, reducing the environmental impacts caused by the local activity (sale of fossil fuels). To develop the project, the theoretical concepts and the relevant standards for the implementation of photovoltaic systems were identified. The impacts of this implementation within the airport area were analyzed in order to understand its influence on aeronautical safety, moreover, it was also analyzed the security of implementation concerning the hazardous areas, because it is a company that stores and manipulates fuels. Given those premises, it was possible to select the system's installation areas, which allowed sizing the PV system in three scenarios, one considering the available usable area currently on-site, other considering the off-peak consumption, and other considering the installation in steps. After that, was analyzed the financial aspect, by simulating the installation in all scenarios. The first analysis to implement scenario 1 (50 kWp) resulted in an initial investment of R\$ 213,000.00, with a return on investment in 4.87 years. The second analysis to install only scenario 2 (75 kWp) resulted in an initial investment of R\$ 339,509.34, with a return on investment in 5.41 years. The third analysis with the implementation of the scenarios in stages resulted in a total investment of R\$ 383,009.34, with a payback time in 6.68 years. Thus, all scenarios proved to be viable.

Keywords: Photovoltaic system; Aviation Security; Classified Areas; Financial analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – A Matriz Elétrica Brasileira	16
Figura 2 – Sistema Fotovoltaico Isolado (SFI).....	21
Figura 3 – Sistema Fotovoltaico Conectado à rede (SFCR)	21
Figura 4 - Módulo Fotovoltaico e Célula Fotovoltaica de Silício Cristalino	23
Figura 5 - Composição de um Módulo Fotovoltaico de Silício.....	25
Figura 6 - Curva I-V e P-V de um módulo FV.....	26
Figura 7 - Modelo de Etiqueta para Módulos Fotovoltaicos	27
Figura 8 - Efeito da variação da Irradiância Solar em curva I-V característica.....	28
Figura 9 - Efeito da variação da Temperatura em curva I-V característica	28
Figura 10 - Atuação de um diodo de desvio em caso de sombreamento	29
Figura 11 – Associação de módulos em série e em paralelo respectivamente.....	30
Figura 12 - Comparativo entre associações de módulos em série.....	30
Figura 13 - Comparativo entre associações de módulos em paralelo.....	31
Figura 14 – Vista aérea do Parque de Abastecimento de Aeronaves	48
Figura 15 – Diagrama Simplificado de Alimentação Elétrica da Instalação	49
Figura 16 – Possíveis áreas de instalação do SFCR	50
Figura 17 – Modelo em 3D da instalação no Software SketchUp	51
Figura 18 – Importação do Google Earth e localização inicial do modelo fora do plano	52
Figura 19 – Enquadramento do projeto na localização correta	52
Figura 20 – Análise de Sombreamento do Modelo 3D no Software SketchUp	53
Figura 21 – Contorno da área sombreada na Área 1 Administração	55
Figura 22 – Contorno da área sombreada na Área 4 Estacionamento	56
Figura 23 – Contorno da área sombreada na Área 2 Subestação	56
Figura 24 – Contorno da área sombreada na Área 3 Oficina.....	57
Figura 25 – Mapa de Classificação de Áreas da Instalação.....	58
Figura 26 – Distância do ponto mais próximo da instalação à cabeceira da pista de pouso	59
Figura 27 – Distância do ponto mais próximo da instalação à Torre de Controle	59
Figura 28 – Pontos de Interesse para Análise de Refletividade dos Módulos	61
Figura 29 – Refletividade do Sistema FV em relação às Rotas de Pouso e Decolagem	61
Figura 30 – Refletividade do Sistema FV em relação à Torre de Controle	62
Figura 31 – Irradiação Solar diária média mensal em Fortaleza/CE (kWh/m ²)	64
Figura 32 – Consumo x Geração para o Cenário I.....	68
Figura 33 – Consumo x Geração para o Cenário II.....	71
Figura 34 – Composição dos custos para implementar um sistema FV no Brasil em 2018.	72
Figura 35 – Resumo do Fluxo de caixa para implementação do sistema FV de 50 kWp	76
Figura 36 – Orçamento para demolição de telhado de Amianto	77
Figura 37 – Orçamento para construção de telhado de Fibrocimento	78
Figura 38 – Resumo do Fluxo de caixa para implementação do sistema FV de 75 kWp	80
Figura 39 – Resumo do Fluxo de caixa para implementação do sistema FV de 75 kWp em etapas.....	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Eficiência dos Tipos de Célula	24
Tabela 2 - Condições de Teste Padrão e Nominal de Operação dos Módulos Fotovoltaicos	26
Tabela 3 - Parâmetros de Entrada em CC de um Inversor WEG-2 kWp	33
Tabela 4 - Parâmetros de Saída em CA de um Inversor WEG-2 kWp.....	34
Tabela 5 - Eficiência de um Inversor WEG-2 kWp	34
Tabela 6 - Proteções de um Inversor WEG-2 kWp	35
Tabela 7 – Características Gerais do Sistema Elétrico da Enel Distribuição Ceará	39
Tabela 8 – Formas de Conexão Enel Distribuição Ceará	40
Tabela 9 – Prazos para efetivação da conexão	41
Tabela 10 – Consumo de Energia Elétrica do Local	63
Tabela 11 – Irradiação Solar no Local (kWh/m ²)	64
Tabela 12 – Módulos escolhidos para o estudo	65
Tabela 13 – Quantidade de Módulos e Potência Nominal do sistema FV	66
Tabela 14 – Geração do Sistema FV mês a mês para cada tipo de módulo (kWh).....	67
Tabela 15 – Quantidade de Módulos e Potência Nominal do sistema FV	70
Tabela 16 – Quantidade de Módulos e Potência Nominal do sistema FV	71
Tabela 17 – Cálculo da Economia obtida pela Geração Anual	75
Tabela 18 – Fluxo de caixa para implementação do sistema FV de 50 kWp.....	76
Tabela 19 – Cálculo da Economia obtida pela Geração Anual	78
Tabela 20 – Fluxo de caixa para implementação do sistema FV de 75 kWp.....	79
Tabela 21 – Cálculo da Economia obtida pela Geração Anual	81
Tabela 22 – Fluxo de caixa para implementação do sistema FV de 75 kWp em etapas	82

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

a.a – Ao ano

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

ANAC – Agência Nacional de Aviação Civil

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

a-Si – Silício Amorfo

BT – Baixa Tensão

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

CdTe – Telureto de Cádmio

CE – Ceará

CIGS – Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio

CIS – Disseleneto de Cobre e Índio

CNO – Condições Nominais de Operação

CRESESB – Centro de Referência das Energias Solar e Eólica Sergio de S. Brito

c-Si – Silício Cristalino

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EVA – Acetato de Etil Vinila

FV – Fotovoltaico

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

MGSO – Manual de Gerenciamento da Segurança Operacional

MME – Ministério de Minas e Energia

MPP – Ponto de Máxima Potência (Do inglês *Maximum Power Point*)

MPPT – Seguidor do Ponto de Máxima Potência (Do inglês *Maximum Power Point Tracker*)

m-Si – Silício Monocristalino

MT – Média Tensão

NBR – Norma Brasileira Regulamentadora

NOCT – Temperatura Nominal de Operação da Célula (Do inglês *Nominal Operating Cell Temperature*)

O&M – Operação e Manutenção

OFZ – Zona Livre de Obstáculos (Do inglês *Obstacle Free Zone*)

ORSE – Orçamentos de Obras de Sergipe

PAA – Parque de Abastecimento de Aeronaves

PFV – Fluoreto de Polivinila

PPD – Pista de Pouso e Decolagem

PRODIST – Procedimentos de Distribuição
p-Si – Silício Policristalino
RBAC – Regulamento Brasileiro de Aviação Civil
REN – Resolução Normativa
RESA – Área de Segurança de Fim de Pista (Do inglês *Runway End Safety Area*)
SCEE – Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SEINFRA – CE – Secretaria de Infraestrutura do Ceará
SELIC – Sistema Especial de Liquidação e Custódia
SFCR – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFI – Sistema Fotovoltaico Isolado
Si – Silício
STC – Condições de Ensaio Padrão (Do inglês *Standard Test Conditions*)
THD – Taxa de Distorção Harmônica (Do inglês *Total Harmonic Distortion*)
UC – Unidade Consumidora
VPL – Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	15
1.1	Motivação.....	17
1.2	Objetivos	17
1.2.1	Objetivos Gerais	17
1.2.2	Objetivos Específicos	17
1.3	Metodologia	18
1.4	Delimitação do Tema	18
1.5	Estrutura do Trabalho	18
2	REFERENCIAL TEÓRICO.....	20
2.1	Tipos de Sistemas Fotovoltaicos	20
2.1.1	Sistemas Fotovoltaicos Isolados (SFI).....	20
2.1.2	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR).....	21
2.2	Componentes do sistema FV.....	22
2.2.1	Células Fotovoltaicas	22
2.2.2	Módulos Fotovoltaicos.....	24
2.2.2.1	Características Construtivas	24
2.2.2.2	Características Elétricas.....	26
2.2.2.3	Efeitos que influenciam nas características elétricas dos módulos	27
2.2.2.4	Associação de Módulos	30
2.2.2.4.1	Associação em Série.....	30
2.2.2.4.2	Associação em Paralelo.....	31
2.2.3	Inversores	31
2.2.3.1	Classificação de Inversores quanto à sua aplicação.....	31
2.2.3.1.1	Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Isolados (SFI).....	32
2.2.3.1.2	Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR).....	32
2.2.3.2	Especificações Técnicas de Inversores SFCR	33
2.2.3.2.1	Características Elétricas	33
2.2.3.2.2	Proteções	35
3	PREMISSAS TÉCNICAS E NORMATIVAS	36
3.1	Resolução Normativa nº 482/2012 – ANEEL	36
3.1.1	Definições preliminares.....	36
3.1.2	Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)	37
3.1.3	Acesso aos Sistemas de Distribuição.....	37
3.1.4	Medição de Energia Elétrica.....	38
3.2	Especificação Técnica nº 122 – ENEL Distribuição Ceará	39
3.2.1	Características Gerais do Sistema Elétrico do Estado do Ceará	39
3.2.2	Formas de Conexão	40
3.2.3	Procedimentos de Acesso	40
3.2.4	Requisitos Técnicos	42
3.3	Premissas para Implantação de Sistemas FV em Zonas Aeroportuárias	43
3.3.1	Refletividade dos Módulos.....	43
3.3.2	Interferência nos Sistemas de Comunicação	44
3.3.3	Riscos Ambientais.....	44
3.3.4	Desprendimento de Partes do Sistema FV.....	45
3.4	Premissas para Instalação de Sistemas FV em áreas classificadas.....	45
4	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO	47
4.1	Características Físicas.....	47
4.2	Características Elétricas.....	48
4.3	Análise do local para instalação do SFCR	50
4.3.1	Análise do tipo de telhado	50

4.3.2	Análise de sombreamento	51
4.3.3	Análise de Áreas Classificadas	57
4.3.4	Análise quanto a Segurança da Aviação.....	58
4.4	Consumo de Energia Elétrica.....	62
4.5	Irradiação Solar no local	63
4.6	Módulos Fotovoltaicos escolhidos	64
4.7	Caso I – Dimensionamento do Sistema pela Área útil disponível	65
4.7.1	Determinação da Quantidade de Módulos.....	65
4.7.2	Escolha dos Inversores	66
4.7.3	Geração do Sistema para o Cenário I	67
4.8	Caso II – Dimensionamento do SFCR pelo Consumo Fora de Ponta	68
4.8.1	Determinação da Quantidade de Módulos.....	69
4.8.2	Escolha dos Inversores	70
4.8.3	Geração do Sistema para o cenário II	71
5	ANÁLISE FINANCEIRA	72
5.1	Análise 1 – Cálculo do VPL e Fluxo de Caixa para o Caso 1 (50 kWp)	75
5.2	Análise 2 – Cálculo do VPL e Fluxo de Caixa para o Caso 2 (75 kWp)	77
5.3	Análise 3 – Cálculo do VPL e Fluxo de Caixa para a implementação em etapas dos casos 1 e 2	80
6	CONCLUSÃO.....	83
6.1	Sugestões para Trabalhos Futuros	84

1 INTRODUÇÃO

No decorrer da evolução da sociedade, a corrida desenvolvimentista impulsionou o crescimento econômico e tecnológico e se manteve indiferente à preservação da natureza. Como forma de encontrar um equilíbrio nos âmbitos social, econômico e ambiental, definiu-se o conceito de Desenvolvimento Sustentável: “aquele que atende as necessidades do presente, sem comprometer a capacidade de as gerações futuras satisfazerem as suas próprias necessidades” (PEREIRA *et al.*, 2017).

Um dos pontos cruciais para alcançar o desenvolvimento sustentável está na eficiência do uso e aproveitamento dos recursos energéticos. A necessidade de energia para o desenvolvimento de um país é irrefutável, no entanto, é imprescindível utilizar tecnologias que busquem a implementação de eficiência energética e sustentabilidade na produção para reduzir os impactos ambientais advindos dessa causa (PEREIRA *et al.*, 2017).

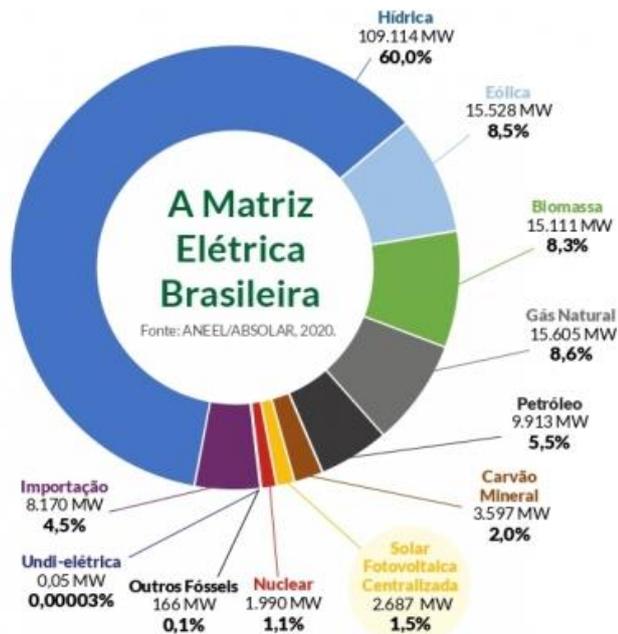
Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2029, desenvolvido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no horizonte decenal, espera-se um crescimento médio de 3,3% a.a. da economia mundial, impulsionado em grande parte pelos países em desenvolvimento, incluindo o Brasil. No tocante ao cenário brasileiro, a expectativa é de que o consumo total de eletricidade cresça cerca de 15% a mais que a economia no período, influenciado tanto pela autoprodução clássica quanto pelo consumo na rede (MME; EPE, 2019). Vale ressaltar que estes estudos foram realizados antes da crise pandêmica do COVID-19, portanto a perspectiva apresentada deve sofrer alterações, especialmente em 2020.

Com o crescimento econômico e, por consequência o aumento no consumo de energia, é necessário questionar de onde virá a energia para atender toda essa demanda e se sua forma de produção será sustentável para as demais gerações.

Conforme o infográfico da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) ilustrado na Figura 1, em 2020 os recursos hídricos compõem 60% da matriz elétrica brasileira. Embora ainda seja uma quantidade representativa, no decorrer dos anos a dependência dessa fonte vem diminuindo devido as grandes estiagens ocorrentes no país. Com as mudanças climáticas ocasionando em falta de chuvas, o consumidor brasileiro precisou enfrentar períodos de racionamento energético e aumentos constantes na tarifa de energia, pois as

bacias hidrográficas não conseguiram suprir as usinas hidrelétricas e, com isso, era necessário complementar com as termelétricas, fontes térmicas não renováveis (como óleo, carvão e gás natural), que possuem um custo de operação muito elevado, justificando o aumento na tarifa.

Figura 1 – A Matriz Elétrica Brasileira



Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2020).

Diante dessas questões, fica evidente a necessidade da diversificação da matriz energética brasileira buscando aproveitar as fontes de energia que causem baixo impacto ao meio ambiente, para que seja factível o alcance de um desenvolvimento sustentável.

Dentre as alternativas, a energia solar se mostra como uma das mais promissoras, tendo em vista que se trata de uma fonte inesgotável devido a escala de tempo da vida no planeta Terra (PEREIRA *et al.*, 2017). O uso desses sistemas permite a geração distribuída em pequena e média escala, fazendo com que consumidores residenciais e comerciais consigam produzir sua própria energia e despachar o excedente para a rede de distribuição elétrica. Embora a geração distribuída torne o sistema elétrico mais complexo, ela contribui para a diversificação da matriz (PEREIRA *et al.*, 2017), para o aumento da segurança no fornecimento, alivia transformadores e alimentadores trazendo a geração para mais próximo dos grandes centros urbanos e auxilia na redução de perdas do sistema.

1.1 Motivação

A partir do contexto apresentado, esse trabalho tem como motivação estudar a implementação de um sistema fotovoltaico em um Parque de Abastecimento de Aeronaves, com o intuito de diminuir o consumo de energia advindo da rede de distribuição e, por consequência, os custos com eletricidade, mantendo a confiabilidade do sistema, além de promover a utilização de energias alternativas, diminuindo os impactos ambientais causados pela própria atividade desenvolvida no local e colaborando para a diversificação da matriz energética brasileira.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivos Gerais

Este trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade técnica e financeira da implementação de um sistema fotovoltaico conectado à rede em um Parque de Abastecimento de Aeronaves localizado no Aeroporto Internacional Pinto Martins em Fortaleza/ CE.

1.2.2 Objetivos Específicos

Como objetivos específicos, pode-se elencar:

- Desenvolver um referencial teórico a respeito da geração fotovoltaica interligada à rede de distribuição;
- Identificar as premissas para implementação de sistemas fotovoltaicos em áreas aeroportuárias e em áreas classificadas;
- Dimensionar o sistema que atende a necessidade da instalação a partir das metodologias adotadas;
- Analisar do ponto de vista financeiro a viabilidade da instalação do sistema.

1.3 Metodologia

A metodologia utilizada no trabalho consiste em inicialmente realizar uma revisão bibliográfica acerca do tema e, em seguida define-se três cenários para dimensionamento do sistema FV de estudo:

Cenário 1 – Dimensionamento com base na área útil disponível no local atualmente;

Cenário 2 – Dimensionamento com base no consumo Fora de Ponta, pois esse valor é o mais representativo na conta de energia da instalação;

Cenário 3 – Por se tratar da implementação de um sistema com característica modular, o estudo propõe a instalação em etapas, realizando primeiro o cenário 1 e após um período de adequações, realizando o cenário 2.

1.4 Delimitação do Tema

Este trabalho limita-se ao estudo de implementação do sistema FV apenas na área de concessão do Parque de Abastecimento de Aeronaves no Aeroporto Internacional Pinto Martins. O dimensionamento é realizado considerando-se o atual consumo de energia elétrica, bem como o atual sistema de fornecimento de energia.

O estudo não propõe troca de equipamentos de forma a melhorar a eficiência energética do local ou redução do consumo em horários de pico, nem propõe alterações no contrato de fornecimento de energia. O consumo no horário de ponta também não será considerado no estudo, pois já existem soluções implementadas no local de forma a mitigar esse consumo.

1.5 Estrutura do Trabalho

O estudo é composto por seis capítulos que se dividem da seguinte forma:

O capítulo 1 contém uma introdução acerca do tema, definindo os objetivos do trabalho, a metodologia utilizada e como o estudo está estruturado.

O capítulo 2 apresenta o referencial teórico, onde são introduzidos os conceitos e definições sobre sistemas fotovoltaicos.

No capítulo 3 tem-se o referencial normativo acerca do tema que indica como o sistema FV deve se adequar para ser conectado ao sistema de distribuição.

Além disso, também apresenta as premissas para instalação de sistemas FV em áreas aeroportuárias e em áreas classificadas.

O capítulo 4 apresenta as características físicas e elétricas do local de instalação, o estudo de viabilidade das áreas a implementar o sistema e o dimensionamento do sistema FV de acordo com a metodologia adotada.

No capítulo 5 está disposta a análise financeira para implementação dos cenários tanto de forma isolada quanto em etapas.

No capítulo 6 tem-se a conclusão do estudo com a análise dos resultados obtidos e sugestões para trabalhos futuros.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

A energia solar se apresenta como uma das alternativas mais promissoras para geração de energia elétrica. Embora não se trate de uma energia renovável, é considerada uma fonte inesgotável devido a escala de tempo da vida no planeta Terra.

A conversão direta da energia solar em energia elétrica ocorre através de um fenômeno físico denominado Efeito Fotovoltaico, o qual ocorre quando fótons de luz, partículas integrantes da radiação solar, entram em contato com um material semicondutor e estimulam os elétrons ali presentes a saltarem para camadas de condução, fazendo com que desse movimento possa ser gerada uma diferença de potencial (BARRETO, 2017). Nos sistemas FV, a principal responsável por essa conversão é a célula FV, que fica alocada no módulo FV, conforme será visto adiante.

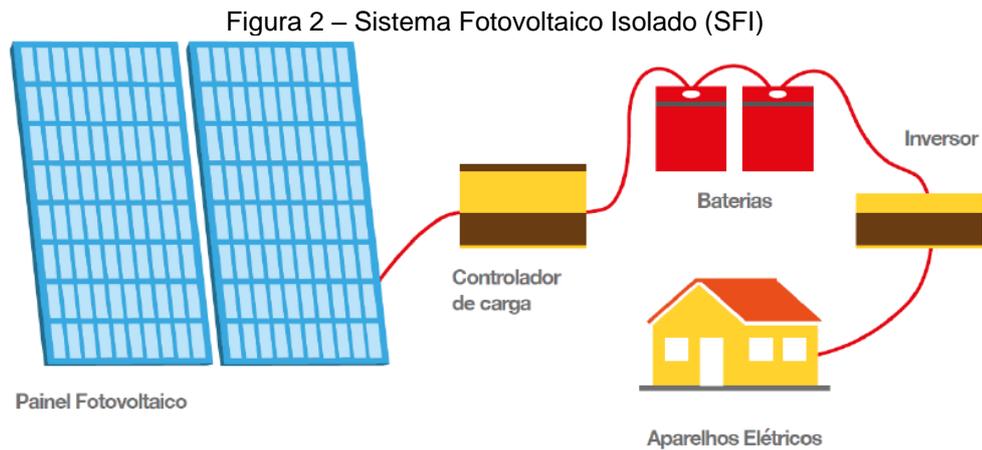
2.1 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas FV classificam-se quanto a sua utilização, podendo ser utilizados tanto de forma isolada quanto conectados à rede de distribuição de energia. A aplicação de cada um dependerá do local de instalação e do objetivo do sistema.

2.1.1 *Sistemas Fotovoltaicos Isolados (SFI)*

Também conhecidos como sistemas autônomos, os SFI não têm contato com a rede de distribuição de eletricidade das concessionárias. São utilizados, entre outras aplicações, como uma alternativa para regiões sem acesso à energia elétrica da rede, onde não se compensa estender a rede elétrica devido aos custos de instalação e/ou baixa demanda a ser atendida (TIRAPELLE; MURA; FRAZÃO, 2013).

Esse tipo de sistema se caracteriza por ter um elemento armazenador de energia, sendo normalmente utilizado um banco de baterias, o qual armazena a energia gerada durante o dia com a radiação solar e libera essa energia durante a noite quando não há mais essa radiação. A carga e descarga do banco de baterias pode ser controlada através de um controlador de carga e a energia fornecida pode ser tanto em corrente contínua quanto em corrente alternada, utilizando nesse último caso um inversor (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016). A Figura 2 representa um sistema fotovoltaico isolado.

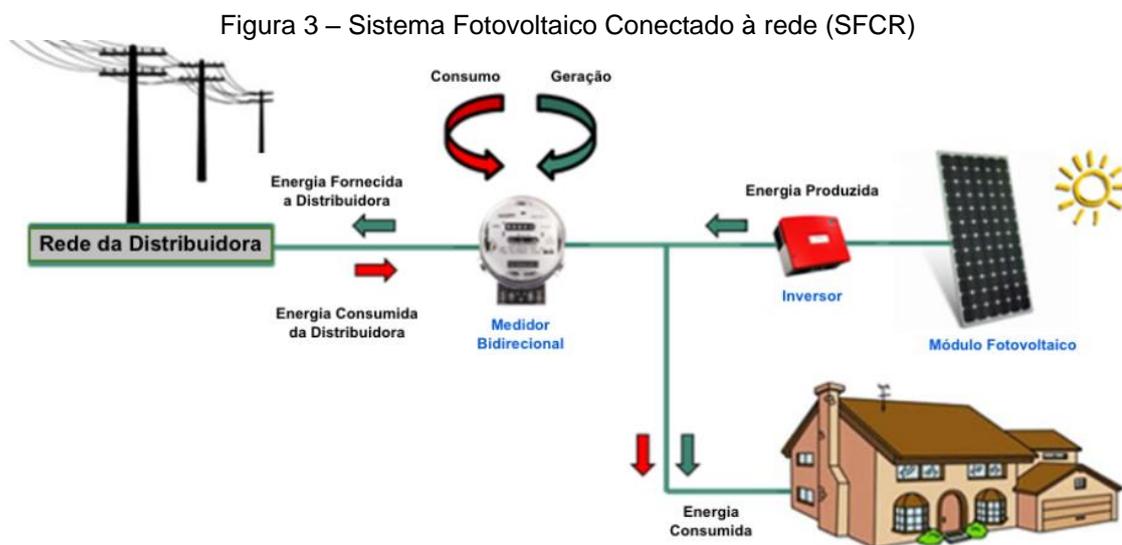


Fonte: Santiago, Comini e Ferrari (2016).

2.1.2 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR)

A principal característica desse tipo de sistema é sua conexão com a rede de distribuição de energia local, dispensando assim o uso de armazenadores de energia. Essa conexão ainda torna possível injetar na rede a energia excedente gerada pelo sistema FV, criando assim um crédito energético. Além disso, também possibilita o consumo de energia advinda da rede quando a geração for abaixo da energia demandada pela unidade consumidora (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016).

Os SFCR dispõem de um medidor bidirecional para fazer a leitura do fluxo de energia diferente dos medidores convencionais, pois além de medir a energia advinda da rede consumida por uma UC, ele também é responsável por medir a quantidade de energia injetada na rede advinda do gerador FV. Além do medidor bidirecional também fazem parte de um SFCR o módulo e o inversor.



Fonte: Araújo, Rank e Bueno (2016).

A composição básica de um SFCR é a ilustrada na Figura 3 acima, porém, dependendo da aplicação e do tamanho do sistema, outros elementos podem ser incluídos como geradores e baterias de backup de energia para instalações que necessitam de fornecimento de energia ininterrupto, controladores de carga, dispositivos de proteção, supervisão e controle, entre outros. Outro ponto importante a respeito desses sistemas é que eles devem atender a requisitos normativos para conexão com a rede de distribuição das concessionárias e esses requisitos variam com a potência do sistema e aplicação, conforme será visto no capítulo seguinte.

2.2 Componentes do sistema FV

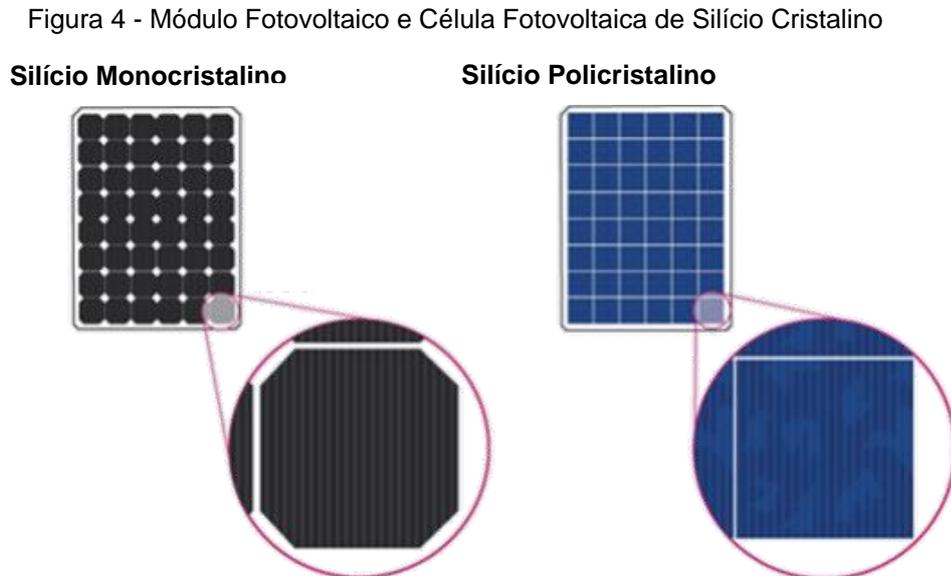
Esse tópico retrata as principais características dos componentes de um sistema FV, que podem ser divididos em 3 subsistemas: subsistema gerador, subsistema de condicionamento de potência e, dependendo da aplicação, subsistema de armazenamento. O subsistema gerador consiste nos arranjos de células FV agrupadas em módulos, que por sua vez, se associam em série ou paralelo. Também fazem parte o cabeamento elétrico que os conecta e as estruturas de sustentação e fixação. O subsistema de condicionamento de potência pode ser composto por conversores, inversores, controladores de carga, dispositivos de proteção, supervisão e controle, entre outros. Fazem parte do subsistema de armazenamento as baterias e outros dispositivos acumuladores elétricos (PINHO; GALDINO, 2014).

2.2.1 Células Fotovoltaicas

A célula fotovoltaica é a principal responsável pela conversão da irradiação solar em eletricidade. Dentre as tecnologias mais utilizadas na fabricação de células FV, a que domina a produção no mercado é a que tem como material base o Silício, o qual é classificado de acordo com sua estrutura molecular, podendo ser Monocristalino (m-Si) ou Policristalino (p-Si) (TIRAPELLE; MURA; FRAZÃO, 2013).

A célula m-Si, por ser formada através da obtenção de um único cristal, possui um processo de fabricação mais caro e demorado, porém alcança uma eficiência média de 16,5% quando produzida industrialmente garantindo uma das maiores eficiências do mercado. Já a célula p-Si, apesar de possuir uma menor eficiência do que as células m-Si (em média 15% para lâminas comerciais),

apresentam custo reduzido em sua produção, o que as tornaram mais convenientes e competitivas no mercado (DIAS, 2017). A Figura 4 ilustra essas tecnologias.



Fonte: Adaptado de Medium (2019).

Cerca de 12% da produção mundial, no entanto, corresponde a outro tipo de tecnologia: os dispositivos fotovoltaicos de filmes finos (PINHO; GALDINO, 2014). As células com essa tecnologia são geradas a partir da deposição de semicondutores em substratos rígidos ou flexíveis, permitindo sua utilização em diversas superfícies (SOUZA, 2016). Embora possuam menor eficiência do que as células convencionais, essa tecnologia ampliou o mercado FV devido a sua versatilidade (DIAS, 2017). As principais tecnologias de filme fino serão vistas a seguir.

O Silício Amorfo (a-Si) não apresenta formação cristalina, porém consegue manter suas propriedades semicondutoras. Em comparação as outras tecnologias de Si, possui uma produção mais barata, porém apresenta menor eficiência, aproximadamente 10% em células comerciais (DIAS, 2017).

As células de disseleneto de cobre e índio, ou CIS, e disseleneto de Cobre, Índio e Gálio, ou CIGS, são conhecidas por seu alto desempenho na geração de energia, sendo menos afetadas por sombras. Apresentam eficiência variando entre 10 e 14% comercialmente (TIRAPELLE; MURA; FRAZÃO, 2013).

As células de Telureto de Cádmiio (CdTe) apresentam comercialmente uma eficiência média de 14,4%. Se produzidas em larga escala, as células de CdTe apresentam baixo custo quando comparadas com as de Si, porém sua fabricação

enfrenta obstáculos devido ao Cádmiio ser tóxico aos organismos vivos e meio ambiente e o Telúrio ser pouco abundante na natureza (PINHO; GALDINO, 2014).

A Tabela 1 resume a eficiência em laboratório e em uso comercial das tecnologias citadas.

Tabela 1 - Eficiência dos Tipos de Célula

Material da Célula	Máxima Eficiência Obtida (%)		
	Em Laboratório	Em Produção	Em Produção Serial
Silício Monocristalino	24,7	18	14
Silício Policristalino	19,8	15	13
Silício Amorfo	13	10,5	7,5
CIS / CIGS	18,8	14	10
Telureto de Cádmiio	16,4	10	9

Fonte: Adaptado de Gomes (2009).

Como uma única célula não produz energia suficiente para gerar potências elevadas, os fabricantes fazem a associação de várias células e as encapsulam como forma de proteção, criando assim um módulo fotovoltaico (SOUZA, 2016).

2.2.2 Módulos Fotovoltaicos

Segundo a Norma da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) NBR 16690:2019, um módulo fotovoltaico é definido como uma “unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica”.

A quantidade de células interligadas em série no módulo e os arranjos formados por ele dependem das características elétricas de tensão e corrente que se deseja alcançar (PINHO; GALDINO, 2014).

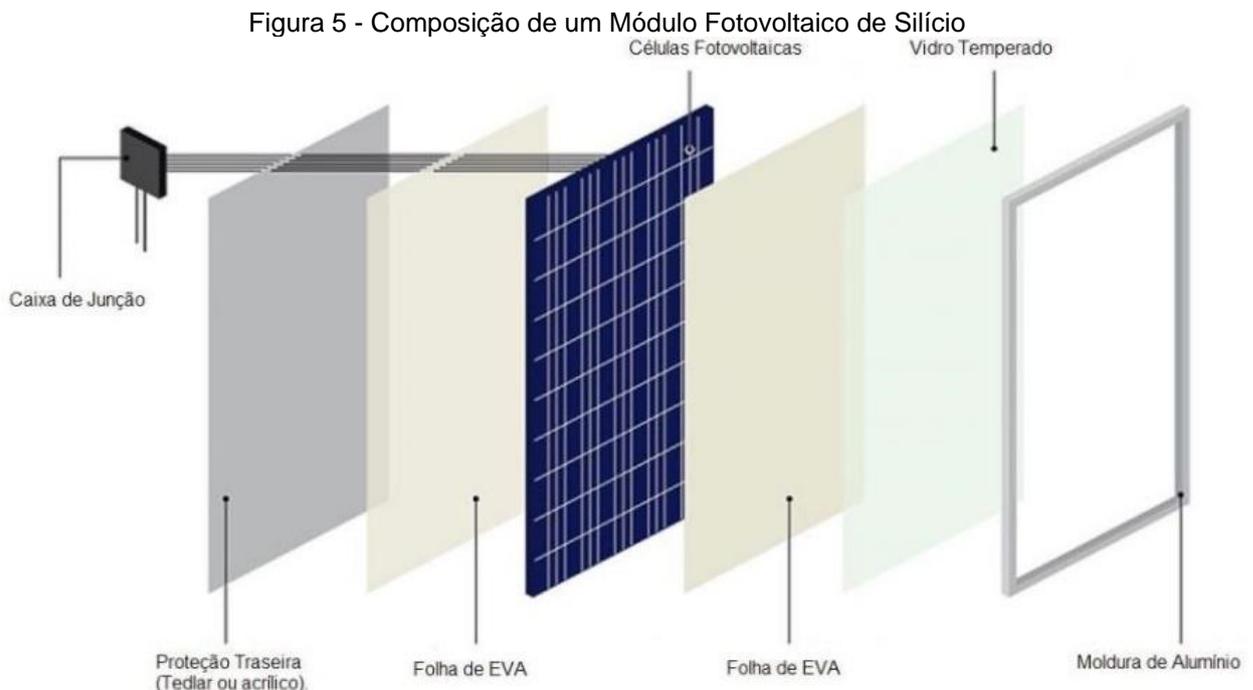
2.2.2.1 Características Construtivas

Em geral, os módulos fotovoltaicos comerciais se caracterizam por ter uma forma quadrada ou retangular com espessura de aproximadamente 4 cm (SOUZA, 2016). Em sua fabricação, são estruturados de modo a oferecer proteção contra intempéries e garantir sua eficiência.

Na Figura 5 é ilustrado um esboço da composição de um módulo de silício, que é formado por uma camada superior de vidro temperado de alta resistência que encapsula as células soldadas em tiras revestidas por folhas de Acetato de Etil Vinila (EVA), as quais contribuem para estabilizar a radiação ultravioleta. A camada inferior

é composta de um filme de polímeros isolantes, tais como Fluoreto de Polivinila (PFV) ou Tedlar®. Ao final do processo, as camadas são emolduradas com perfis de alumínio tratados com anodização e é instalada sob o conjunto a caixa de junção, que abriga as conexões elétricas e os diodos de *by-pass* (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016). Esses diodos têm por função designar um caminho alternativo para a corrente, limitando a dissipação de potência em caso de haver células sombreadas (PINHO; GALDINO, 2014).

Em módulos modernos, terminais específicos para fazer a conexão entre módulos, seja em série ou paralelo, já vem pré-instalados. Eles devem ter isolamento adequado, com grau de proteção IP 67¹ ou superior e são providos de um sistema de engate rápido, como por exemplo o MC4, que garante a facilidade da instalação e uma conexão de qualidade (PINHO; GALDINO, 2014).



No caso dos módulos formados por células de filme fino, sua fabricação ocorre em uma única etapa junto com a produção das células, pois o material semiconductor já é depositado diretamente sobre o substrato, que pode ser rígido ou flexível, como visto anteriormente (PINHO; GALDINO, 2014).

¹ A Norma NBR IEC 60529:2017 define graus de proteção para invólucros de equipamentos elétricos de forma a evitar danos ao equipamento. O grau de proteção IP 67 indica que o invólucro deva ser 6 – À prova de poeira e 7 - Protegido contra imersão temporária em água de até 1 metro por 30 minutos.

2.2.2.2 Características Elétricas

A característica elétrica que identifica um módulo comercialmente é sua potência nominal. Ela se refere a potência de pico encontrada sob Condições de Ensaio Padrão (STC – *Standard Test Conditions*), adotando como parâmetros de testes uma irradiância (G) de 1.000 W/m^2 , temperatura da célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e massa de ar (AM) de 1,5 (PINHO; GALDINO, 2014). Essas condições são conseguidas em laboratório por meio de um simulador solar, assim, é recomendado aos fabricantes que também se faça ensaios em Condições Nominais de Operação (CNO), que levam em consideração parâmetros operacionais mais realistas (SOUZA, 2016). Na Tabela 2 é feito um comparativo entre os parâmetros nas duas condições.

Tabela 2 - Condições de Teste Padrão e Nominal de Operação dos Módulos Fotovoltaicos

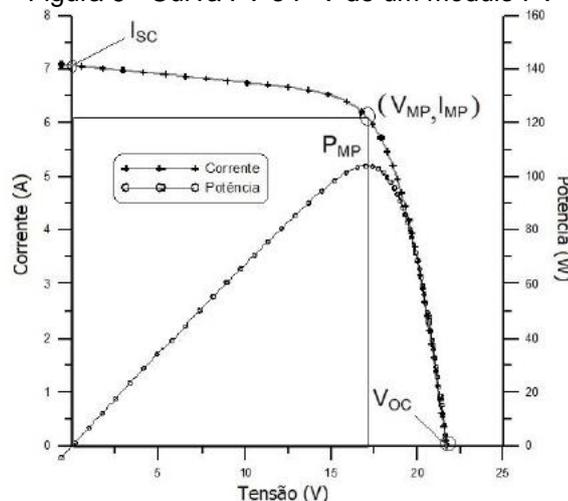
Parâmetros	STC	CNO
Irradiância (G) (W/m^2)	1.000	800
Massa de Ar	1,5	1,5
Temperatura da célula ($^\circ\text{C}$)	25	-
Temperatura Nominal de Operação da Célula – NOCT ($^\circ\text{C}$)	-	45 ⁽¹⁾
Temperatura Ambiente ($^\circ\text{C}$)	-	20
Velocidade do Vento (m/s)	-	1

Fonte: Adaptado de Souza (2016).

Nota ⁽¹⁾: $\text{NOCT} = \text{Temperatura da célula} + \text{Temperatura Ambiente} = 25 + 20 = 45 \text{ }^\circ\text{C}$

Para determinar as características elétricas de um módulo fotovoltaico é realizado um ensaio que resulta em sua Curva I-V, ou seja, na curva de corrente versus tensão, conforme ilustrado na Figura 6.

Figura 6 - Curva I-V e P-V de um módulo FV



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Na curva I-V, cada ponto corresponde a um produto de corrente e tensão, ou seja, uma potência gerada sob determinada condição de operação. A curva P-V indica o ponto máximo de potência obtido em função da tensão (PINHO; GALDINO, 2014). A partir dessas curvas características, é possível extrair parâmetros essenciais para a análise do desempenho de um módulo fotovoltaico, como: a corrente de curto circuito (I_{sc} ou I_{cc}), a tensão de circuito aberto (V_{oc} ou V_{ca}), a corrente de máxima potência (I_{mp} ou I_{max}), a tensão de máxima potência (V_{mp} ou V_{max}), a potência máxima (P_{mp} ou P_{max}) e a eficiência (η) que corresponde a razão entre a potência máxima e a potência irradiada sobre o módulo, indicando as perdas inerentes ao processo de conversão de energia e das limitações tecnológicas (DIAS, 2017).

Em módulos fotovoltaicos comerciais vendidos no Brasil, a eficiência também é indicada na etiqueta de Registro do Inmetro que é afixada na superfície posterior. A etiqueta também indica o nome do fabricante, a marca ou logomarca do módulo, a área em m^2 , a potência em Watts nas condições padrão e a produção média de energia por mês, em kWh/mês, conforme ilustrado no modelo da Figura 7.

Figura 7 - Modelo de Etiqueta para Módulos Fotovoltaicos

Energia (Elétrica)		MÓDULO FOTOVOLTAICO
Forneecedor		ABCDEF
Marca		XYZ(Logo)
Versão		IPQR
Modelo		XPQOPT
Mais eficiente	A	A
	B	
	C	
	D	
Menos eficiente	E	
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)		XY,Z
Área Externa do Módulo (m^2)		0,00
Produção Média Mensal de Energia (kWh/mês)		00,0
<small>Regulador de Qualidade de Controle para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica - Portaria Inmetro nº 043/2011</small> <small>Instruções de instalação e recomendações de uso, veja o Manual do usuário.</small>		
 PROCEL		 INMETRO
<small>IMPORTANTE: A REMOÇÃO DESTA ETIQUETA ANTES DA VENDA ESTÁ EM DESACORDO COM O CÓDIGO DE DEFESA DO CONSUMIDOR</small>		

Fonte: INMETRO (2011).

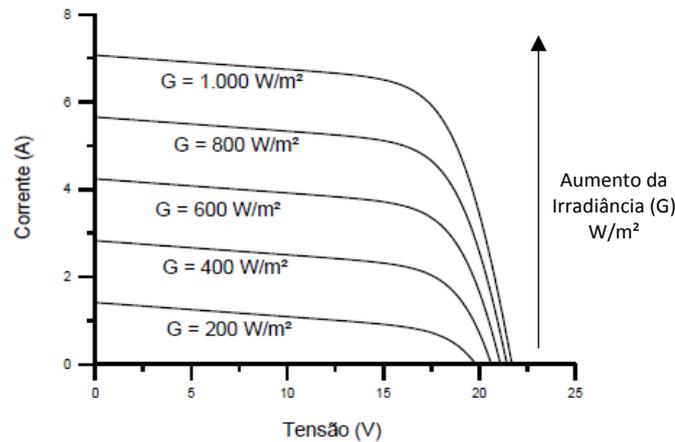
2.2.2.3 Efeitos que influenciam nas características elétricas dos módulos

Na concepção do projeto de um sistema FV é necessário atentar para o fato de que as características de irradiância e temperatura variam no decorrer do tempo o que, somado a outros efeitos, alteram o desempenho do módulo.

A irradiação solar incidida no módulo influencia diretamente a geração de corrente elétrica. Esse comportamento faz com que haja uma variação significativa

nos valores de corrente durante a geração, porém pequenas variações nos valores de tensão (DIAS, 2017), conforme retratado na Figura 8.

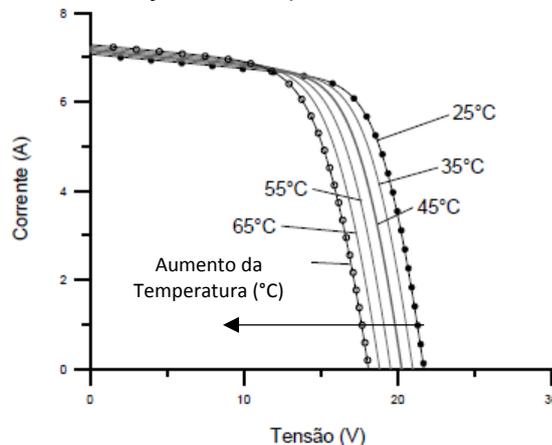
Figura 8 - Efeito da variação da Irradiância Solar em curva I-V característica



Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014).

A temperatura também é um fator crítico que influencia no desempenho do módulo. Com o aumento da temperatura há uma diminuição da potência de saída, pois ocorre uma queda significativa de tensão. A corrente, no entanto, apresenta uma elevação pouco significativa (DIAS, 2017). Dessa forma, foram desenvolvidos coeficientes de temperatura que vem especificados no *datasheet* do módulo (documento desenvolvido pelo fabricante, o qual contém todas as informações de um equipamento) os quais devem ser utilizados para corrigir a temperatura a qual o módulo será submetido se essa não estiver dentro das condições CNO, garantindo assim que os efeitos da temperatura foram considerados no dimensionamento do sistema. A Figura 9 mostra o efeito da temperatura na Curva I-V.

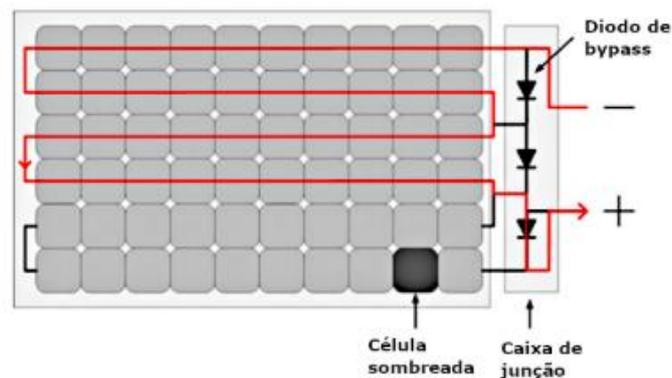
Figura 9 - Efeito da variação da Temperatura em curva I-V característica



Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014).

Outro ponto que requer bastante atenção na instalação dos módulos fotovoltaicos é o possível sombreamento parcial ou total das células associadas em série, o qual pode ser decorrente de objetos ou vegetação próximas ao módulo, sombras de outras instalações e até de módulos adjacentes, além de depósito ou acúmulo de sujeira (DIAS, 2017). Manter uma angulação de pelo menos 10° na instalação do módulo contribui para reduzir o efeito da sujeira, pois a própria água da chuva realiza a limpeza do módulo. Outra forma de reduzir o efeito do sombreamento é através da utilização de diodos de desvio, ou *by-pass*, como citado anteriormente. Eles são instalados na caixa de junção e são ligados de forma a permitir que a corrente percorra um caminho de contorno das células sombreadas, limitando a dissipação de potência apenas no conjunto afetado, sem que atinja e inutilize todo o módulo (PINHO; GALDINO, 2014). A Figura 10 ilustra o funcionamento do diodo de desvio quando há uma célula ou conjunto sombreado.

Figura 10 - Atuação de um diodo de desvio em caso de sombreamento



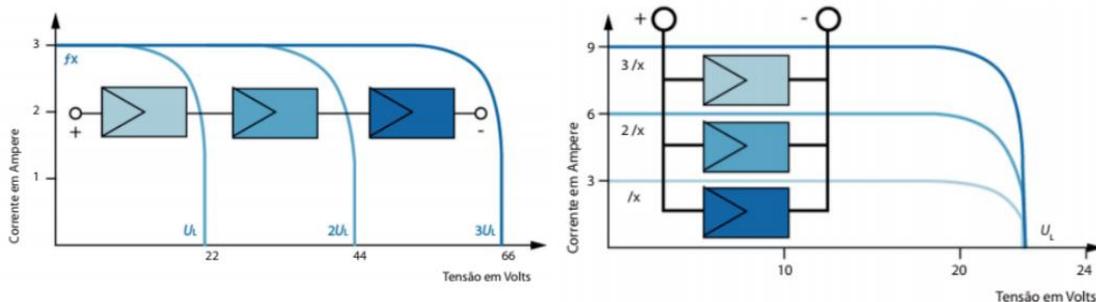
Fonte: Canal Solar (2019).

Além dos efeitos citados acima, também é necessário atentar para o descasamento dos módulos, conhecido como efeito *mismatch*, que ocorre quando há uma incompatibilidade de parâmetros nos módulos, reduzindo a eficiência do sistema (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016). O efeito também produz “degraus” na Curva I-V dificultando o rastreamento do ponto ótimo de máxima potência. Outros fatores também podem causar perdas no sistema pelo efeito *mismatch*, como sombreamentos, curtos em diodos de *by-pass*, sujeira, além de erros de projeto, onde é importante utilizar módulos de mesmo tipo e potência; conectar nas entradas do inversor conjuntos com mesmo comprimento como será visto adiante; e posicionar os módulos na mesma orientação e inclinação (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016).

2.2.2.4 Associação de Módulos

Os módulos fotovoltaicos podem ser associados em série ou paralelo. A associação escolhida dependerá dos valores de tensão e potência desejados, além da disponibilidade de espaço na estrutura e verificação de possíveis sombreamentos (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016). Essa associação fornecerá uma saída única de tensão e corrente (PINHO; GALDINO, 2014), como pode ser visto na Figura 11.

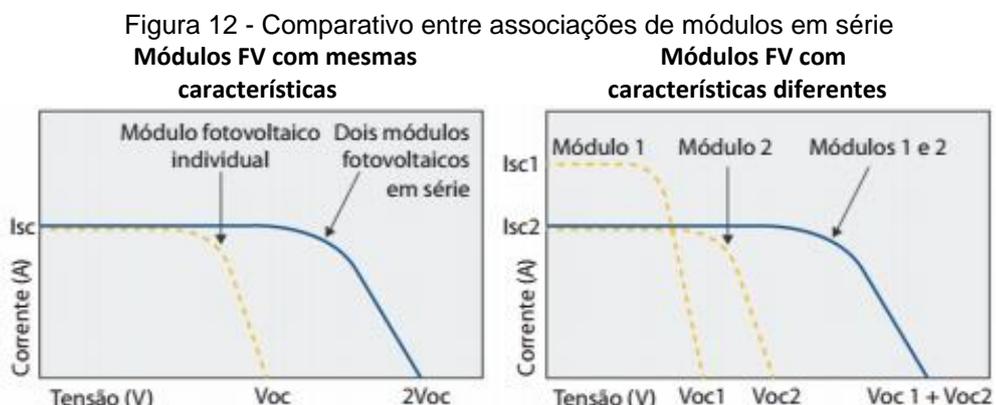
Figura 11 – Associação de módulos em série e em paralelo respectivamente



Fonte: Adaptado de Flandoli (2017).

2.2.2.4.1 Associação em Série

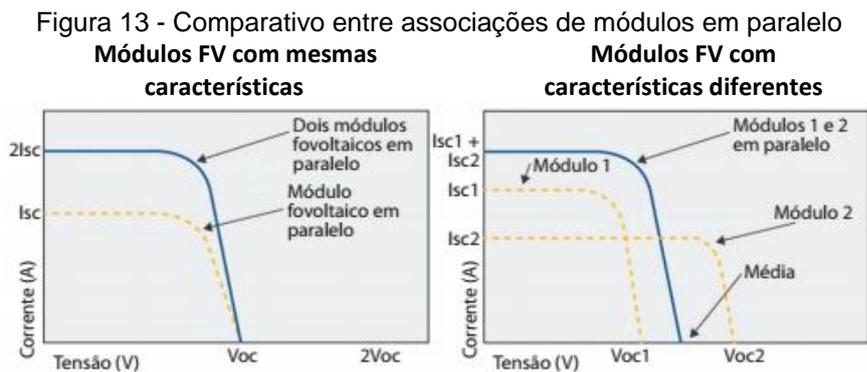
Na associação em série (*string*), as tensões dos módulos são somadas e a corrente elétrica produzida será a média das correntes geradas se os dispositivos forem idênticos e estiverem sob as mesmas condições. Caso se associem dispositivos que possuam correntes de curto-circuito diferentes, prática não recomendada, a corrente gerada pelo arranjo será limitada pela menor corrente, conforme ilustrado na Figura 12. A ligação física é dada pela conexão do terminal positivo de um módulo no terminal negativo do outro, e assim por diante (PINHO; GALDINO, 2014).



Fonte: Adaptado de Flandoli (2017).

2.2.2.4.2 Associação em Paralelo

Na associação em paralelo, as correntes dos módulos são somadas e a tensão final será a média das tensões geradas. A ligação física é dada pela conexão do terminal positivo de um módulo no terminal positivo do outro, assim como o terminal negativo é conectado ao terminal negativo do outro (PINHO; GALDINO, 2014). O mesmo efeito visto no item anterior ocorre quando se conectam módulos com tensões diferentes, como pode ser visto na Figura 13.



Fonte: Adaptado de Flandoli (2017).

2.2.3 Inversores

Os módulos FV geram energia elétrica através de corrente contínua (CC), porém, a energia consumida pelos equipamentos elétricos usuais e a rede de energia disponibilizada pelas concessionárias utilizam corrente alternada (CA). Com isso, é necessário utilizar um equipamento eletroeletrônico que realize a conversão de energia de corrente contínua (CC) em energia de corrente alternada (CA) a ser disponibilizada para as cargas, esse dispositivo é denominado inversor (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016).

2.2.3.1 Classificação de Inversores quanto à sua aplicação

Os inversores podem ser classificados quanto à sua aplicação, podendo ser utilizados em sistemas fotovoltaicos isolados (SFI) ou sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), como será visto a seguir.

2.2.3.1.1 Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Isolados (SFI)

Os inversores aplicados a sistemas fotovoltaicos isolados (SFI) convertem a energia em CC advinda de um banco de baterias, que acumulou energia elétrica proveniente dos módulos fotovoltaicos, em energia CA (URBANETZ, 2010). A tensão CA de saída desse tipo de inversor não depende de uma referência externa de tensão, porém deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico compatíveis com as cargas que serão alimentadas pelo sistema (PINHO; GALDINO, 2014).

2.2.3.1.2 Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR)

No caso dos inversores aplicados a sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), a energia em CC a ser convertida vem diretamente dos módulos fotovoltaicos. Após a conversão de energia CC em energia em CA, o inversor injeta a energia diretamente na rede através da conexão em paralelo de sua saída com a rede elétrica. O requisito para injeção de energia em CA na rede é a forma de onda da tensão de saída do inversor estar em fase com a tensão da rede, ter mesma frequência e mesma amplitude. Com isso, o inversor utiliza a tensão da rede como referência externa para sincronizar com sua tensão de saída. No caso da perda dessa referência por indisponibilidade da rede elétrica da concessionária, o inversor do sistema é automaticamente desligado, não permitindo que ele continue gerando energia para a rede. Esse efeito é conhecido como proteção de anti-ilhamento e é um requisito para conexão à rede, de modo a garantir a total segurança em caso de manutenções (URBANETZ, 2010).

Apesar de possuir o mesmo princípio de funcionamento de inversores SFI, os inversores SFCR se diferem pois devem apresentar características específicas que atendam aos requisitos de segurança e qualidade ao injetar energia elétrica na rede de distribuição das concessionárias, como será visto no capítulo seguinte (PINHO; GALDINO, 2014). Ademais, também devem possuir certificações de ensaios e testes conforme solicitados pelas normas técnicas específicas de cada concessionária, além de apresentar o registro do INMETRO assim como no caso dos módulos fotovoltaicos (GUIMARÃES, 2018).

2.2.3.2 Especificações Técnicas de Inversores SFCR

Assim como os módulos fotovoltaicos, os inversores são identificados no mercado a partir de sua potência de saída e possuem outras especificações técnicas que os caracterizam. A compatibilidade entre a potência do inversor e a potência do arranjo fotovoltaico é imprescindível quando se busca evitar o sobre ou sub dimensionamento do sistema, pois esse fator pode ocasionar em perdas e mau funcionamento do sistema (RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2013).

Outra característica importante que relaciona o inversor e o módulo é o ponto de operação. Os módulos FV possuem uma região de operação em sua curva característica onde operam no ponto de máxima potência (MPP), porém como os valores de tensão, corrente e potência variam em função da irradiância e temperatura conforme já visto, o valor do MPP também sofre essa variação. Com isso, nos SFCR, o inversor possui uma função denominada Seguidor do Ponto de Máxima Potência, em inglês *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), a qual busca continuamente colocar os módulos para operar em MPP, maximizando o desempenho do sistema FV (URBANETZ, 2010).

2.2.3.2.1 Características Elétricas

Além das características descritas acima, outras informações são destacadas no *datasheet* do inversor disponível pelo fabricante conforme ilustrado nas tabelas 3, 4 e 5.

Tabela 3 - Parâmetros de Entrada em CC de um Inversor WEG-2 kWp

Entrada (CC)	
Tensão de Entrada Máxima	500 V
Faixa de Tensão de Operação	90 V ~ 600 V
Tensão de Partida	120 V
Faixa de Tensão MPPT em máxima potência	120 V ~ 480 V
Tensão de entrada nominal	380 V
Corrente de entrada máxima por MPPT	11 A
Corrente de curto-circuito máxima	15 A
Número de MPPTs	2
Número máximo de entradas por MPPT	1

Fonte: Adaptado de WEG (2020)

Na Tabela 3 são retratadas as especificações na entrada em CC do inversor, onde são destacados o número de MPPTs independentes; o valor máximo

de corrente de entrada em cada MPPT advinda dos arranjos dos módulos; a faixa de tensão que o inversor percorre em busca da máxima potência; e a tensão em CC máxima de entrada no inversor.

Tabela 4 - Parâmetros de Saída em CA de um Inversor WEG-2 kWp

Saída (CA)	
Conexão à rede	Monofásica
Potência nominal de saída	2.000 W
Potência aparente máxima	2.200 VA
Tensão de saída nominal	220 V / 230 V / 240 V
Frequência de rede CA nominal	50 Hz / 60 Hz
Corrente de saída máxima	10 A
Fator de potência ajustável	0,8 adiantado ... 0,8 atrasado
Distorção harmônica total máxima	≤3%

Fonte: Adaptado de WEG (2020)

Na Tabela 4 são destacadas as especificações da saída em CA do inversor em questão, onde é descrita o tipo de conexão com a rede, a qual pode ser monofásica ou trifásica a depender da potência do inversor; a potência nominal de saída que identifica o inversor no mercado; a tensão de saída nominal que o inversor opera, sendo ajustada automaticamente; a frequência da rede em CA que o inversor pode operar, onde no Brasil se utiliza 60 Hz em compatibilidade com a frequência da rede da concessionária; a máxima corrente de saída do inversor que é uma característica essencial para dimensionar o cabos e proteções dos circuitos; o fator de potência ajustável que é uma função oferecida por alguns inversores, onde é possível predeterminar um fator de potência entre 0,8 capacitivo e 0,8 indutivo para realizar o controle de potência reativa e; a taxa de distorção harmônica (THD) que representa a qualidade da corrente e tensão injetada na rede, onde não deve superar 5% para atender aos critérios de qualidade de conexão à rede da concessionária (URBANETZ, 2010).

Tabela 5 - Eficiência de um Inversor WEG-2 kWp

Eficiência	
Eficiência máxima	98,4%
Eficiência europeia	97,0%

Fonte: Adaptado de WEG (2020)

Adicionalmente aos parâmetros elétricos citados acima, o *datasheet* também apresenta os dados de eficiência do inversor conforme a Tabela 5, onde a eficiência máxima corresponde a eficiência obtida a partir das potências instantâneas

em CC e em CA e a eficiência europeia, a qual foi criada com o intuito de facilitar a comparação entre diversos inversores (PINHO; GALDINO, 2014).

2.2.3.2.2 Proteções

Além de ser o principal responsável na conversão de energia CC em energia CA, o inversor também aloca a maioria das proteções do sistema FV. Dentre elas pode-se citar as proteções contra sub e sobretensão, sub e sobrefrequência, sobrecorrente, proteções contra surtos de energia tanto em corrente contínua quanto em corrente alternada e a proteção anti-ilhamento já descrita no item 2.2.3.1.2.

Esses requisitos mínimos de proteção intrínsecos ao inversor SFCR podem ser encontrados juntamente com outras proteções necessárias ao sistema na Tabela 2 do tópico 5 localizado na seção 3.7 do módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) elaborado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O tipo de proteção adotada varia de acordo com a potência instalada do sistema FV e, no caso das proteções intrínsecas ao inversor, vem indicadas junto com as demais especificações no *datasheet* do equipamento conforme o exemplo da Tabela 6.

Tabela 6 - Proteções de um Inversor WEG-2 kWp

Proteção	
Proteção Anti-ilhamento	Sim
Proteção contra polaridade CC invertida	Sim
Monitoramento da Isolação	Sim
Proteção contra surtos CC	Sim
Proteção contra surtos CA	Sim
Monitoramento de correntes residuais	Sim
Proteção contra sobrecorrente CA	Sim
Proteção contra curto-circuito CA	Sim
Proteção contra sobretensão CA	Sim
Proteção contra sobretemperatura	Sim

Fonte: Adaptado de WEG (2020)

3 PREMISSAS TÉCNICAS E NORMATIVAS

3.1 Resolução Normativa n° 482/2012 – ANEEL

Em 2012, através da criação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), tornou-se possível ao consumidor brasileiro gerar sua própria energia elétrica por meio de fontes renováveis (GUIMARÃES, 2018). O sistema é descrito na Resolução Normativa (REN) n° 482/2012, a qual juntamente com a seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) definem as mínimas condições para a conexão de micro e minigeradores à rede elétrica.

Com o acompanhamento da implementação da REN n° 482/2012 foram identificados diversos pontos de melhoria no que tange a custos, tempo para conexão, compatibilização do SCEE com as condições Gerais de Fornecimento (REN n° 414/2010), entre outros (ANEEL, 2016), o que ocasionou nas revisões e atualizações da REN n° 482/2012 e do módulo 3 do PRODIST através das Resoluções Normativas REN n° 687/2015, REN n° 724/2016 e REN n° 786/2017. A seguir serão discutidos os principais pontos da REN n° 482/2012.

3.1.1 Definições preliminares

Segundo a REN n° 687/2015, são definidos como microgeração distribuída centrais geradoras de energia elétrica, com potência menor ou igual a 75 kW e que utilizem fontes renováveis como energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (UC).

A REN n° 786/2017 define a minigeração distribuída, a qual faz parte a central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW que utilize fontes renováveis ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (UC).

3.1.2 Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)

A REN nº 687/2015 ainda define o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) no qual a energia ativa injetada pela UC com micro ou minigeração é cedida gratuitamente à distribuidora local, sendo compensada posteriormente com o consumo de energia elétrica ativa.

Quando a energia injetada na rede for maior do que a consumida, no mesmo posto tarifário, é gerado um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida pela UC por um prazo de 60 (sessenta) meses, o qual pode ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário (no caso de consumidores com tarifa horária de ponta e fora ponta) ou na fatura dos meses seguintes. O consumidor também pode utilizar esses créditos em outras unidades previamente cadastradas que estejam na mesma área de concessão, sendo caracterizados como autoconsumo remoto, geração compartilhada ou integrantes de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios), em local diferente do ponto de consumo. O consumidor deve informar o percentual de energia excedente a ser alocado nas demais unidades consumidoras. (ANEEL, 2016).

Na fatura da unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica deverá ser cobrado, no mínimo, o valor referenciado ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B conectado em baixa tensão (valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico)), ou a demanda contratada para o consumidor do grupo A conectado em alta tensão (Resolução nº 687/2015 – ANEEL).

3.1.3 Acesso aos Sistemas de Distribuição

A REN nº 482/2012 define que as distribuidoras deverão adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para englobar o acesso de micro e minigeração, tendo como referência o PRODIST, as Normas Técnicas Brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais.

Segundo a REN nº 687/2015, a potência instalada da micro e minigeração distribuída é limitada à potência disponibilizada para a UC onde a central geradora será conectada. De acordo com a REN nº 414/2010, a potência disponibilizada corresponde à potência que o sistema da distribuidora deve dispor para suprir a

demanda energética dos equipamentos elétricos da UC, onde para o grupo A é padronizada segundo a demanda contratada (kW) e para o grupo B é padronizada segundo a potência nominal da instalação (kVA).

Caso o consumidor queira instalar a central geradora com potência superior à potência disponibilizada, deverá solicitar o aumento dessa potência, sendo dispensado o aumento da carga instalada. Além disso, no caso de central geradora instalada em empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, a potência instalada a ser considerada é a potência disponibilizada pela distribuidora para o atendimento do empreendimento como um todo.

No que tange aos custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusiva da conexão da central geradora, a REN nº 687/2015 estabelece que se a central geradora for de microgeração, esses custos são integralmente arcados pela distribuidora, exceto em caso de geração compartilhada. No entanto, se a central geradora for de minigeração, os custos devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor (Resolução nº 687/2015 – ANEEL).

3.1.4 Medição de Energia Elétrica

Em relação ao sistema de medição de energia, a REN nº 687/2015 define a responsável técnica e financeira pela adequação desse sistema é a distribuidora quando se tratar de microgeração distribuída e no caso da minigeração o responsável pelo custo de adequação do sistema de medição é o interessado (Resolução nº 687/2015 – ANEEL). Esses custos de adequação se referem à diferença entre os custos dos componentes do sistema de medição requeridos para o SCEE e dos componentes do sistema de medição convencional utilizados em UCs do mesmo nível de tensão (Resolução nº 687/2015 – ANEEL).

Após a adequação do sistema de medição, a distribuidora deverá iniciar o SCEE dentro do prazo para aprovação do ponto de conexão, conforme seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST (Resolução nº 687/2015 – ANEEL). Além disso, a distribuidora será responsável pela operação e manutenção do sistema de medição, sendo inclusos eventuais custos de substituição ou adequação (Resolução nº 482/2012 – ANEEL).

3.2 Especificação Técnica nº 122 – ENEL Distribuição Ceará

Em conformidade com a REN nº 482/2012, a Enel Distribuição Ceará elaborou a Norma Técnica CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDBR ou Especificação Técnica nº 122, a qual determina as condições de acesso e define critérios técnicos e operacionais aplicáveis à conexão de micro e minigeração ao sistema de distribuição da Enel Ceará, das UCs que optarem pelo SCEE, garantindo que ambos os sistemas, após a conexão, operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade.

A norma abrange o processo de conexão de micro e minigeração em UCs cativas (UCs reguladas as quais só é permitido comprar energia da distribuidora local sem participação no mercado livre de energia) que utilizem fontes renováveis, com potência instalada em conformidade com as estabelecidas para micro e minigeração pela REN nº 786/2017 conforme visto no item 3.1.1 desse trabalho.

3.2.1 Características Gerais do Sistema Elétrico do Estado do Ceará

Como já mencionado, para conectar um sistema FV à rede de energia local é preciso que a energia em corrente alternada na saída do inversor seja compatível com a da rede de distribuição. No Estado do Ceará as características do sistema de distribuição de energia são as indicadas na Tabela 7.

Tabela 7 – Características Gerais do Sistema Elétrico da Enel Distribuição Ceará

Característica	Enel Distribuição Ceará
Frequência (Hz)	60
Nº de fases	3
Sistema de média tensão (3 fios)	
Tensão nominal (kV)	13,8
Tensão máxima de operação (kV)	15
Nível Básico de Isolamento no sist. de distribuição (kV)	95
Capacidade de interrupção simétrica dos equipamentos de disjunção (kA)	16
Conexão de transformador	MT – Delta / BT – Estrela Aterrada
Sistema de baixa tensão (Dyn1)	
Tensão do sistema trifásico (V)	380 V Urbano e Rural
Tensão do sistema monofásico (V)	220 V Urbano e Rural
Transformador de corrente para proteção	
Corrente secundária	1/5 A
Fator de sobrecorrente	20
Classe de exatidão e tensão máxima do enrolamento secundário	10B200
Transformador de potencial para proteção	13.800/ $\sqrt{3}$ – 115- 115/ $\sqrt{3}$ V
Relação do transformador de potencial (MT)	Enrolamento secundário com derivação

Fonte: Adaptado de Especificação Técnica nº 122 - ENEL (2018)

3.2.2 Formas de Conexão

Segundo a Especificação Técnica nº 122, para aderir ao SCEE os consumidores podem ingressar nas modalidades de micro ou minigeração distribuída, Integrante de Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras, geração compartilhada ou autoconsumo remoto.

A adesão não se aplica a consumidores livres ou especiais, ou seja, consumidores da categoria de comercialização que adquirem energia elétrica no ambiente de contratação livre diretamente com geradores ou comercializadores.

A forma de conexão com o sistema, incluindo quantidade de fases e nível de tensão, é definida de acordo com a potência disponibilizada para a unidade consumidora, além de considerar as características dos equipamentos elétricos existentes na instalação (Especificação Técnica nº 122, 2018). Para a Enel Distribuição Ceará, as formas de conexão são indicadas na Tabela 8.

Tabela 8 – Formas de Conexão Enel Distribuição Ceará

Potência Disponibilizada (kW)	Tensão Nominal (V)	Sistema Elétrico
≤ 10	220	Baixa Tensão (monofásico)
> 10 e ≤ 20	380	Baixa Tensão (bifásico)
> 20 e ≤ 75	380	Baixa Tensão (trifásico)
> 75 e ≤ 5000	13800 / 69000	Média Tensão / Alta Tensão

Fonte: Adaptado de Especificação Técnica nº 122 - ENEL (2018)

A norma ainda especifica que é vedada a divisão da central geradora em unidades de menor porte para se enquadrar aos limites de potência para micro ou minigeração (Especificação Técnica nº 122, 2018).

O padrão de entrada, ou seja, a instalação elétrica que permite a ligação da UC à rede, onde será conectado o inversor, deve seguir as especificações de acordo com seu tipo de conexão, se na baixa, média ou alta tensão, descritos no item 6.5.1 da Especificação Técnica nº 122.

3.2.3 Procedimentos de Acesso

Segundo o item da seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, para as centrais geradoras classificadas como micro ou minigeração distribuída são obrigatórias apenas as etapas de solicitação de acesso e parecer de acesso ao sistema de

distribuição. O formulário de solicitação deve ser preenchido pelo acessante e entregue à Enel Distribuição Ceará junto com o projeto de instalações de conexão e os demais documentos necessários, específicos do tipo de geração distribuída que será conectada ao sistema de distribuição. Os consumidores do grupo B podem realizar a solicitação de acesso através de qualquer canal de atendimento, porém os consumidores do grupo A devem realizar a solicitação diretamente com o executivo de conta da UC (Especificação Técnica nº 122, 2018).

Com a entrega da solicitação, a distribuidora elabora a resposta formal à solicitação denominada Parecer de Acesso. No Parecer são definidas as condições de acesso do empreendimento, apresentando as características do ponto de entrega, a tensão nominal de conexão, o orçamento da obra juntamente com a relação de obras de responsabilidade da concessionária, as responsabilidades do acessante, entre outros. Caso seja verificado na vistoria que exista uma diferença entre os dados declarados e o que foi executado, a distribuidora pode anular o Parecer ou em caso de informação ausente, a concessionária notificará o acessante e ele deverá garantir o retorno das informações em um prazo de até 15 (quinze) dias (Especificação Técnica nº 122, 2018).

Além do Parecer de Acesso, a distribuidora também encaminha ao acessante o Relacionamento Operacional, que consiste em um documento que descreve as principais condições referentes ao relacionamento operacional entre o proprietário de uma microgeração distribuída e a concessionária. No caso dos minigeradores, esse documento é denominado Acordo Operativo. O acordo ou relacionamento operacional deve ser assinado e devolvido à concessionária até a data de aprovação do ponto de conexão na vistoria (Especificação Técnica nº 122, 2018).

Após a solicitação de acesso os prazos para efetivação da Conexão pela concessionária são os descritos na Tabela 9.

Tabela 9 – Prazos para efetivação da conexão

Etapas	Tipo de Conexão			
	Microgeração sem obra (dias)	Minigeração sem obra (dias)	Microgeração com obra (dias)	Minigeração com obra (dias)
Emitir Parecer	15	30	30	60
Solicitar Vistoria			120	
Realizar Vistoria			7	
Entregar relatório de Vistoria			5	
Aprovação Ponto de Conexão			7	

Fonte: Adaptado de Especificação Técnica nº 122 - ENEL (2018)

3.2.4 Requisitos Técnicos

No que tange aos requisitos técnicos, a norma cita sobre o sistema de medição o qual se aplicam as considerações da REN nº 687/2015 vistas no item 3.1.4 desse trabalho. Se não houver a necessidade de aumento da potência disponibilizada, a distribuidora não pode exigir a adequação do padrão de entrada da UC para substituir o sistema de medição, exceto se o padrão não estiver atendendo as normas técnicas da época de sua primeira ligação ou haja alguma incompatibilidade técnica para instalação do novo sistema (Especificação Técnica nº 122, 2018).

Os requisitos técnicos de proteção do sistema exigem na Especificação Técnica nº 122 que além das proteções instaladas nas UCs, as unidades geradoras devem possuir os requisitos mínimos de proteção em função de sua potência instalada, conforme já discutido no item 2.2.3.2.2 desse trabalho. A distribuidora pode ainda propor proteções adicionais, desde que justificadas tecnicamente em função das características específicas do sistema acessado, exceto para microgeração distribuída (Especificação Técnica nº 122, 2018).

Essa seção da norma também cita os ajustes de proteção necessários ao funcionamento seguro do sistema. São realizados ajustes de tensão, de forma a evitar sub ou sobretensão, ajustes de sub e sobrefrequência, ajuste do tempo máximo de injeção de componente CC na rede elétrica, ajustes de distorção harmônica máxima, entre outros. Os ajustes podem ser realizados no inversor ou em relés de proteção, a depender de onde os equipamentos de proteção estarão instalados. No caso da minigeração distribuída, mesmo as proteções estando inseridas no inversor, deve haver redundância externa de proteção (Especificação Técnica nº 122, 2018).

Outro ponto importante citado pela Especificação Técnica nº 122 para sistemas conectados à rede por meio de inversores, é a necessidade de apresentação de certificados atestando que os inversores foram ensaiados e aprovados conforme normas técnicas brasileiras ou internacionais, ou o número de registro da concessão do Inmetro, de forma a atender aos requisitos de segurança e qualidade estabelecidos na seção 3.7 do Módulo 3 do Prodist.

A efetivação da conexão é condicionada à conclusão das obras, quando necessárias, e à aprovação do ponto de conexão realizada após vistoria e verificação das instalações de conexão por parte da distribuidora (Especificação Técnica nº 122, 2018).

3.3 Premissas para Implantação de Sistemas FV em Zonas Aeroportuárias

Por se tratar da instalação de um sistema FV em um empreendimento dentro da comunidade aeroportuária, é imprescindível que sua implementação siga em observância com os regulamentos e recomendações das autoridades da Aviação Civil, de modo que o projeto não se torne um obstáculo, impactando na navegabilidade aérea do aeroporto, e seja inviabilizado.

Segundo o disposto no Regulamento Brasileiro de Aviação Civil - RBAC nº 154/2019, documento elaborado pela Agência Nacional de Aviação Civil (ANAC) que retrata sobre projetos em aeródromos, em sua subparte C, existem áreas onde o posicionamento de estruturas e determinadas atividades são restritas ou proibidas, como a Zona Livre de Obstáculos, em inglês *Obstacle Free Zone* (OFZ), Área de Segurança de Fim de Pista, em inglês *Runway End Safety Area* (RESA), além de delimitações próximo a pista de pouso e decolagem (PPD). Dessa forma, a implementação do sistema deve ficar fora dessas áreas restritas.

Além disso, em um estudo realizado por Falcão, Carvalho e Sousa (2018) *apud* Mostafa *et al* (2016), onde utilizou-se o modelo de matriz de risco disposto no Apêndice 3 do Guia para Elaboração de Manual de Gerenciamento da Segurança Operacional (MGSO) desenvolvido em 2016 pela ANAC, foram apontados os principais riscos potenciais na implantação de sistemas FV em aeroportos: Refletividade dos módulos; interferência nos sistemas de comunicação, riscos ambientais e desprendimento de parte do sistema fotovoltaico.

3.3.1 Refletividade dos Módulos

Como visto anteriormente, os módulos FV são os responsáveis por converter a irradiação solar em eletricidade. Eles são fabricados de modo a absorver o máximo de radiação solar possível e ainda recebem uma camada anti-reflexiva para evitar que parte dessa radiação seja refletida. Em vista disso, os módulos atuais refletem apenas cerca de 2% da radiação solar incidente sobre eles, no entanto ainda assim é necessário adotar algumas medidas de mitigação de risco para garantir que se houver refletividade dos módulos, isso não prejudique a navegabilidade aérea (FALCÃO; CARVALHO; SOUSA, 2018).

Conforme Falcão, Carvalho e Sousa (2018) *apud* Mostafa *et al* (2016), seguem algumas ações podem ser adotadas como medidas de prevenção para reduzir o risco de refletividade dos módulos:

- a) Realização de estudos preliminares na etapa de projeto com a utilização de softwares que determinam se pode haver reflexo da radiação solar se o módulo for instalado em determinada posição;
- b) Instalação dos módulos, conforme visto no item anterior, longe das cabeceiras de aproximação, pouso e decolagem de aeronave, assim como longe das áreas restritas conforme RBAC n° 154/2019;
- c) Utilização de módulos que possuam camada anti-reflexiva, sejam escuros e fabricados com materiais que absorvam a luz;
- d) Instalação do conjunto de módulos de modo a ficarem de costas às rotas e operações no horário do pôr do sol.

3.3.2 Interferência nos Sistemas de Comunicação

Outro risco potencial encontrado foi a interferência eletromagnética que os equipamentos eletrônicos do sistema FV podem causar nos sistemas aeronáuticos como sinais de radares, sistemas de auxílio à navegação e pouso, entre outros. Dessa forma, deve-se avaliar o local onde será instalado o sistema FV, garantindo que o sistema seja alocado a uma distância segura de aproximadamente 76 a 152 metros dos sistemas de navegação existentes, além de utilizar cabos e quadros blindados e utilizar inversores que possuam filtros ou possam ser protegidos em locais blindados (FALCÃO; CARVALHO; SOUSA, 2018).

3.3.3 Riscos Ambientais

O terceiro risco citado é referente aos riscos ambientais advindos da instalação de sistemas FV em aeroportos, principalmente no que diz respeito a riscos causados por animais. Normalmente já é feito um estudo nos aeroportos para desviar o percurso de aves assim como de pequenos animais para o longe da zona aeroportuária, porém os animais podem se sentir atraídos pelas estruturas do sistema e, no caso de pássaros, pode ocorrer de voarem em direção às aeronaves, causando impactos indesejáveis (FALCÃO; CARVALHO; SOUSA, 2018).

A partir do exposto, como medida de mitigação de riscos pode-se citar a inclusão de proteções, como cercas, para evitar a permanência de animais no local de instalação do sistema, a intensificação de medidas para dissuadir os animais a não entrarem em zonas aeroportuárias, entre outros (FALCÃO; CARVALHO; SOUSA, 2018).

3.3.4 Desprendimento de Partes do Sistema FV

Além dos riscos citados anteriormente, também foi avaliado no estudo de Falcão, Carvalho e Sousa (2018) *apud* Mostafa *et al* (2016), o risco de desprendimento de partes do sistema FV, por diversos motivos, gerando o risco dessas partes atingirem aeronaves, equipamentos ou pessoas. Como forma de mitigação pode-se citar a correta fixação de todas as peças inerentes aos módulos FV assim como suas estruturas de sustentação, periodicamente examinar a fixação das peças dos módulos e realizar manutenções preventivas, utilizar, se necessário, barreiras de proteção para manter as peças que se soltem longe das pistas do aeroporto (FALCÃO; CARVALHO; SOUSA, 2018).

3.4 Premissas para Instalação de Sistemas FV em áreas classificadas

Por se tratar de uma instalação que armazena, manipula e comercializa combustíveis inflamáveis, é necessário realizar uma análise quanto às áreas classificadas da instalação.

Áreas classificadas são regiões da instalação nas quais a probabilidade da presença de uma atmosfera explosiva é significativa. Entende-se por atmosfera explosiva a mistura com ar, em condições atmosféricas, de substâncias inflamáveis sob a forma de gases, vapores, névoas ou poeiras, na qual, após ignição, a combustão se propaga a toda a mistura não queimada, ou seja, possibilita a ocorrência de explosões. Por isso, torna-se necessário ter precaução na utilização de equipamentos elétricos, pois eles atuam como fontes de ignição nessas áreas.

Segundo as recomendações da norma IEC 60079-10-1:2018 - Classificação de áreas - Atmosferas explosivas de gás, as áreas classificadas são divididas da seguinte forma:

ZONA 0: Área na qual uma mistura de gás/ar, potencialmente explosiva, está presente continuamente ou por grandes períodos de tempo;

ZONA 1: Área na qual uma mistura de gás/ar, potencialmente explosiva, pode estar presente durante o funcionamento normal do processo;

ZONA 2: Área na qual uma mistura de gás/ar, potencialmente explosiva, não está normalmente presente. Caso esteja, será por curtos períodos de tempo.

Assim, é necessário analisar através do mapa de classificação de áreas da instalação, se os possíveis locais de implementação do sistema FV encontram-se nessas zonas para realizar as medidas de mitigação de riscos correta, como por exemplo, a instalação de equipamentos elétricos a prova de explosão.

4 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Seguindo todos os requisitos normativos e orientações para mitigação de possíveis riscos inerentes à implementação de sistemas FV em zonas aeroportuárias, pode-se realizar o dimensionamento do sistema FV de estudo desse trabalho.

Como citado no capítulo 1 o estudo é realizado para 3 cenários.

O primeiro caso é dimensionado com base na área útil disponível no local atualmente, visto que esse seria o fator limitante para instalação do sistema FV.

O segundo caso é determinado baseando-se no consumo Fora de Ponta, pois esse valor é o mais representativo na conta de energia da instalação e é nesse horário que o sistema FV gera energia a compensar no mesmo posto tarifário. Para que esse cenário seja viável é necessário que haja a reforma de outros telhados da instalação para que aumente a área disponível no local como será visto adiante.

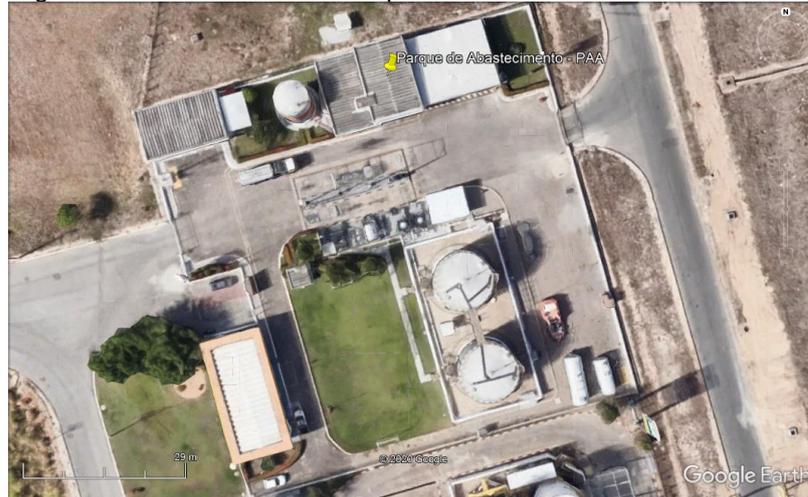
O terceiro caso corresponde à implementação do sistema FV em duas etapas, devido à característica vantajosa desses sistemas serem modulares. Na primeira etapa é implementado o cenário 1 suprimindo uma parte do consumo de acordo com a área útil disponível atualmente e, após a reforma dos telhados, ocorre a segunda etapa instalando o restante do sistema de modo a implementar o segundo caso que supre todo o consumo no horário fora de ponta. Como o terceiro caso utiliza os dois primeiros cenários como base, não é necessário dimensionar novamente, será realizada apenas sua análise financeira no capítulo seguinte.

Para este trabalho não foi considerado o consumo no horário de ponta pois além de não haver geração pelo sistema FV nesse horário, já é utilizado um gerador à diesel para suprir o consumo durante esse período.

4.1 Características Físicas

A instalação onde será implementado o sistema trata-se de um Parque de Abastecimento de Aeronaves (PAA) o qual está localizado no sítio aeroportuário do Aeroporto Internacional Pinto Martins em Fortaleza/CE, apresentando como ponto de georreferenciamento uma latitude de $-3,777401$ graus decimais ($3^{\circ}46'38.64''S$) e longitude de $-38,544279$ graus decimais ($38^{\circ}32'39.40''O$). Na Figura 14 têm-se a visão aérea do local obtida através do software Google Earth.

Figura 14 – Vista aérea do Parque de Abastecimento de Aeronaves



Fonte: Software Google Earth (2020)

O parque possui uma área construída de 1126 m² e destina-se a manter um depósito para fornecimento de combustíveis às aeronaves que utilizam este aeroporto. É dividido em áreas de administração, manutenção/ almoxarifado, pátio de bombas, estacionamento de frotas, bacia de tanques, área de combate à incêndio e subestação elétrica.

4.2 Características Elétricas

O local é alimentado em média tensão (13,8 kV) pela concessionária de energia Enel Distribuição Ceará, sendo então caracterizado como consumidor do Grupo A (subgrupo A4 - tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV) conforme REN n° 414/2010 da ANEEL. Além disso, a instalação é classificada como comercial, sendo comércio atacadista de álcool carburante, biodiesel, gasolina e demais derivados de petróleo.

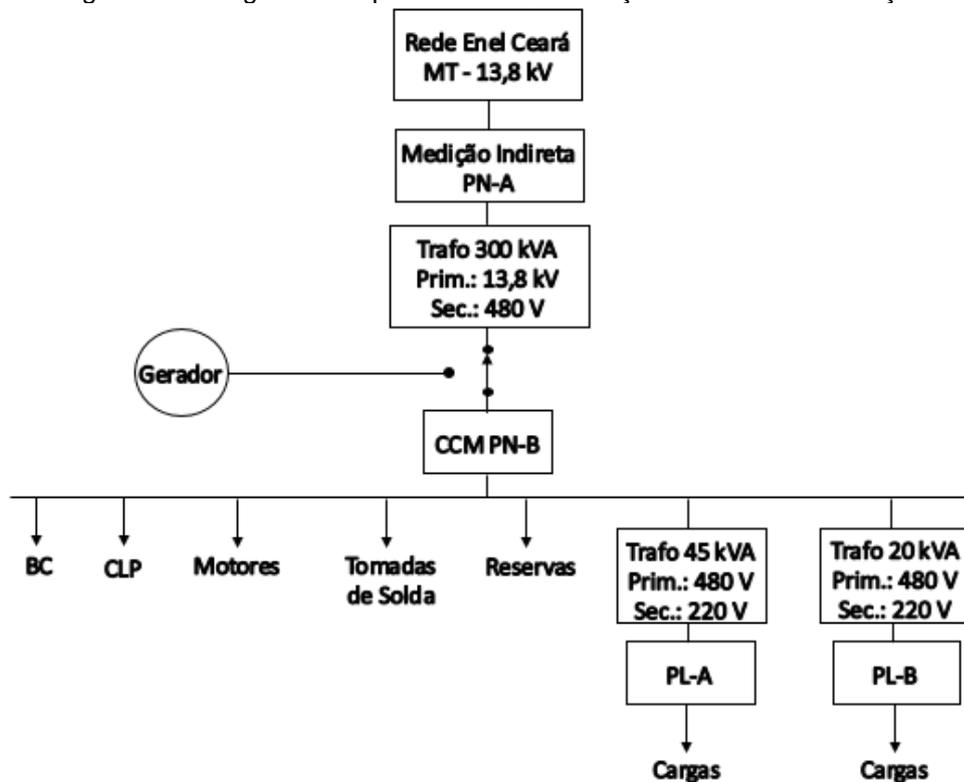
No que diz respeito à modalidade tarifária o parque optou pela modalidade Horosazonal Verde que se caracteriza por apresentar tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (sendo no Ceará o horário de ponta das 17:30 às 20:30 de segunda-feira à sexta-feira, exceto em feriados nacionais, e horário de fora de ponta as demais horas fora desse intervalo), assim como de uma única tarifa de demanda de potência, conforme REN n° 414/2010 da ANEEL. A demanda contratada é de 70 kW.

A instalação elétrica do local é disposta da seguinte forma: O ramal de entrada existente é do tipo aéreo, em média tensão, 13,8 kV, derivando da rede de

distribuição da concessionária. Os cabos seguem subterraneamente para o painel de medição PN-A. Efetuada a medição da energia os cabos são encaminhados até o transformador isolado à óleo com potência de 300 kVA, localizado dentro da subestação, para a tensão ser abaixada para 480 V e alimentar o CCM-PN-B que por sua vez distribui energia para o banco de capacitores, para o comando lógico programável (CLP), para as tomadas de solda, para os motores elétricos e para dois transformadores (TL-A e TL-B) que abaixam a tensão para 220 V e alimentam respectivos painéis (PL-A e PL-B) que suprem as demais instalações elétricas.

Além disso, o Parque de Abastecimento é dotado de um grupo gerador à diesel, da marca FG WILSON, de 350 kVA, com quadro de transferência automática, que em caso de falta de energia elétrica pela concessionária entra em funcionamento instantaneamente para suprir a demanda das instalações elétricas. No cenário atual, o gerador também assume as cargas no horário de ponta conforme mencionado, de forma a diminuir o consumo de energia advindo da concessionária de energia. A Figura 15 apresenta o diagrama simplificado de alimentação elétrica da instalação.

Figura 15 – Diagrama Simplificado de Alimentação Elétrica da Instalação



Fonte: Elaborado pela autora

4.3 Análise do local para instalação do SFCR

A Figura 16 ilustra as possíveis áreas de instalação do sistema, as quais serão analisadas adiante.

Figura 16 – Possíveis áreas de instalação do SFCR



Fonte: Adaptado de Software Google Earth (2020)

4.3.1 Análise do tipo de telhado

A Área 1 correspondente à administração, possui um telhado inclinado (inclinação de 12%) de fibrocimento com área útil de 155 m² e uma platibanda de 1 metro de altura. As áreas 2 e 3, correspondentes à subestação (área útil = 100 m²) e à oficina (área útil = 90m²) respectivamente, possuem telhado composto por amianto, material tóxico à saúde, portanto não serão consideradas para a primeira etapa de instalação do SFCR. A área 4 corresponde ao estacionamento de Frota e apresenta um telhado metálico com área útil de 170 m² e inclinação de 6%.

Para que haja a possibilidade de expandir o sistema FV para o caso 2, será necessária uma reforma para troca do material dos telhados das áreas 2 e 3 aumentando assim a área útil disponível para instalação. Dessa forma, o trabalho seguirá com a análise das 4 possíveis áreas contemplando os 3 cenários propostos.

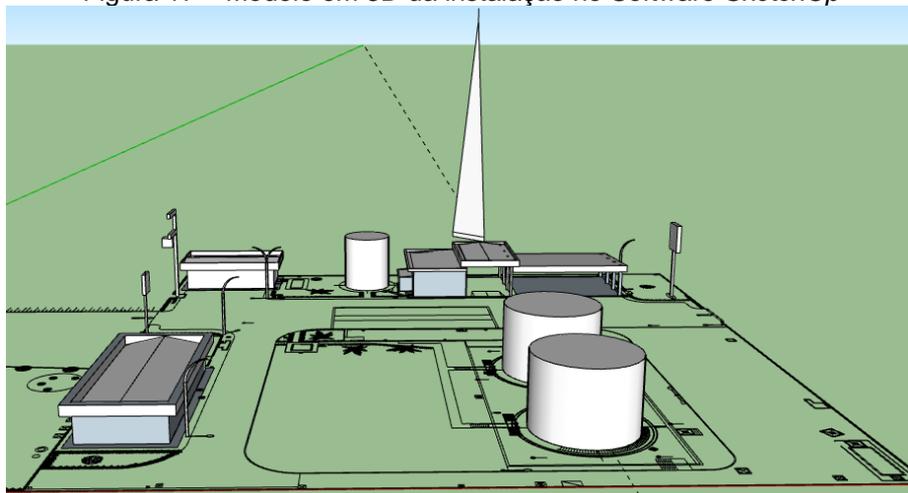
Para este estudo é necessário ressaltar que não foi realizada a análise da estrutura do telhado, sendo recomendada sua realização pela empresa responsável pela instalação do sistema.

4.3.2 Análise de sombreamento

Ao analisar os locais para instalação do sistema é imprescindível que sejam avaliadas possíveis ocorrências de sombreamento. Dessa forma, foi utilizado nessa pesquisa o Software *SketchUp* para realizar essa análise. Essa ferramenta cria e desenvolve modelos em 3D podendo trabalhar em conjunto com programas de mapas aéreos via satélite, permitindo verificar nos arredores da instalação se há locais adjacentes que possam causar sombreamento.

Utilizou-se o projeto arquitetônico no software *AutoCAD* como base para fazer o projeto 3D da instalação no *SketchUp* obtendo assim o modelo ilustrado na Figura 17. No modelo também foi representada uma torre de telecomunicações situada próxima à instalação para estudar possíveis sombreamentos advindos dela.

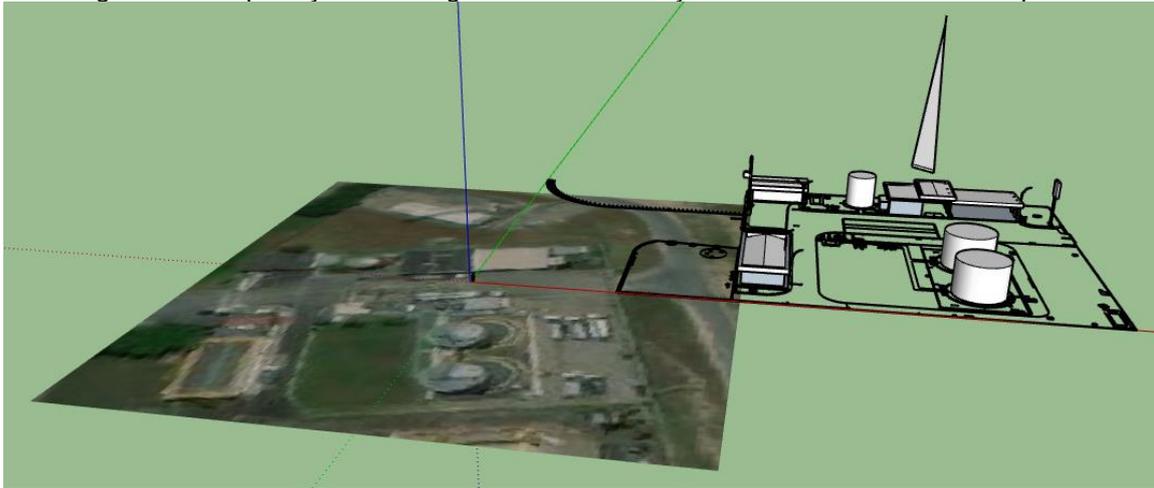
Figura 17 – Modelo em 3D da instalação no Software *SketchUp*



Fonte: Elaborado pela autora

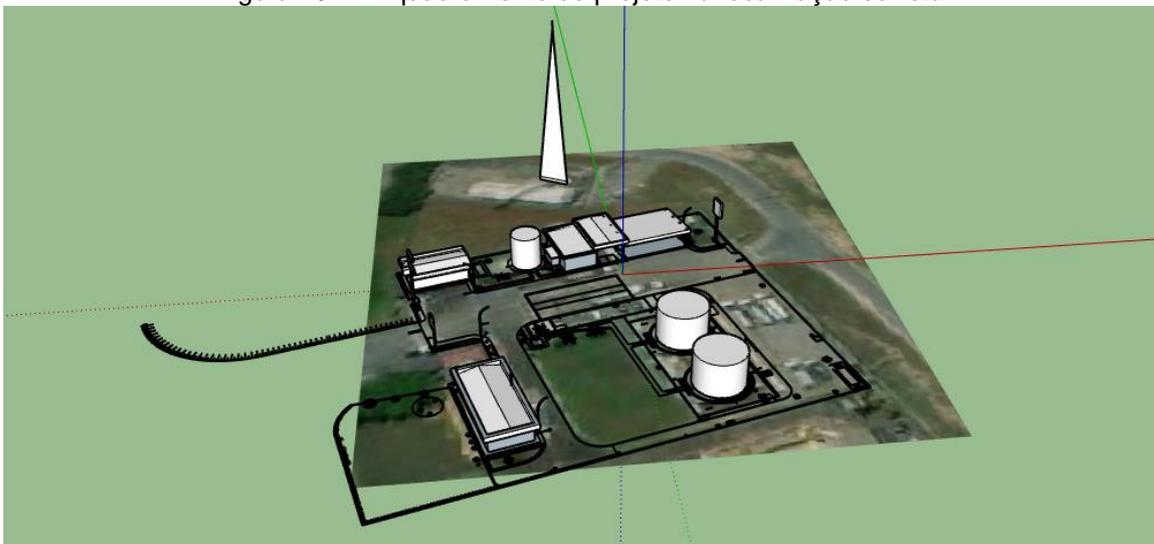
Através da ferramenta *Geo-location* do *SketchUp* foi possível ajustar a referência geográfica, permitindo assim fazer a correta análise de sombreamento pois indica a real trajetória do sol no local. Essa função importa objetos do software *Google Earth* ao colocar as coordenadas do local e, com isso, é possível enquadrar o modelo 3D no seu local correspondente no mapa real. A Figura 18 e a Figura 19 demonstram o enquadramento correto.

Figura 18 – Importação do Google Earth e localização inicial do modelo fora do plano



Fonte: Elaborado pela autora

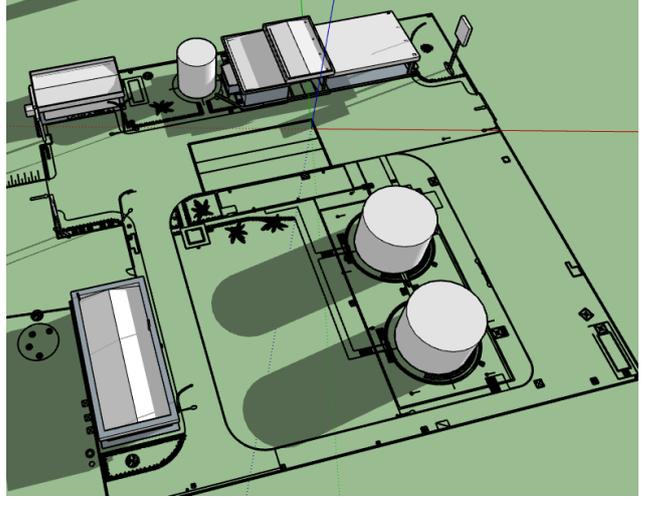
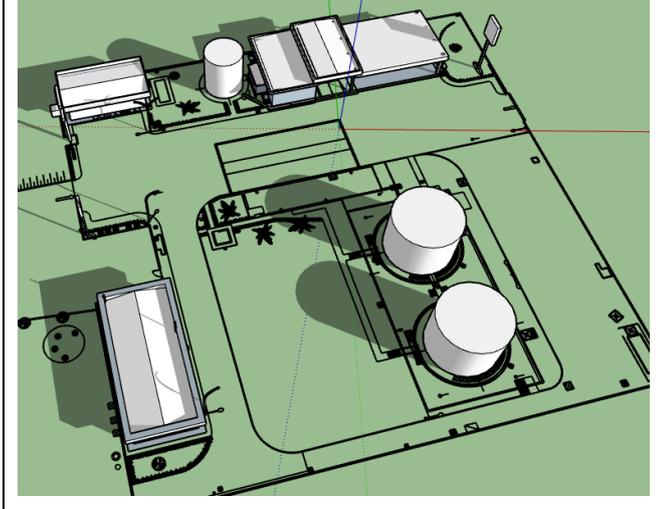
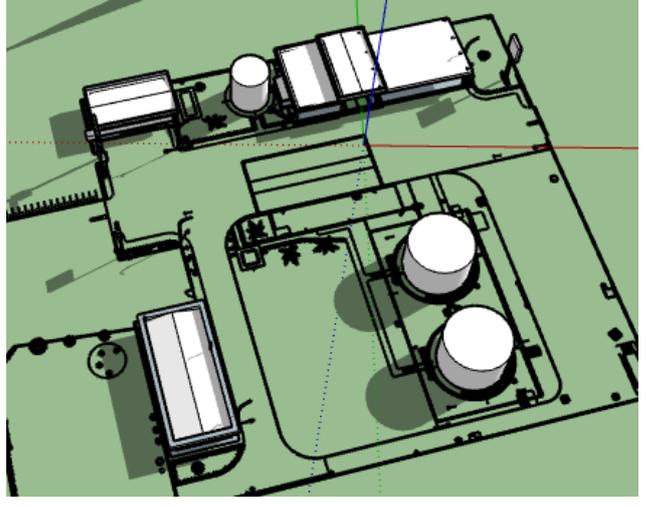
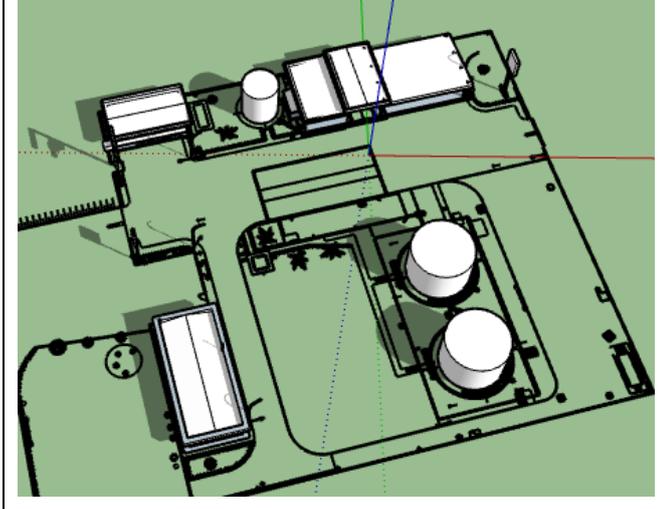
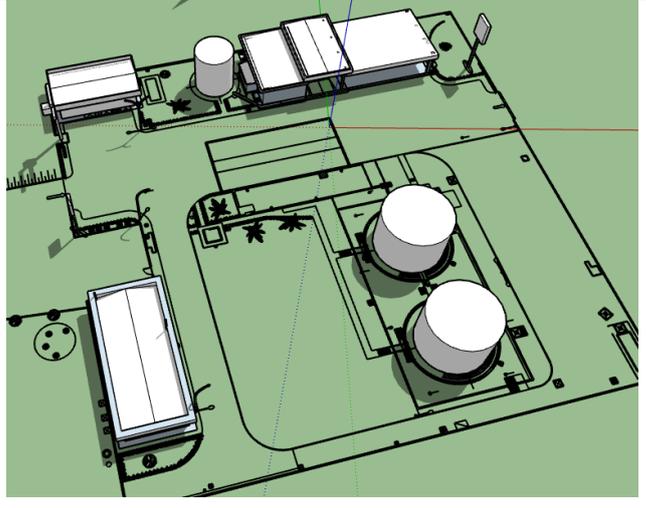
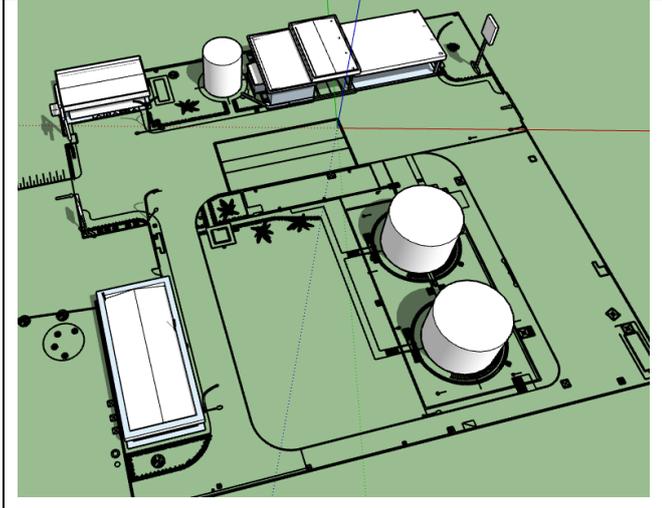
Figura 19 – Enquadramento do projeto na localização correta

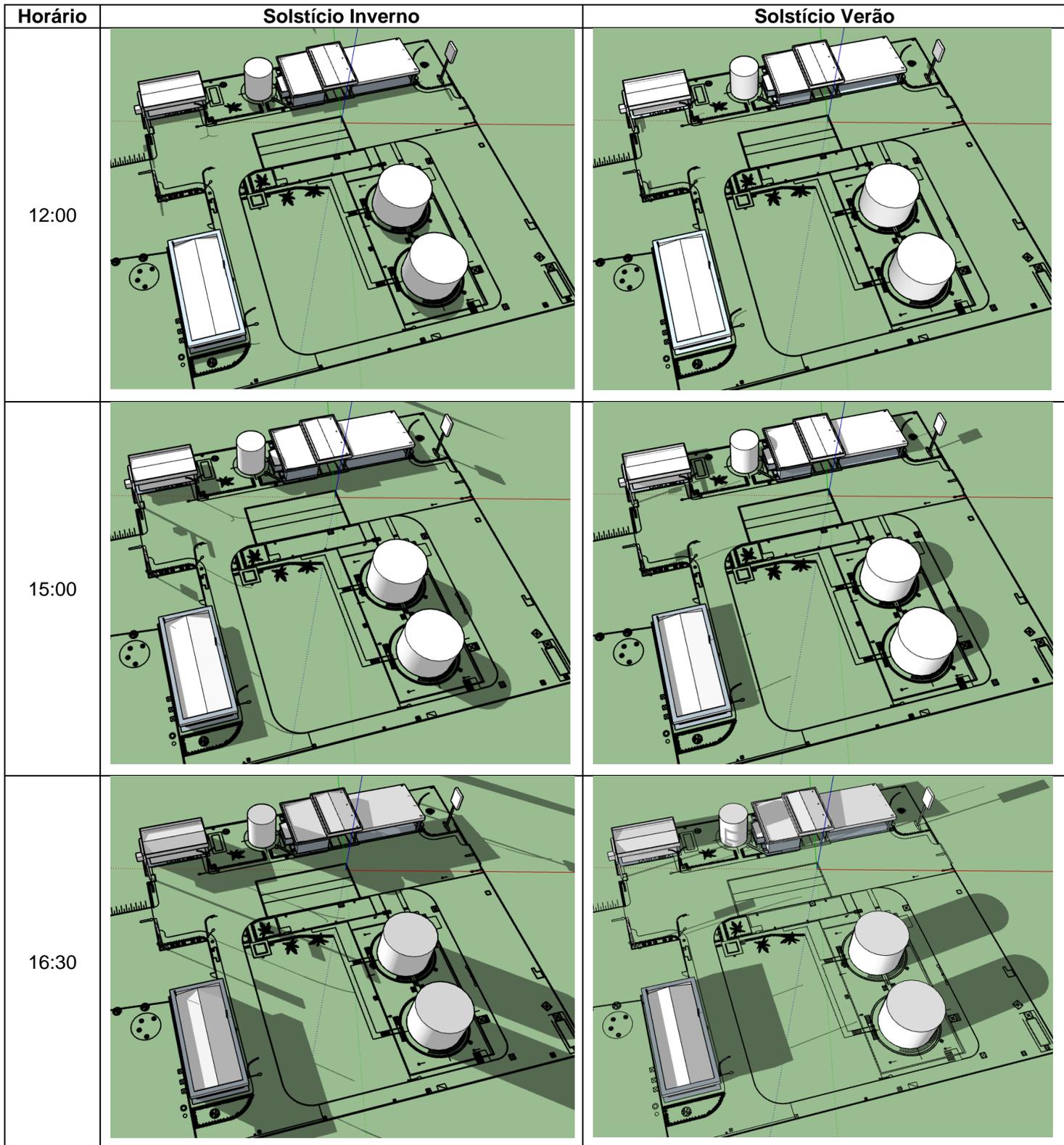


Fonte: Elaborado pela autora

Após o correto georreferenciamento do modelo 3D foi feita a análise de sombreamento das possíveis áreas de instalação do sistema. O estudo foi realizado levando em consideração as datas de Solstício de Inverno (21 de junho) e Solstício de Verão (21 de dezembro), tendo em vista que nessas datas específicas o Sol atinge o maior grau de afastamento angular da linha do Equador. Além disso, foram escolhidos horários no intervalo de 7 h às 17h para análise como pode ser visto na Figura 20.

Figura 20 – Análise de Sombreamento do Modelo 3D no Software SketchUp

Horário	Solstício Inverno	Solstício Verão
07:00		
08:00		
10:00		



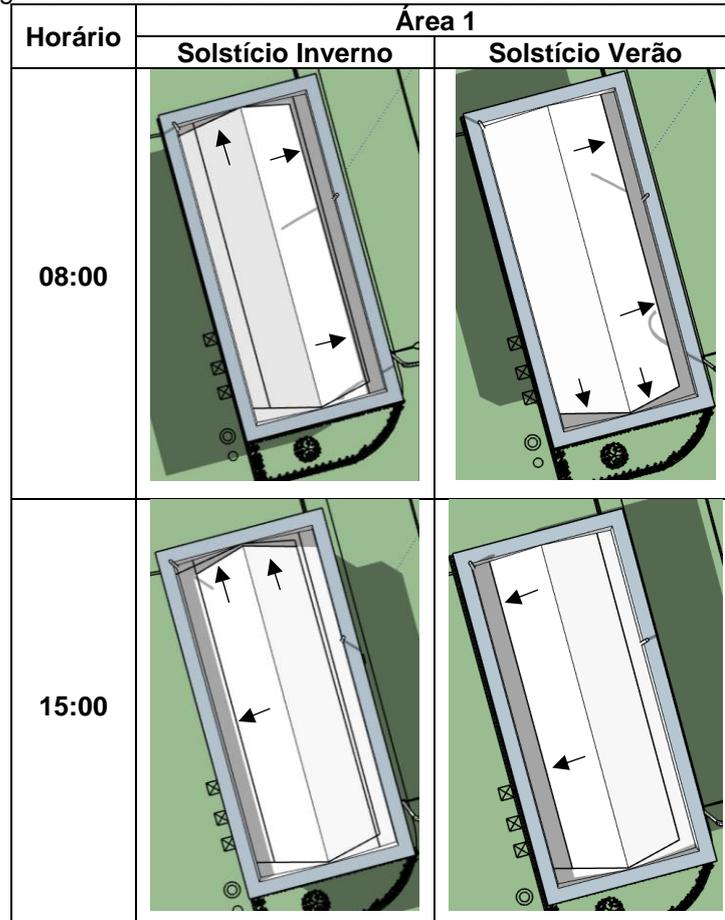
Fonte: Elaborado pela autora

Através da análise da Figura 20 é possível verificar nas possíveis áreas de instalação do sistema FV que os horários com maior sombreamento ocorrem entre 06:00 e 08:00 hs e entre 15:00 e 16:30 hs, devido principalmente à presença da

platibanda nos telhados das áreas de estudo, sendo necessário nesse intervalo verificar o alcance das sombras para evitar instalar os módulos nesses locais.

Assim, para esses horários foi contornado o sombreamento nas coberturas de modo a delimitar a nova área útil dos locais de instalação, para o caso 1 conforme ilustrado nas Figuras 21 e 22 e para os casos 2 e 3 nas Figuras 23 e 24. É possível visualizar nas figuras setas pretas indicando as áreas sendo contornadas por linhas conforme projeção das sombras.

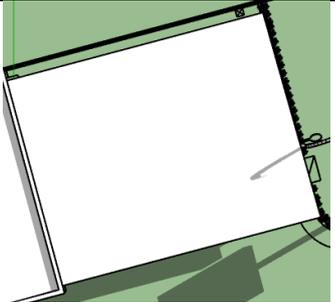
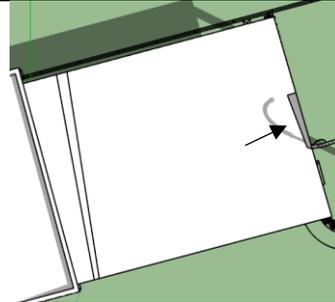
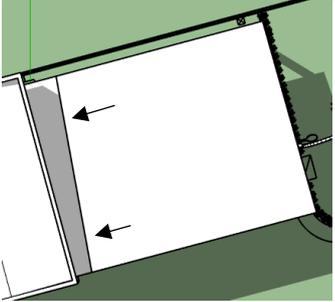
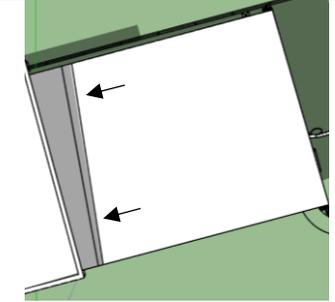
Figura 21 – Contorno da área sombreada na Área 1 Administração



Fonte: Elaborado pela autora

Com as novas demarcações a partir da delimitação das sombras, para a Área 1 referente à administração, a nova área útil é 112,53 m².

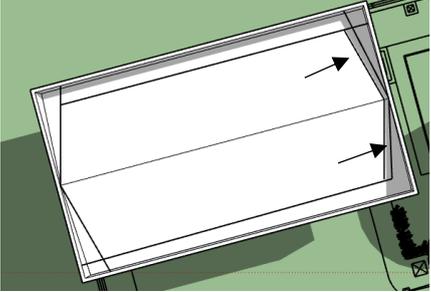
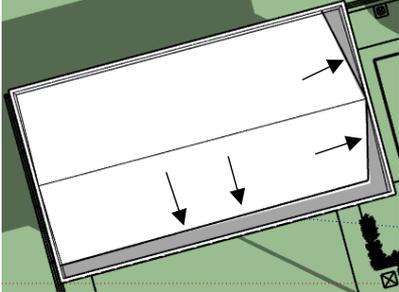
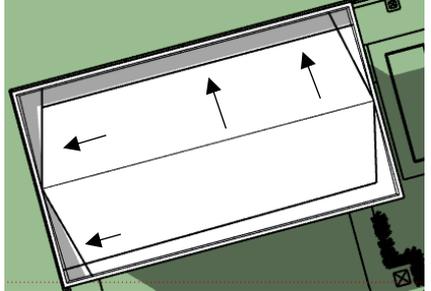
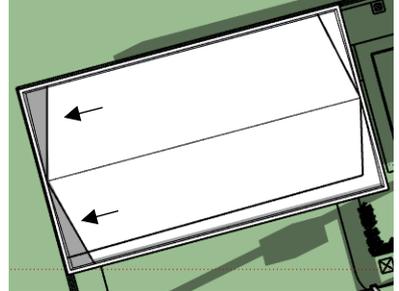
Figura 22 – Contorno da área sombreada na Área 4 Estacionamento

Horário	Área 4	
	Solstício Inverno	Solstício Verão
08:00		
15:00		

Fonte: Elaborado pela autora

Com as novas demarcações a partir da delimitação das sombras, para a Área 4 referente ao estacionamento de frota, a nova área útil é 151,79 m².

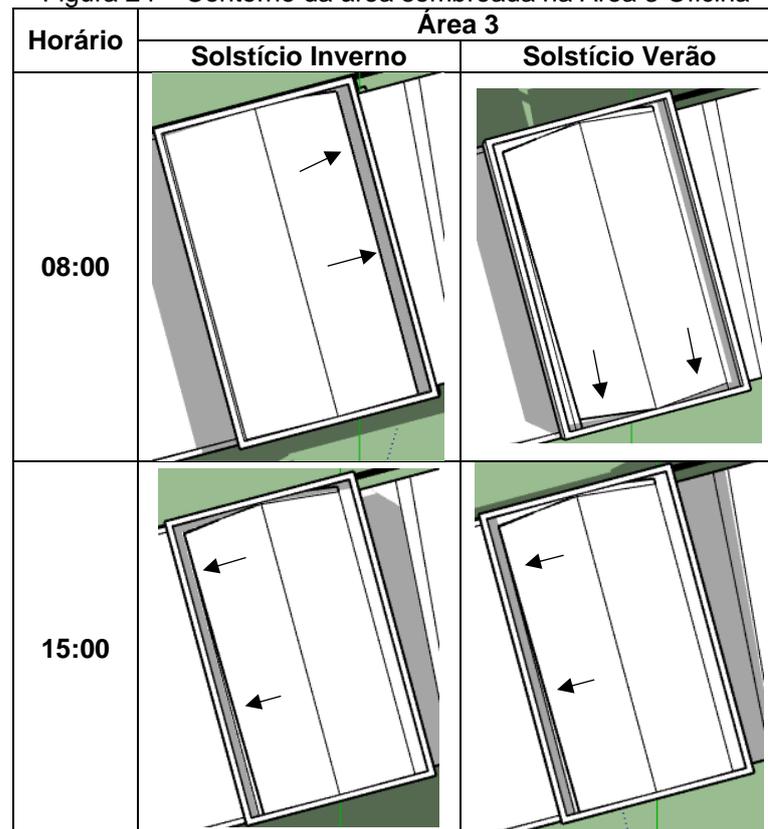
Figura 23 – Contorno da área sombreada na Área 2 Subestação

Horário	Área 2	
	Solstício Inverno	Solstício Verão
08:00		
15:00		

Fonte: Elaborado pela autora

Com as novas demarcações a partir da delimitação das sombras, para a Área 2 referente à subestação, a nova área útil é 80 m².

Figura 24 – Contorno da área sombreada na Área 3 Oficina



Fonte: Elaborado pela autora

Com as novas demarcações a partir da delimitação das sombras, para a Área 3 referente à oficina, a nova área útil é 73 m².

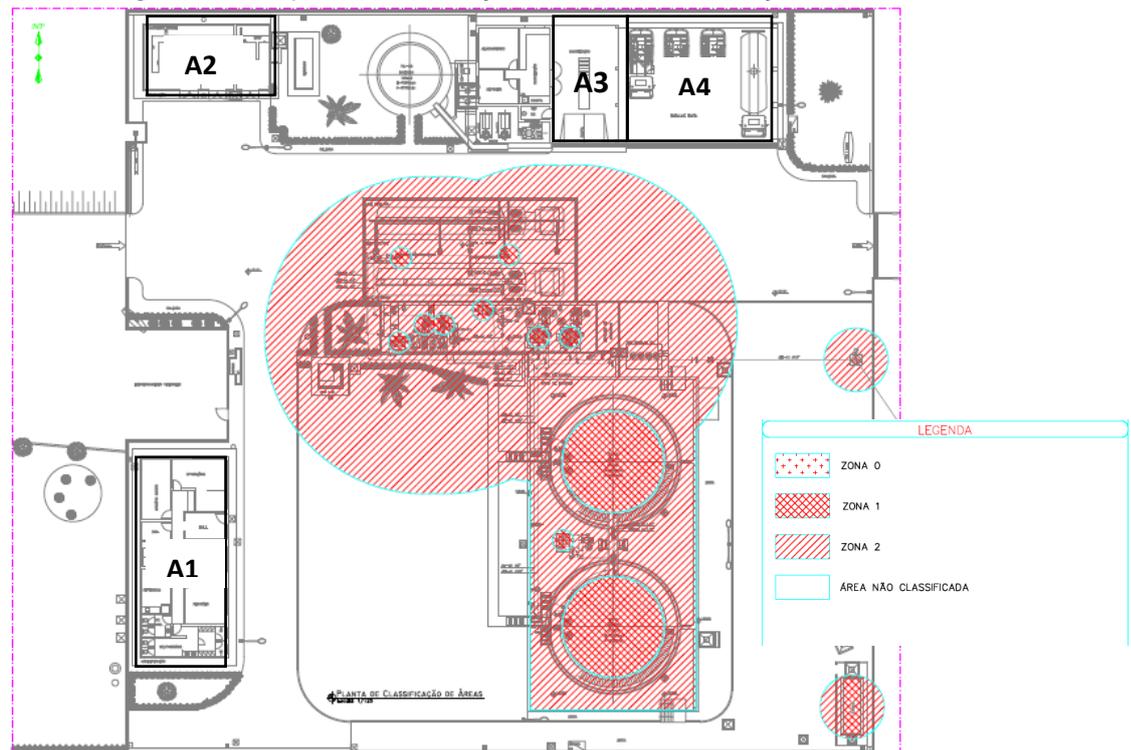
4.3.3 Análise de Áreas Classificadas

Além da análise de sombreamento outro aspecto de suma importância que deve ser avaliado para esse tipo de instalação é o estudo quanto às áreas classificadas conforme visto no capítulo 3.

Para avaliação desse aspecto foi disponibilizado o mapa de Classificação de Áreas do local, representado na Figura 25, o qual foi feito com base na Norma da Petrobrás N-2167 que diz respeito a Classificação de Áreas para Instalações Elétricas em Unidades de Transporte de Petróleo, Gás e Derivados.

Foi verificado no mapa que as possíveis áreas estudadas para implementação do SFCR não estão localizadas no perímetro de zonas de áreas classificadas, podendo ser feita a instalação do sistema sem a necessidade de utilizar equipamentos a prova de explosão, a não ser que seja solicitado pela empresa como forma de precaução.

Figura 25 – Mapa de Classificação de Áreas da Instalação



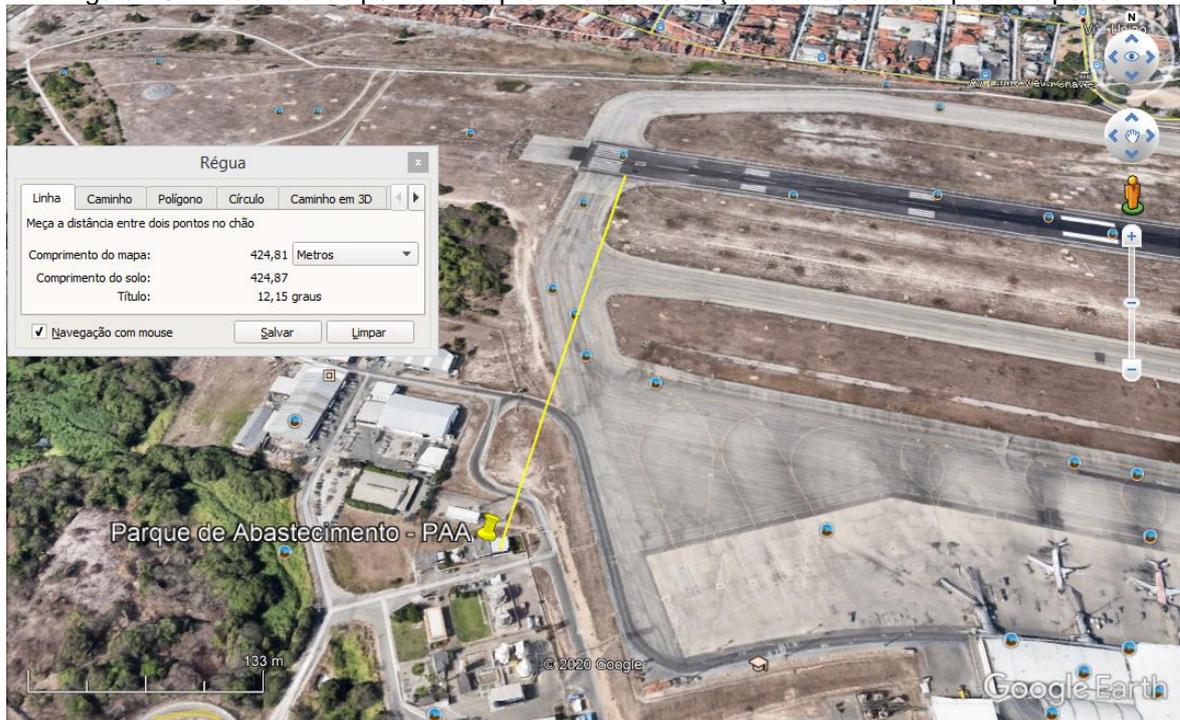
Fonte: Adaptado de Raízen Combustíveis S.A. (2011)

4.3.4 Análise quanto a Segurança da Aviação

Conforme visto no capítulo 3, ao fazer um estudo para implementação de um sistema FV em uma área aeroportuária é necessário atentar-se para quatro principais riscos: refletividade dos módulos, interferência nos sistemas de comunicação, riscos ambientais e desprendimento de partes do sistema FV. No que tange aos riscos ambientais e desprendimento de partes do sistema FV, as recomendações para mitigações de risco são pertinentes à aquisição e manutenção do sistema, já os demais riscos precisam ser observados durante a fase do projeto.

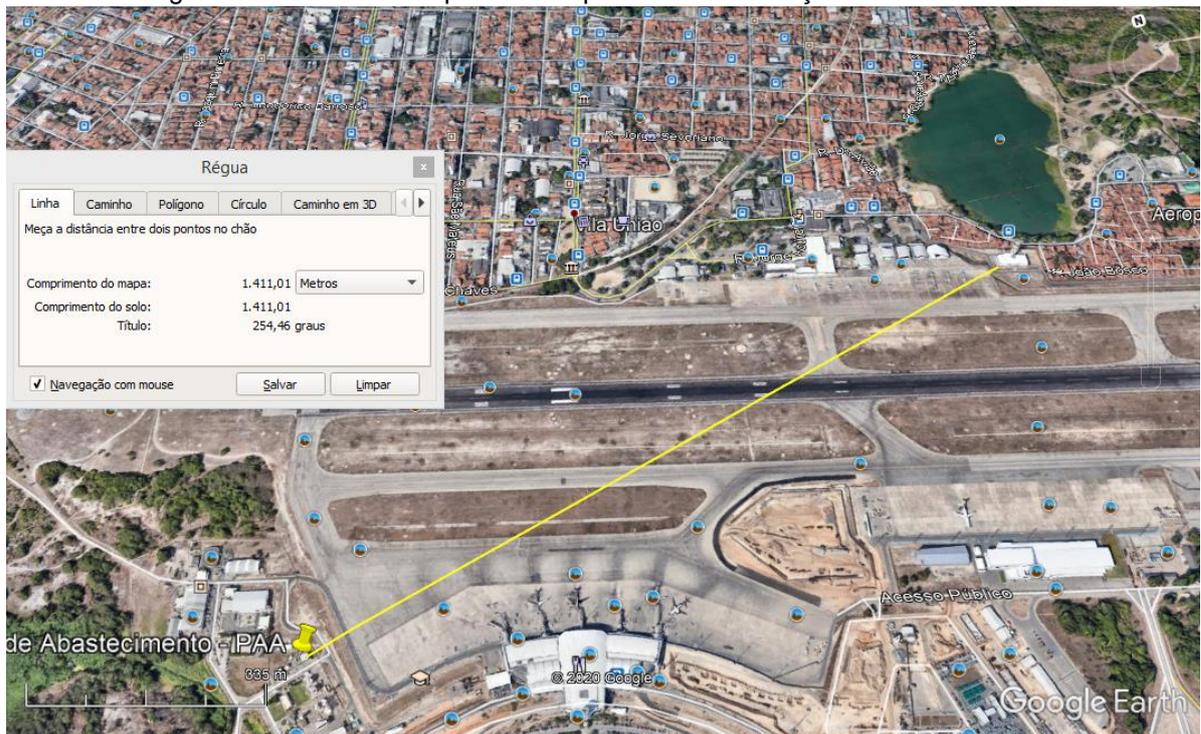
Segundo Falcão, Carvalho e Sousa (2018), para o risco de interferência nos sistemas de comunicação, o recomendado é que o SFCR seja instalado a uma distância de 250 a 500 pés (76,2 a 152,4 metros) dos sistemas de navegação existentes para minimizar o bloqueio dos sinais de radar. Dessa forma, analisando a possível área de instalação do SFCR que mais se aproxima da cabeceira da pista de pouso e da torre de controle (área 4 - estacionamento), verificou-se através do Software Google Earth conforme ilustrado nas Figuras 26 e 27, que esse ponto está a uma distância de aproximadamente 430 m da cabeceira e quase 1,5 km da Torre de controle, distâncias que atendem ao recomendado.

Figura 26 – Distância do ponto mais próximo da instalação à cabeceira da pista de pouso



Fonte: Adaptado de Software Google Earth (2020)

Figura 27 – Distância do ponto mais próximo da instalação à Torre de Controle



Fonte: Adaptado de Software Google Earth (2020)

Além desses pontos também existe uma torre de telecomunicações próxima à instalação (aproximadamente 40 m de distância). Dessa forma, como

medida de mitigação do risco, o estudo indica a utilização de cabos blindados e instalação de inversores com filtros e em locais protegidos.

O outro risco que deve ser observado na fase de projeto é o que diz respeito à refletividade dos módulos. Como medidas de redução do risco foram citadas no capítulo 3:

- a) Instalação dos módulos longe das cabeceiras de aproximação, pouso e decolagem de aeronave, o que como visto na Figura 26, o ponto mais próximo do possível local de instalação do SFCR está localizado a uma distância segura dessas áreas;
- b) Utilização de módulos que possuam camada anti-reflexiva, sejam escuros e fabricados com materiais que absorvam a luz, ponto que deve ser observado na aquisição dos módulos;
- c) Realização de estudos preliminares na etapa de projeto com a utilização de softwares que determinam se pode haver reflexo da radiação solar se o módulo for instalado em determinada posição.

Para o item 'c' foi utilizada a ferramenta *on-line Forge Solar* (SIMS, 2019), a qual é licenciada pela *Sandia National Laboratories* e permite analisar a refletividade de sistemas FV. A ferramenta é paga, porém oferece uma versão de teste gratuita que atende as necessidades desse estudo.

Para realizar a análise, primeiro adicionou-se a localização na guia de mapa. Depois, foram demarcados os pontos dos locais desejáveis para a instalação do sistema FV, onde para esse caso foi escolhida a Área 4 (*PV Array 1*) que se aproxima mais da cabeceira da pista de pouso. Além disso, também foram sinalizadas a inclinação dos módulos e o ângulo em relação ao Norte. Em seguida foram demarcados os pontos de interesse que representam as rotas de pouso e decolagem das aeronaves (FP 1 e FP 1-2), além da demarcação da Torre de Controle (*ATCT*). As demarcações podem ser observadas na Figura 28.

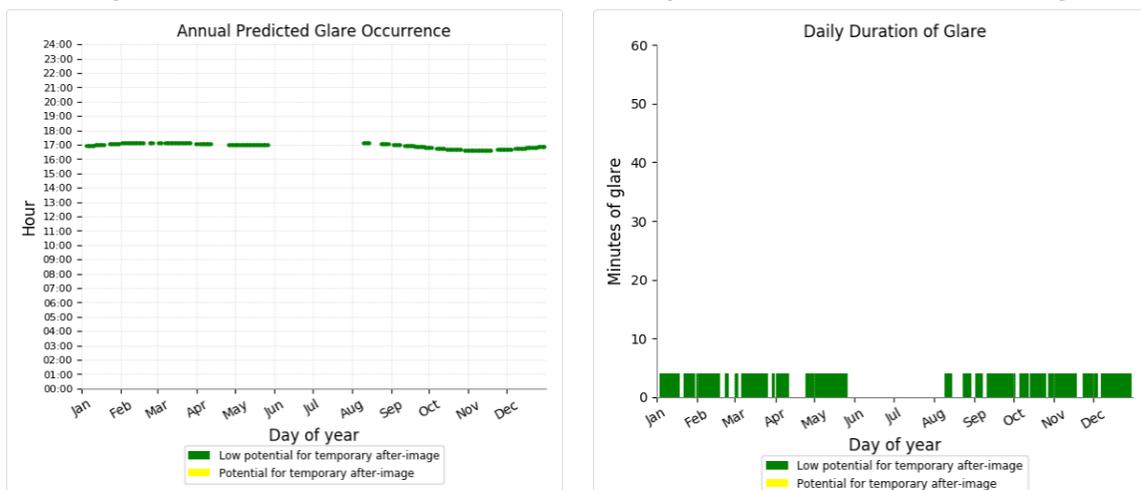
Figura 28 – Pontos de Interesse para Análise de Refletividade dos Módulos



Fonte: Elaborado pela Autora com base na Ferramenta *Forge Solar* (2020)

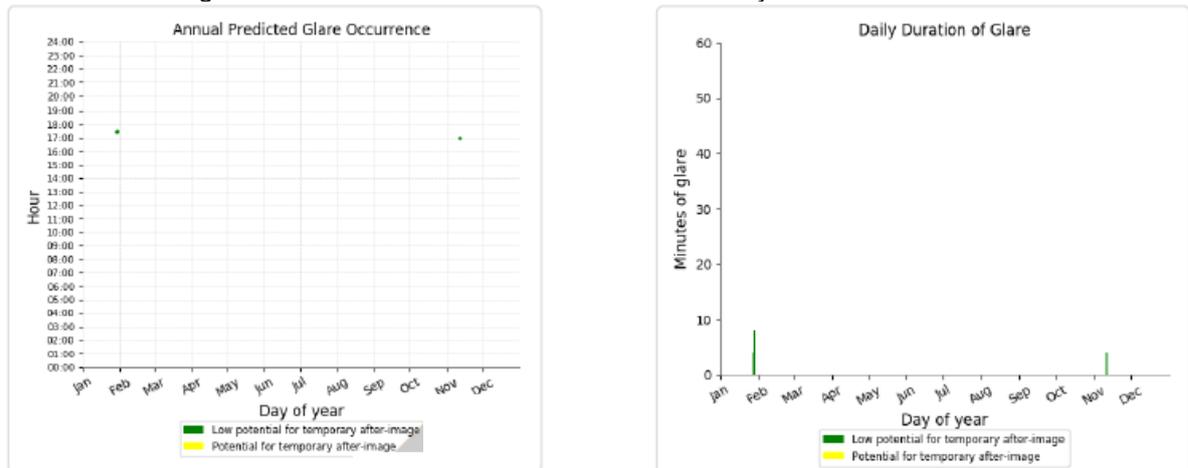
Com a demarcação dos pontos e inserção dos dados, o relatório da ferramenta concluiu que a instalação do SFCR nessa área apresenta um baixo potencial de gerar refletividade nos módulos, podendo haver apenas alguns minutos de baixa reflexão após às 17:00 com baixo potencial para causar reflexo temporário pela visão dos pilotos nas rotas de pouso e decolagem, conforme Figura 29 e alguns minutos nos meses de fevereiro e novembro após as 17:00 com baixo potencial para causar reflexo temporário pela visão da Torre de Controle, conforme Figura 30.

Figura 29 – Refletividade do Sistema FV em relação às Rotas de Pouso e Decolagem



Fonte: Elaborado pela Autora com base na Ferramenta *Forge Solar* (2020)

Figura 30 – Refletividade do Sistema FV em relação à Torre de Controle



Fonte: Elaborado pela Autora com base na Ferramenta *Forge Solar* (2020)

Com isso, a partir das análises realizadas foi possível concluir que as áreas de instalação do SFCR são:

Para o Cenário 1:

Área 1 – Administração - Área útil: 112,53 m².

Área 4 – Estacionamento de Frota - Área útil: 151,79 m².

Área útil total: 263 m².

Para os Cenários 2 e 3 (adicionando as áreas 2 e 3):

Área 2 – Subestação - Área útil: 80 m².

Área 3 – Oficina - Área útil: 73 m².

Área útil total: 416 m².

4.4 Consumo de Energia Elétrica

Através da análise da conta de energia do local foi possível realizar o levantamento do consumo anual da instalação no período de abril de 2019 a março de 2020, o qual está descrito na Tabela 10.

É necessário pontuar que não há previsão para aumento do consumo de energia do local nos próximos anos, então será considerado para este trabalho apenas o consumo atual.

Tabela 10 – Consumo de Energia Elétrica do Local

Consumo (kWh)			
Mês	Hora Fora ponta	Hora Ponta	Consumo Total
abr/19	11.012	233	11.245
mai/19	9.154	272	9.426
jun/19	8.503	21	8.524
jul/19	10.210	5	10.215
ago/19	10.012	213	10.225
set/19	9.383	81	9.464
out/19	10.396	141	10.537
nov/19	10.182	302	10.484
dez/19	10.638	622	11.260
jan/20	12.372	706	13.078
fev/20	10.363	582	10.945
mar/20	12.922	791	13.713
Soma Anual	125.147	3.969	129.116
Média Mensal Anual	10.429	331	10.760

Fonte: Elaborado pela autora

4.5 Irradiação Solar no local

A simulação da irradiação solar incidente no local foi elaborada através da ferramenta on-line SunData v. 3.0 do Centro de Referência das Energias Solar e Eólica Sergio de S. Brito – CRESESB. O programa destina-se ao cálculo da irradiação solar diária média mensal em qualquer ponto do território nacional e foi produzido a partir de um total de 17 anos de imagens de satélite e com informações de mais de 72.000 pontos em todo o território brasileiro (CRESESB, 2018).

Para que a ferramenta realize os cálculos é necessário inserir as coordenadas geográficas do local em graus decimais ou graus, minutos e segundos. Dentre as opções de localidades próximas que a ferramenta disponibilizou, determinou-se qual das estações é a mais próxima do local de estudo. Foi escolhida a estação Fortaleza, a qual está a 2,7 km de distância do local.

Em seguida, foi verificado o cálculo de irradiação no plano inclinado da estação escolhida, representado na Figura 31. Nesse ponto a ferramenta dispõe a média de irradiação solar diária mensal incidida na estação em diversas inclinações. Deve-se escolher a inclinação que mais se aproxime da inclinação do módulo, a qual, segundo Pinho e Galdino (2014), deve ser igual à latitude do local ($3,7^\circ$), porém, conforme visto no item 2.2.2.3 desse trabalho, deve-se adotar uma inclinação mínima do módulo de 10° para reduzir os efeitos de sujidade. Assim, pode-se escolher na

ferramenta tanto o ângulo igual a latitude quanto o maior mínimo mensal, pois ambos são os mais próximos da inclinação do módulo.

Figura 31 – Irradiação Solar diária média mensal em Fortaleza/CE (kWh/m²)

Estação: Fortaleza
Município: Fortaleza, CE - BRASIL
Latitude: 3,801° S
Longitude: 38,549° O
Distância do ponto de ref. (3,777401° S; 38,544279° O): 2,7 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,75	5,77	5,57	4,86	5,19	5,23	5,45	5,89	6,05	6,30	6,34	5,94	5,69	1,48
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	4° N	5,60	5,68	5,56	4,92	5,33	5,41	5,62	6,01	6,08	6,22	6,18	5,77	5,70	1,30
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	3° N	5,64	5,70	5,56	4,91	5,30	5,37	5,58	5,99	6,07	6,24	6,22	5,81	5,70	1,34
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	16° N	5,05	5,30	5,41	5,00	5,63	5,84	6,02	6,24	6,02	5,88	5,60	5,14	5,59	1,24

Fonte: CRESESB (2018)

Para este trabalho foi escolhida a irradiação solar diária média mensal incidente referente ao ângulo igual a latitude (4° N) e seus valores mensais são representados na Tabela 11.

Tabela 11 – Irradiação Solar no Local (kWh/m²)

Mês	Total dia (kWh/m ² .dia)	Quantidade Dias/mês	Total Mês (kWh/m ²)
Janeiro	5,6	31	173,6
Fevereiro	5,68	28	159,04
Março	5,56	31	172,36
Abril	4,92	30	147,6
Maio	5,33	31	165,23
Junho	5,41	30	162,3
Julho	5,62	31	174,22
Agosto	6,01	31	186,31
Setembro	6,08	30	182,4
Outubro	6,22	31	192,82
Novembro	6,18	30	185,4
Dezembro	5,77	31	178,87
Mínimo	4,92	-	147,6
Média	5,70	-	173,35
Máximo	6,22	-	192,82

Fonte: Elaborado pela autora

4.6 Módulos Fotovoltaicos escolhidos

Para realizar a simulação da energia obtida é necessário selecionar os módulos que serão utilizados. Definiu-se então módulos com 2 tecnologias e fabricantes diferentes para realizar a simulação, utilizando como parâmetro para definição as principais tecnologias encontradas no mercado brasileiro. A seleção escolhida pode ser visualizada na Tabela 12.

Tabela 12 – Módulos escolhidos para o estudo

Tecnologia	Fabricante	Modelo	Potência (Wp)	Área (m ²)	Eficiência (%)
m-Si	Trina Solar	TallMax TSM-DE15H	410	2,03	20,2
	Astronergy	AstroSemi CHSM72M-HC	455	2,21	20,6
p-Si	Canadian Solar	HiKu CS3W-415P	415	2,21	18,79
	GCL	GCL-P672H	365	1,94	18,8

Fonte: Astronergy (2020), Canadian (2018), GCL (2018), Trina (2019).

Os módulos escolhidos são para fins de cálculo deste trabalho, para a instalação do sistema podem ser utilizadas outras marcas desde que sejam equivalentes técnicas a depender da disponibilidade do fabricante. O *datasheet* com as especificações técnicas dos módulos encontra-se nos Anexos A-D deste trabalho.

4.7 Caso I – Dimensionamento do Sistema pela Área útil disponível

O primeiro cenário de estudo diz respeito ao dimensionamento pela área útil disponível no local atualmente. Esta será a primeira etapa de implementação do sistema FV. Feitos os estudos de sombreamento e outras premissas no item 4.3 deste trabalho, obteve-se uma área disponível de 263 m², correspondente a soma das áreas 1 - administração e 4 - estacionamento.

4.7.1 Determinação da Quantidade de Módulos

A metodologia de cálculo utilizada para determinar a potência nominal do SFCR tem como referência o estudo de Barreto (2017) onde primeiro define-se a quantidade de módulos mediante a área disponível através da Equação (1) e, depois, multiplica-se a quantidade de módulos obtida pela potência de cada módulo para obter a potência nominal do sistema FV. Os cálculos foram realizados para os quatro módulos escolhidos no item 4.6 e o resultado está disposto na Tabela 13.

$$Q_{MOD} = \frac{\text{área útil disponível}}{A_{MOD}} \quad (1)$$

Onde:

Q_{MOD} = Quantidade de módulos;

Área útil disponível (no caso = 263 m²);

A_{MOD} = Área de 1 módulo.

Tabela 13 – Quantidade de Módulos e Potência Nominal do sistema FV

Tecnologia	Fabricante	Potência (Wp)	Área (m ²)	Eficiência (%)	Área Útil Disponível (m ²)	Quantidade de Módulos	Potência Nominal do SFCR (kWp)
m-Si	Trina	410	2,03	20,2	263	128	52,48
	Astronergy	455	2,21	20,6	263	118	53,69
p-Si	Canadian Solar	415	2,21	18,79	263	118	48,97
	GCL	365	1,94	18,8	263	135	49,28

Fonte: Elaborado pela autora

Ao aplicar a equação (1) para obter a quantidade de módulos o valor encontrado foi arredondado para o número inteiro anterior de forma que a área útil disponível fosse respeitada e sobrasse um espaço de aproximadamente 25 mm entre os módulos para facilitar a instalação.

4.7.2 Escolha dos Inversores

Segundo Tirapelle, Mura e Frazão (2013), para determinar a potência do inversor, deve-se basear na potência nominal do sistema FV. A relação entre a potência do inversor e a potência do sistema FV se dá através da equação (2), onde a potência do inversor deve estar entre $\pm 20\%$ da potência do sistema.

$$0,8 * P_{SF} \leq P_{INV} \leq 1,2 * P_{SF} \quad (2)$$

Onde:

P_{FV} = Potência do sistema FV (kWp);

P_{INV} = Potência do inversor (W).

Assim, para todos os sistemas da Tabela 13, poderá ser utilizado um inversor de 50 kW. O inversor escolhido é da marca ABB, porém poderão ser utilizados inversores de outros fabricantes desde que sejam equivalentes técnicos. O *datasheet* do inversor utilizado encontra-se no anexo E deste trabalho, nele é possível verificar que a tensão de saída é de 480 V, que corresponde a mesma tensão do secundário do transformador de 300 kVA da instalação. No anexo E.1 está disponibilizado os cálculos de dimensionamento da quantidade de módulos por *strings* do inversor.

Como a potência nominal do sistema FV (kWp) estará entre 48,97 kWp e 50 kW, o sistema é caracterizado como microgeração conforme visto no capítulo 3 deste trabalho.

4.7.3 Geração do Sistema para o Cenário I

A partir dos dados de irradiação e das características dos módulos, foi possível obter a média mês a mês de geração do sistema no cenário I para cada módulo FV escolhido. A equação (3) relaciona esses parâmetros. Essa média será utilizada na análise de investimento e está apresentada na Tabela 14.

$$G_{FV} = H_{tot} * A_{mod} * Eff * TD * N_{dias} * N_{mod} \quad (3)$$

Onde:

G_{FV} = Geração do sistema FV no mês (kWh);

H_{TOT} = Irradiação solar incidente nos módulos FV (kWh/m².dia);

A_{mod} = Área do módulo (m²);

Eff = Eficiência do módulo (%);

TD = Taxa de desempenho do SFCR, considerando perdas na transformação CC para CA e perdas na condução de potência, usualmente 80%.

N_{dias} = Quantidade de dias no mês;

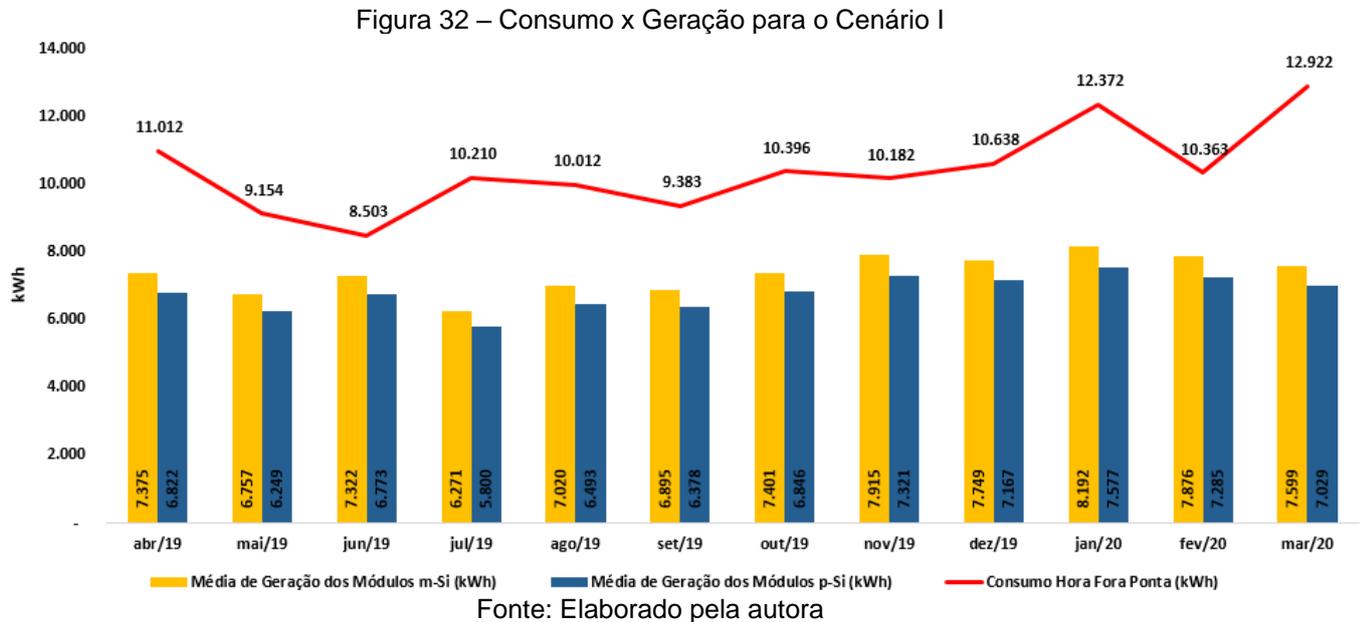
N_{mod} = Quantidade de módulos necessários para gerar a potência nominal do sistema.

Tabela 14 – Geração do Sistema FV mês a mês para cada tipo de módulo (kWh)

Mês	Consumo Hora Fora Ponta (kWh)	Geração do SFCR Módulo Trina (kWh)	Geração do SFCR Módulo Astro (kWh)	Geração do SFCR Módulo Canadian (kWh)	Geração do SFCR Módulo GCL (kWh)
abr/19	11.012	7.289	7.461	6.805	6.838
mai/19	9.154	6.678	6.835	6.234	6.265
jun/19	8.503	7.237	7.407	6.757	6.789
jul/19	10.210	6.198	6.343	5.786	5.814
ago/19	10.012	6.938	7.101	6.477	6.508
set/19	9.383	6.815	6.975	6.362	6.393
out/19	10.396	7.316	7.487	6.830	6.862
nov/19	10.182	7.823	8.007	7.303	7.339
dez/19	10.638	7.659	7.839	7.150	7.185
jan/20	12.372	8.097	8.287	7.559	7.595
fev/20	10.363	7.785	7.968	7.268	7.303
mar/20	12.922	7.511	7.687	7.012	7.046
Total (ano)	125.147	87.346	89.398	81.543	81.937
Porcentagem do Consumo	100%	70%	71%	65%	65%

Fonte: Elaborado pela autora

A partir da Tabela 14 com os dados de geração pode-se visualizar que com a área útil disponível atualmente é possível instalar um Sistema FV que compense até 70% do consumo no horário fora de ponta, o qual corresponde ao posto tarifário em que o sistema FV estaria gerando. A Figura 32 mostra a relação entre o consumo e a média de geração das duas tecnologias de módulo durante o ano.



4.8 Caso II – Dimensionamento do SFCR pelo Consumo Fora de Ponta

O segundo cenário de estudo corresponde ao dimensionamento pelo consumo no horário de Fora de Ponta. Esta será a segunda etapa de implementação do sistema FV. A metodologia de cálculo utilizada para determinar a potência nominal do SFCR tem como referência o estudo de Tirapelle, Mura e Frazão (2013) *apud* Urbanetz (2013). A Equação (4) determina a potência nominal do SFCR:

$$P_{FV} = \frac{E * G}{H_{tot} * TD} \quad (4)$$

Onde:

P_{FV} = Potência do sistema FV (kWp);

E = consumo médio diário fora ponta durante o ano (kWh/dia);

G = Irradiância nas condições STC (1 kW/m²);

H_{TOT} = Irradiação solar incidente nos módulos FV (kWh/m².dia);

TD = Taxa de desempenho do SFCR, considerando perdas na transformação CC para CA e perdas na condução de potência, usualmente 80%.

Assim, obteve-se o consumo médio diário durante o ano dividindo o consumo anual fora de ponta pela quantidade de dias do ano. Para o estudo de caso, o consumo anual fora de ponta é de 125.147 kWh e ao dividi-lo por 365 dias obteve-se o valor de consumo médio diário anual $E = 342,87$ kWh/dia. A irradiação incidente H_{TOT} pode ser obtida na Tabela 11, a qual indica uma irradiação média de 5,70 kWh/m².dia. De posse dos dados, a potência do SFCR foi calculada na Equação (5).

$$P_{FV} = \frac{342,87 \cdot 1}{5,70 \cdot 0,80} = 75,19 \text{ kWp} \quad (5)$$

4.8.1 Determinação da Quantidade de Módulos

Ao relacionar a potência nominal do sistema com a eficiência dos módulos escolhidos através da Equação (6), é possível obter a área total ocupada pelos módulos.

$$A_{TOT} = \frac{P_{FV}}{E_{FF}} \quad (6)$$

Onde:

A_{TOT} = Área total de módulos (m²);

P_{FV} = Potência do sistema FV (kWp);

E_{FF} = Eficiência do Módulo (%).

Além disso, também é possível determinar a quantidade de módulos necessários para gerar a potência do sistema. O cálculo está descrito na Equação (7).

$$Q_{MOD} = \frac{P_{FV}}{P_{MOD}} \quad (7)$$

Onde:

Q_{MOD} = Quantidade de módulos necessários;

P_{FV} = Potência do sistema FV (kWp);

P_{MOD} = Potência de um módulo (W).

Ao aplicar as Equações (6) e (7) para os parâmetros dos módulos escolhidos obteve-se os seguintes resultados dispostos na Tabela 15.

Tabela 15 – Quantidade de Módulos e Potência Nominal do sistema FV

Tecnologia	Fabricante	Potência (Wp)	Área (m ²)	Eficiência (%)	Área Total (m ²)	Quantidade de Módulos	Potência Nominal do SFCR (kWp)
m-Si	Trina	410	2,03	20,2	372,23	184	75,44
	Astronergy	455	2,21	20,6	365,00	166	75,53
p-Si	Canadian Solar	415	2,21	18,79	400,16	182	75,53
	GCL	365	1,94	18,8	399,95	207	75,19

Fonte: Elaborado pela autora

A maior área necessária dentre as opções de módulos escolhidos é a de 400,16 m². Com isso, pode-se verificar que fazendo a reforma dos telhados das áreas 2 e 3 é possível alcançar uma área útil disponível de 416 m², o que a viabiliza a implementação do caso II.

4.8.2 Escolha dos Inversores

Para realizar o dimensionamento do inversor será utilizado o mesmo princípio de cálculo do item 4.7.2 deste trabalho. Assim, serão utilizados um inversor de 50 kW e um inversor de 25 kW totalizando 75 kW de potência. Os inversores escolhidos são da marca ABB e Huawei respectivamente, porém poderão ser escolhidos de outros fabricantes desde que sejam equivalentes técnicos. Como a potência nominal do sistema para todos os módulos escolhidos é bastante similar, os inversores atendem as quatro opções. Os *datasheets* dos inversores encontram-se nos Anexos E e F deste trabalho, onde é possível verificar que a tensão de saída é de 480 V, que corresponde a tensão do secundário do transformador de 300 kVA do local.

Como o caso II corresponde à segunda etapa de implementação do sistema FV, já haverá um inversor de 50 kW instalado no local referente a implementação da primeira etapa, sendo assim, para implementar o caso II apenas é necessária a instalação do inversor de 25 kW e o restante dos módulos FV para alcançar toda a potência desejada. No anexo F.1 também se encontra os cálculos de dimensionamento da quantidade de módulos por *strings* do inversor de 25 kW.

Além disso, foi verificado que o valor calculado ultrapassou a demanda contratada (70 kW), então na implementação do caso II será necessário solicitar o aumento da demanda contratada junto à concessionária de energia para 75 kW, limite da microgeração conforme visto no capítulo 3 deste trabalho.

4.8.3 Geração do Sistema para o cenário II

Assim como no item 4.7.3 deste trabalho, a equação (3) permitiu obter a média mês a mês de geração do sistema no cenário II para cada módulo FV escolhido. Os resultados estão descritos na Tabela 16.

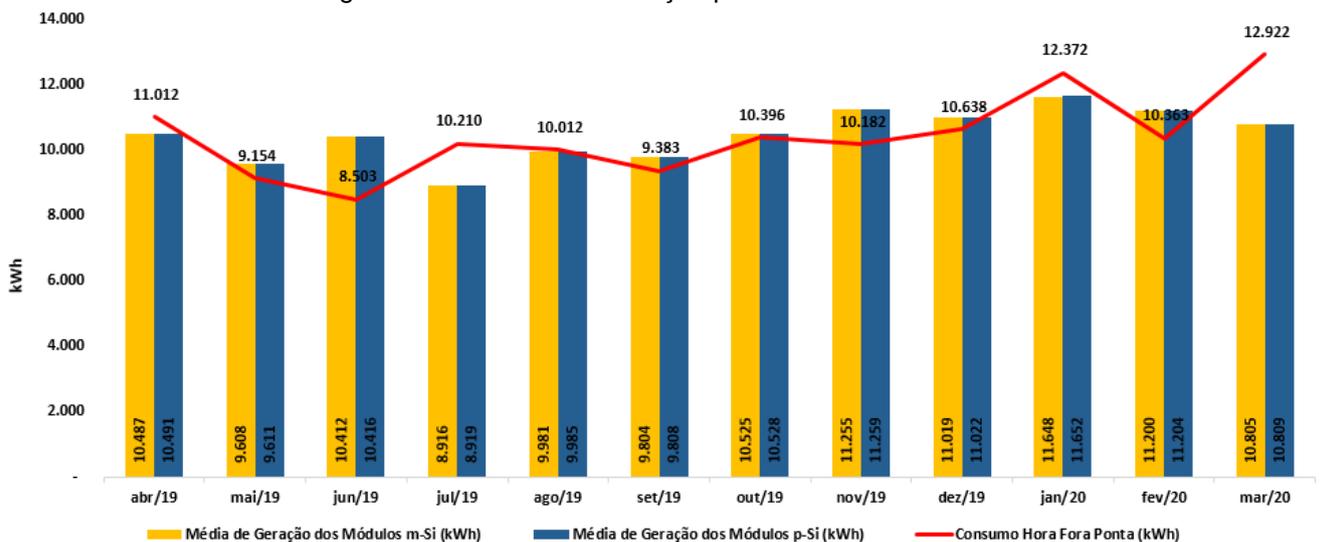
Tabela 16 – Quantidade de Módulos e Potência Nominal do sistema FV

Mês	Consumo Hora Fora Ponta (kWh)	Irradiação Total Mês (kWh/m ²)	Geração do SFCR Módulo Trina (kWh)	Geração do SFCR Módulo Astro (kWh)	Geração do SFCR Módulo Canadian (kWh)	Geração do SFCR Módulo GCL (kWh)
abr/19	11.012	173,60	10.479	10.496	10.496	10.485
mai/19	9.154	159,04	9.600	9.615	9.616	9.606
jun/19	8.503	172,36	10.404	10.421	10.421	10.410
jul/19	10.210	147,60	8.909	8.924	8.924	8.915
ago/19	10.012	165,23	9.973	9.990	9.990	9.980
set/19	9.383	162,30	9.797	9.812	9.813	9.803
out/19	10.396	174,22	10.516	10.533	10.534	10.522
nov/19	10.182	186,31	11.246	11.264	11.265	11.253
dez/19	10.638	182,40	11.010	11.028	11.028	11.017
jan/20	12.372	192,82	11.639	11.658	11.658	11.646
fev/20	10.363	185,40	11.191	11.209	11.210	11.198
mar/20	12.922	178,87	10.797	10.814	10.815	10.803
Total (ano)	125.147	2.080,15	125.560	125.763	125.769	125.636

Fonte: Elaborado pela autora

A Figura 33 faz um comparativo entre o consumo e a geração média dos dois tipos de tecnologias de módulos durante o ano, assim é possível verificar que devido à variação da irradiação e do consumo em alguns meses a geração é menor que o consumo, porém em outros meses gera mais fazendo a compensação, o que ao final do ano resulta em uma geração acima do consumo anual fora de ponta.

Figura 33 – Consumo x Geração para o Cenário II



Fonte: Elaborado pela autora

5 ANÁLISE FINANCEIRA

A análise financeira para esse estudo de caso levará em consideração três cenários de implementação do sistema FV:

1. Análise de Investimento para implementação apenas do caso I;
2. Análise de Investimento para implementação apenas do caso II;
3. Análise de investimento para implementação do sistema FV em etapas realizando primeiro o caso I (50 kWp) e, ao fluxo de caixa ficar positivo para o primeiro investimento, realizando as reformas e a implementação do restante (25 kWp) para obter o caso II (75 kWp).

Com base na pesquisa do Instituto Ideal (2019), foram elencados os principais custos para implementar um sistema FV no Brasil. A pesquisa entrevistou 170 empresas integradoras em 2019 com base em 2018 e seus resultados podem ser visualizados na Figura 34. É possível verificar que os maiores custos do sistema são relativos à compra dos módulos FV (40%) e dos inversores (19%).

Figura 34 – Composição dos custos para implementar um sistema FV no Brasil em 2018.



Fonte: Instituto Ideal (2019)

A pesquisa também elenca o preço médio de sistemas FV em 2018 separando o valor do Wp por faixa de potência. O valor já considera todos os custos da Figura 34. Os resultados de preço por Wp por faixa de potência na pesquisa indicam que quanto maior a faixa de potência, menor é o preço por Wp da instalação do sistema FV. Para a faixa de potência de “6 a 30 kWp” o valor é R\$ 6,00, enquanto para sistemas de “31 a 100 kWp” o valor é R\$ 4,26/Wp. (INSTITUTO IDEAL, 2019).

Com isso, para precificar o sistema FV de estudo será utilizado o valor de R\$4,26/Wp para os cenários 1 (50 kWp) e 2 (75 kWp), e, para o terceiro cenário de implementação em etapas, será utilizado para o caso 1 (50 kWp), R\$4,26/Wp e, para o caso 2 (25 kWp) R\$6,00/Wp conforme a pesquisa.

Para realizar a análise financeira também se deve considerar custos de manutenção ao longo do tempo de vida útil do sistema, sendo 0,5% ao ano (a.a) do custo inicial (FALCÃO JR., 2019), e custos com a troca de inversores a cada 10 anos, a qual, segundo Falcão Jr. (2019), é a estimativa de vida útil destes equipamentos. Conforme visto na Figura 34, o custo com inversores na implementação do sistema é da ordem de 19% do custo total, porém segundo Falcão Jr. (2019), o custo de troca destes equipamentos é menor, estimado em 17% do investimento inicial, valor que será adotado no estudo.

A análise financeira será realizada em função do cálculo do tempo de retorno do investimento no sistema FV, o qual utiliza o conceito de Valor Presente Líquido (VPL) e fluxo de caixa. O tempo de retorno do investimento corresponde ao período necessário para que o fluxo de caixa se torne positivo. A Equação (8) relaciona esses conceitos.

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{Fct}{(1+r)^t} - Io \quad (8)$$

Onde:

VPL = Valor Presente Líquido;

Fct = Fluxo de caixa no tempo t considerado;

n = Número de períodos;

r = Taxa de desconto;

Io = Investimento Inicial no sistema FV.

O investimento inicial no sistema (Io) se dá através da multiplicação do valor em R\$/Wp elencado pela potência nominal do sistema FV. Conforme visto, o valor inclui todos os custos com equipamentos, material de suporte e instalações necessárias. A taxa de desconto (r) utilizada é a taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC) para títulos federais do Banco Central do Brasil, taxa considerada mínima de atratividade e utilizada para diversos cálculos de financiamento. O valor da taxa SELIC se encontra em 2,25% ao ano em junho de

2020. O número de períodos utilizados no estudo é de 25 anos, pois é o tempo de garantia dado pelos fabricantes dos módulos FV.

Já o fluxo de caixa (Fct) corresponde ao desembolso de investimento e os retornos dele. Para determina-lo é necessário calcular quanto de energia elétrica será economizada com a instalação do sistema FV. A equação (9) representa o cálculo do fluxo de caixa.

$$Fct = Eano \times EFFt \times (1 + Rtarifa) - (CI \times 0,005) \quad (9)$$

Onde:

Fct = Fluxo de caixa no período t considerado;

Eano = Economia obtida pelo Sistema FV no ano;

EFFt = eficiência do sistema FV no período (Segundo Falcão Jr. (2019), estudos indicam uma degradação dos equipamentos de 1% ao ano);

Rtarifa = reajuste médio da tarifa de energia ao ano;

CI = Custo do investimento na implantação do sistema FV multiplicado por 0,005 que corresponde a manutenção de 0,5% ao ano.

A tarifa de energia presente na conta para o consumo em horário fora de ponta é R\$ 0,43825. Essa tarifa sofre reajustes periódicos que devem ser levados em consideração no cálculo do valor presente. Segundo Wiziack (2020), o percentual de reajuste da tarifa (Rtarifa) previsto pela ANEEL é em média 11,51% ao ano, embora esse valor seja congelado até 2021 devido à pandemia de COVID-19, esse será o valor utilizado para o estudo. Esse reajuste será adotado até o 15º ano e, após esse período, a tarifa será considerada constante devido às incertezas quanto à estimativa do valor para um grande período.

Diante de todos os cálculos, um resultado de VPL positivo significa que a alternativa de investimento é atrativa quando comparada à taxa mínima de atratividade (taxa de desconto). Por outro lado, se o VPL for negativo significa que o investimento é inviável, pois não possibilita nem a recuperação do capital empregado. Já um VPL nulo representa que o retorno proporcionado pelo investimento é igual ao capital investido, o que torna indiferente realizar ou não o investimento. A seguir será feito o cálculo do VPL para os cenários propostos, desconsiderando as taxas de iluminação pública, consumo reativo excedente e a demanda contratada.

5.1 Análise 1 – Cálculo do VPL e Fluxo de Caixa para o Caso 1 (50 kWp)

O primeiro passo para determinar o fluxo de caixa consiste em simular a economia gerada com a implementação do sistema FV em um ano. Para isso, multiplica-se a geração mensal pela tarifa do consumo em horário fora de ponta (R\$ 0,43825). O cálculo foi feito considerando a geração dos módulos Astronergy, pois obtiveram a maior geração. Os resultados estão apresentados na Tabela 17.

Tabela 17 – Cálculo da Economia obtida pela Geração Anual

Mês	Consumo Hora Fora Ponta (kWh)	Geração do SFCR Módulo Astro (kWh)	Tarifa no Horário Fora de Ponta (R\$)	Economia no Período (R\$)
abr/19	11.012	7.461	0,43825	3.269,66
mai/19	9.154	6.835	0,43825	2.995,43
jun/19	8.503	7.407	0,43825	3.246,31
jul/19	10.210	6.343	0,43825	2.779,97
ago/19	10.012	7.101	0,43825	3.112,02
set/19	9.383	6.975	0,43825	3.056,83
out/19	10.396	7.487	0,43825	3.281,34
nov/19	10.182	8.007	0,43825	3.509,05
dez/19	10.638	7.839	0,43825	3.435,41
jan/20	12.372	8.287	0,43825	3.631,66
fev/20	10.363	7.968	0,43825	3.491,91
mar/20	12.922	7.687	0,43825	3.368,92
Total (ano)	125.147	89.398		39.178,52

Fonte: Elaborado pela autora

Com o valor total economizado em um ano (R\$ 39.178,52), aplica-se a Equação (9) referente ao cálculo do Fluxo de caixa. Além disso, também é possível calcular o VPL, pela Equação (8).

Para o cálculo do investimento inicial no sistema FV foi utilizada a potência nominal média para os 4 módulos escolhidos, adotando 50.000 Wp. Esse valor deve ser multiplicado por R\$ 4,26, que corresponde ao preço médio do Wp em sistemas FV com potência nominal entre 31 e 100 kWp, conforme visto anteriormente. Com isso, é obtido um investimento inicial de R\$ 213.000,00.

De posse desses dados é possível montar o fluxo de caixa para o Caso 1 o qual está apresentado na Tabela 18.

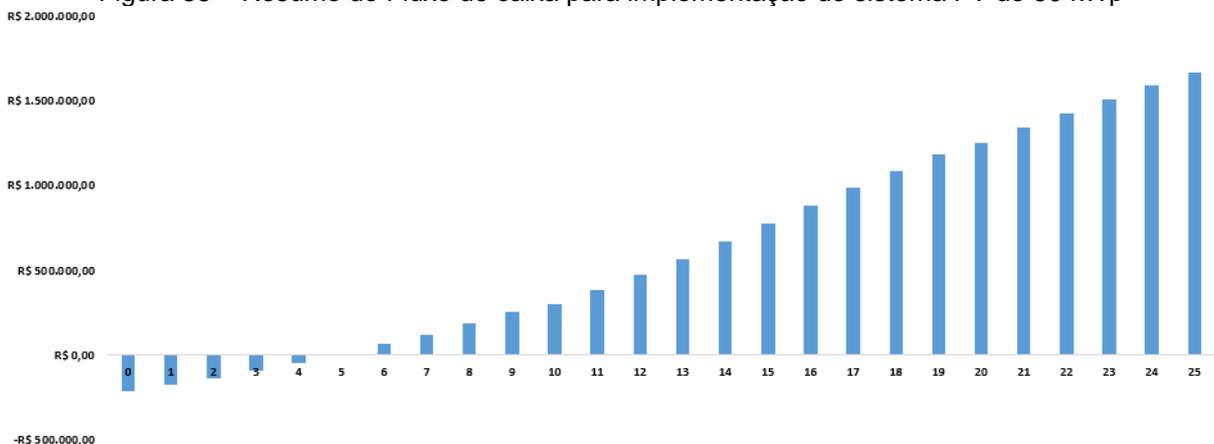
Tabela 18 – Fluxo de caixa para implementação do sistema FV de 50 kWp

Ano	Degradação a.a (%)	Geração (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	Valor a compensar (R\$)	O&M (R\$)	VPL (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)
0	-			-R\$ 213.000,00	0	-R\$ 213.000,00	-R\$ 213.000,00
1	100%	89.397,66	0,43825	R\$ 39.178,52	-R\$ 1.065,00	R\$ 37.274,84	-R\$ 175.725,16
2	99%	88.503,68	0,48869	R\$ 43.251,09	-R\$ 1.088,96	R\$ 40.327,00	-R\$ 135.398,16
3	98%	87.609,70	0,54494	R\$ 47.742,13	-R\$ 1.113,46	R\$ 43.617,73	-R\$ 91.780,44
4	97%	86.715,73	0,60766	R\$ 52.694,01	-R\$ 1.138,52	R\$ 47.165,20	-R\$ 44.615,24
5	96%	85.821,75	0,67761	R\$ 58.153,33	-R\$ 1.164,13	R\$ 50.988,93	R\$ 6.373,70
6	95%	84.927,78	0,75560	R\$ 64.171,29	-R\$ 1.190,33	R\$ 55.109,87	R\$ 61.483,57
7	94%	84.033,80	0,84257	R\$ 70.804,17	-R\$ 1.217,11	R\$ 59.550,48	R\$ 121.034,04
8	93%	83.139,82	0,93955	R\$ 78.113,79	-R\$ 1.244,49	R\$ 64.334,86	R\$ 185.368,91
9	92%	82.245,85	1,04769	R\$ 86.168,08	-R\$ 1.272,50	R\$ 69.488,87	R\$ 254.857,78
10	91%	81.351,87	1,16828	R\$ 95.041,61	-R\$ 37.511,13	R\$ 46.053,74	R\$ 300.911,52
11	90%	80.457,89	1,30275	R\$ 104.816,28	-R\$ 1.330,40	R\$ 81.018,57	R\$ 381.930,09
12	89%	79.563,92	1,45269	R\$ 115.581,96	-R\$ 1.360,34	R\$ 87.455,78	R\$ 469.385,87
13	88%	78.669,94	1,61990	R\$ 127.437,29	-R\$ 1.390,94	R\$ 94.385,91	R\$ 563.771,78
14	87%	77.775,96	1,80635	R\$ 140.490,49	-R\$ 1.422,24	R\$ 101.845,43	R\$ 665.617,21
15	86%	76.881,99	2,01426	R\$ 154.860,24	-R\$ 1.454,24	R\$ 109.873,41	R\$ 775.490,62
16	85%	75.988,01	2,01426	R\$ 153.059,54	-R\$ 1.486,96	R\$ 106.171,41	R\$ 881.662,03
17	84%	75.094,03	2,01426	R\$ 151.258,84	-R\$ 1.520,42	R\$ 102.578,63	R\$ 984.240,66
18	83%	74.200,06	2,01426	R\$ 149.458,14	-R\$ 1.554,63	R\$ 99.092,05	R\$ 1.083.332,71
19	82%	73.306,08	2,01426	R\$ 147.657,44	-R\$ 1.589,61	R\$ 95.708,74	R\$ 1.179.041,44
20	81%	72.412,10	2,01426	R\$ 145.856,74	-R\$ 37.835,37	R\$ 69.221,87	R\$ 1.248.263,31
21	80%	71.518,13	2,01426	R\$ 144.056,04	-R\$ 1.661,94	R\$ 89.240,57	R\$ 1.337.503,89
22	79%	70.624,15	2,01426	R\$ 142.255,34	-R\$ 1.699,34	R\$ 86.150,23	R\$ 1.423.654,11
23	78%	69.730,17	2,01426	R\$ 140.454,64	-R\$ 1.737,57	R\$ 83.152,18	R\$ 1.506.806,29
24	77%	68.836,20	2,01426	R\$ 138.653,94	-R\$ 1.776,67	R\$ 80.243,85	R\$ 1.587.050,14
25	76%	67.942,22	2,01426	R\$ 136.853,24	-R\$ 1.816,64	R\$ 77.422,75	R\$ 1.664.472,88
						VPL	R\$ 1.664.472,88

Fonte: Elaborado pela autora

A partir da Tabela 18 é possível verificar que instalando apenas o caso 1 (sistema FV de 50 kWp), tem-se um *payback* (retorno do investimento) entre 4 e 5 anos (4,87 anos). No 10º e 20º ano foram inseridos os valores na coluna de O&M referentes à substituição dos inversores (17% do custo inicial). Além disso, também é possível verificar na coluna da tarifa, o valor sofrendo um reajuste até o 15º ano e, após esse período, se mantendo constante. Com essas considerações, o VPL para os 25 anos de projeto foi de R\$ 1.664.472,88 e, sendo maior que zero, torna a implementação viável. O resumo da Tabela 18 é apresentado na Figura 35.

Figura 35 – Resumo do Fluxo de caixa para implementação do sistema FV de 50 kWp



Fonte: Elaborado pela autora

5.2 Análise 2 – Cálculo do VPL e Fluxo de Caixa para o Caso 2 (75 kWp)

Para a segunda análise, deverá ser considerada a reforma dos demais telhados da instalação trocando o telhado de amianto para um de fibrocimento ou metálico. Para orçar o valor da reforma que deverá entrar na análise de investimento, foram tomados como base os valores disponibilizados pela Tabela de custos de obras da Secretaria de Infraestrutura do Ceará (SEINFRA-CE) e pela página de orçamentos de obras de Sergipe (ORSE).

Assim, foi encontrado o valor para demolição de telhamento com telha de cimento amianto ondulada por R\$ 6,60/m². Na Figura 36 é possível visualizar a composição dos serviços e insumos que são englobados nessa precificação.

Figura 36 – Orçamento para demolição de telhado de Amianto

Código	Descrição do Serviço	Unid.	Custo Unit.		
00010/ORSE	Demolição de telhamento com telha de cimento amianto ondulada	m2	6,60		
Março/2020-1					
Serviço					
Código	Descrição do Serviço	Unidade			
00010/ORSE	Demolição de telhamento com telha de cimento amianto ondulada	m2			
Composição de Preço					
* Código	Descrição da Composição	Unid.	Quant	Custo Unit.	Custo Total
01213/SINAPI	Carpinteiro de formas	h	0,22	6,63	1,46
06111/SINAPI	Servente de obras	h	0,22	4,75	1,05
10549/ORSE	Encargos Complementares - Servente	h	0,22	2,96	0,65
10551/ORSE	Encargos Complementares - Carpinteiro	h	0,22	2,89	0,64
Totais					
Equipamento	Material	Mão-de-Obra	Enc. Social	Terceiros	Valor Total
0,00	0,99	2,51	2,81	0,29	6,60
Relação Detalhada de Insumos					
* Código	Descrição do insumo	Unid.	Quant	Custo Unit.	Custo Total
M 00158/ORSE	Almoço (Participação do empregador)	un	0,0448	10,00	0,45
M 12893/SINAPI	Bota de segurança com biqueira de aço e colarinho acolchoado	par	0,0004	46,75	0,02
M 12894/SINAPI	Capa para chuva em pvc com forro de poliéster, com capuz (amarela ou azul)	un	0	12,66	0,00
M 12895/SINAPI	Capacete de segurança aba frontal com suspensão de polietileno, sem jugular (classe b)	un	0,0002	9,74	0,00
P 01213/SINAPI	Carpinteiro de formas	h	0,22	14,08	3,10
M 02711/SINAPI	Carrinho de mão de aço capacidade 50 a 60 l, pneu com câmara	un	0	120,00	0,00
M 10492/ORSE	Cesta Básica	un	0,002	140,00	0,28
M 10579/ORSE	Chave de fenda chata 30 cm	un	0	18,66	0,00
S 10517/ORSE	Exames admissionais/demissionais (checkup)	cj	0,0002	300,00	0,06
M 00941/ORSE	Fardamento	un	0,0006	77,02	0,05
M 10578/ORSE	Formão grande	un	0	15,15	0,00
E 11248/ORSE	Furadeira e Parafusadeira elétrica Bosch ou Similar profissional	un	0	246,00	0,00
M 12892/SINAPI	Luva raspa de couro, cano curto (punho *7* cm)	par	0,001	8,76	0,01
M 04729/ORSE	Marreta 1 kg com cabo	un	0	18,80	0,00
M 11244/ORSE	Martelo com unha	un	0	29,28	0,00
M 01631/ORSE	Oculos branco proteção	pr	0,0004	5,30	0,00
M 10788/ORSE	Pã quadrada	un	0	17,29	0,00
M 10596/ORSE	Protetor auricular	un	0,002	4,90	0,01
M 10599/ORSE	Protetor solar fps 30 com 120ml	un	0,0008	35,90	0,03
S 10761/ORSE	Refeição - café da manhã (café com leite e dois pães com manteiga)	un	0,0448	4,50	0,20
S 10362/ORSE	Seguro de vida e acidente em grupo	un	0,002	12,54	0,03
E 11249/ORSE	Serra circular elétrica portátil	un	0	518,00	0,00
M 10577/ORSE	Serrote 40cm	un	0	18,58	0,00
P 06111/SINAPI	Servente de obras	h	0,22	10,09	2,22
M 04728/ORSE	Talhadeira chata 10"	un	0,0001	9,45	0,00
M 02378/ORSE	Vale transporte	un	0,0351	4,00	0,14

Fonte: ORSE (2020)

Em seguida foi obtido o valor para a construção do novo telhado, simulando no material de fibrocimento. O valor encontrado foi de R\$ 124,18/m², o qual está detalhado na Figura 37.

Figura 37 – Orçamento para construção de telhado de Fibrocimento

Código	Descrição	Unidade	Coefficiente	Preço	Total
Tabela de Custos - Versão 026 - ENC. SOCIAIS 114,23%					
C0802 - COBERTURA C/TELHA ONDULADA DE FIBRO-CIMENTO E= 6mm (C/MADEIRAMENTO)					
Preço Adotado: 124,1800					Unid: M2
MATERIAIS					
I2441	TELHA DE FIBROCIMENTO ONDULADA 6MM (1,10 x 1,83M)	UN	0,5780	52,9000	30,5762
I0853	CONJUNTO VEDAÇÃO ELASTICA	UN	2,0000	0,5000	1,0000
I2387	PARAFUSO DE 5/16"x 110MM C/ARRUELA	UN	2,0000	1,0000	2,0000
I1728	PREGO 18X27 (2 1/2 X 10)	KG	0,1200	11,2600	1,3512
I2339	FERRO CHATO DE 2" x 3/16"	KG	0,1800	5,2800	0,9504
I2296	CUMEEIRA NORMAL P/TELHA DE 6MM, LARGURA 1,10M	UN	0,2500	34,8700	8,7175
I2407	PRANCHA EM MADEIRA DE LEI	M3	0,0200	2.160,0000	43,2000
TOTAL MATERIAIS					87,7953
MAO DE OBRA					
I0037	AJUDANTE	H	1,0000	16,2800	16,2800
I0498	CARPINTEIRO	H	1,0000	20,1000	20,1000
TOTAL MAO DE OBRA					36,3800

Fonte: SEINFRA/CE (2020)

Aplicando os valores para as áreas 2 e 3, obtém-se:

Área 2 – Subestação - Área útil: $80 \text{ m}^2 \times (6,60 + 124,18) = \text{R\$ } 10.462,40$.

Área 3 – Oficina - Área útil: $73 \text{ m}^2 \times (6,60 + 124,18) = \text{R\$ } 9.546,94$.

Valor total para reforma dos telhados: R\$ 20.009,34. Esse valor encontrado será somado ao custo inicial do projeto para se obter o investimento inicial.

Assim, pode-se seguir de forma similar o procedimento realizado para a primeira análise. Simula-se a economia gerada com a implementação do sistema FV em um ano para determinar o fluxo de caixa. Para isso, multiplica-se a geração mensal pela tarifa do consumo em horário fora de ponta (R\$ 0,43825). O cálculo foi feito considerando a geração dos módulos Astronergy, pois obtiveram a maior geração. Os resultados estão apresentados na Tabela 19.

Tabela 19 – Cálculo da Economia obtida pela Geração Anual

Mês	Consumo Hora Fora Ponta (kWh)	Geração do SFCR Módulo Astro (kWh)	Tarifa no Horário Fora de Ponta (R\$)	Economia no Período (R\$)
abr/19	11.012	10.496	0,43825	4.599,70
mai/19	9.154	9.615	0,43825	4.213,92
jun/19	8.503	10.421	0,43825	4.566,84
jul/19	10.210	8.924	0,43825	3.910,80
ago/19	10.012	9.990	0,43825	4.377,93
set/19	9.383	9.812	0,43825	4.300,29
out/19	10.396	10.533	0,43825	4.616,12
nov/19	10.182	11.264	0,43825	4.936,46
dez/19	10.638	11.028	0,43825	4.832,86
jan/20	12.372	11.658	0,43825	5.108,95
fev/20	10.363	11.209	0,43825	4.912,35
mar/20	12.922	10.814	0,43825	4.739,33
Total (ano)	125.147	125.763		55.115,55

Fonte: Elaborado pela autora.

Com o valor total economizado em um ano (R\$ 55.115,55), aplica-se a Equação (9) referente ao cálculo do Fluxo de caixa. Além disso, também é possível calcular o VPL, pela Equação (8).

Para o cálculo do investimento inicial no sistema FV foi utilizada a potência nominal média para os 4 módulos escolhidos, adotando 75.000 Wp. Esse valor deve ser multiplicado por R\$ 4,26, que corresponde ao preço médio do Wp em sistemas FV com potência nominal entre 31 e 100 kWp, conforme visto anteriormente. Com isso, é obtido um investimento inicial de R\$ 319.500,00 relativo à implementação do sistema FV e, somado ao valor da reforma, totaliza em R\$ 339.509,34.

De posse desses dados é possível montar o fluxo de caixa para o Caso 2 o qual está apresentado na Tabela 20.

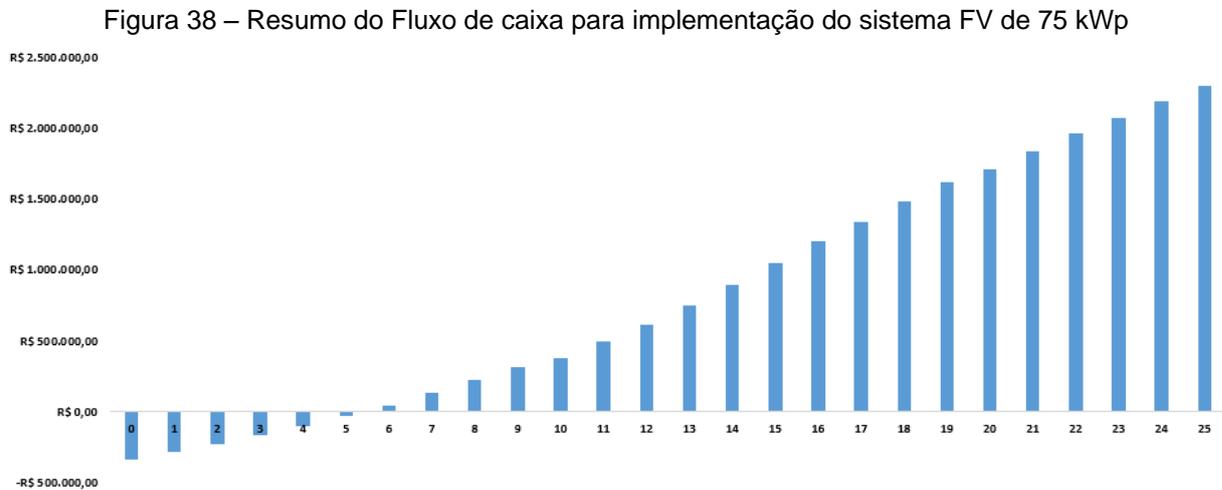
Tabela 20 – Fluxo de caixa para implementação do sistema FV de 75 kWp

Ano	Degradação a.a (%)	Geração (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	Valor a compensar (R\$)	O&M (R\$)	VPL (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)
0	-			-R\$ 339.509,34	0	-R\$ 339.509,34	-R\$ 339.509,34
1	100%	125.762,81	0,43825	R\$ 55.115,55	-R\$ 1.597,50	R\$ 52.340,39	-R\$ 287.168,95
2	99%	124.505,18	0,48869	R\$ 60.844,76	-R\$ 1.633,44	R\$ 56.634,11	-R\$ 230.534,84
3	98%	123.247,55	0,54494	R\$ 67.162,65	-R\$ 1.670,20	R\$ 61.263,43	-R\$ 169.271,41
4	97%	121.989,92	0,60766	R\$ 74.128,86	-R\$ 1.707,78	R\$ 66.253,95	-R\$ 103.017,46
5	96%	120.732,29	0,67761	R\$ 81.808,92	-R\$ 1.746,20	R\$ 71.633,10	-R\$ 31.384,36
6	95%	119.474,67	0,75560	R\$ 90.274,86	-R\$ 1.785,49	R\$ 77.430,35	R\$ 46.045,99
7	94%	118.217,04	0,84257	R\$ 99.605,86	-R\$ 1.825,66	R\$ 83.677,31	R\$ 129.723,29
8	93%	116.959,41	0,93955	R\$ 109.888,89	-R\$ 1.866,74	R\$ 90.407,88	R\$ 220.131,18
9	92%	115.701,78	1,04769	R\$ 121.219,50	-R\$ 1.908,74	R\$ 97.658,44	R\$ 317.789,61
10	91%	114.444,15	1,16828	R\$ 133.702,61	-R\$ 56.266,69	R\$ 61.988,24	R\$ 379.777,85
11	90%	113.186,53	1,30275	R\$ 147.453,41	-R\$ 1.995,60	R\$ 113.878,19	R\$ 493.656,04
12	89%	111.928,90	1,45269	R\$ 162.598,35	-R\$ 2.040,50	R\$ 122.933,92	R\$ 616.589,96
13	88%	110.671,27	1,61990	R\$ 179.276,19	-R\$ 2.086,41	R\$ 132.683,08	R\$ 749.273,04
14	87%	109.413,64	1,80635	R\$ 197.639,16	-R\$ 2.133,36	R\$ 143.176,99	R\$ 892.450,02
15	86%	108.156,01	2,01426	R\$ 217.854,24	-R\$ 2.181,36	R\$ 154.470,58	R\$ 1.046.920,61
16	85%	106.898,39	2,01426	R\$ 215.321,05	-R\$ 2.230,44	R\$ 149.262,69	R\$ 1.196.183,29
17	84%	105.640,76	2,01426	R\$ 212.787,86	-R\$ 2.280,63	R\$ 144.208,43	R\$ 1.340.391,72
18	83%	104.383,13	2,01426	R\$ 210.254,67	-R\$ 2.331,94	R\$ 139.303,58	R\$ 1.479.695,30
19	82%	103.125,50	2,01426	R\$ 207.721,49	-R\$ 2.384,41	R\$ 134.544,01	R\$ 1.614.239,31
20	81%	101.867,87	2,01426	R\$ 205.188,30	-R\$ 56.753,06	R\$ 95.119,75	R\$ 1.709.359,06
21	80%	100.610,25	2,01426	R\$ 202.655,11	-R\$ 2.492,91	R\$ 125.444,73	R\$ 1.834.803,78
22	79%	99.352,62	2,01426	R\$ 200.121,92	-R\$ 2.549,00	R\$ 121.097,29	R\$ 1.955.901,08
23	78%	98.094,99	2,01426	R\$ 197.588,73	-R\$ 2.606,36	R\$ 116.879,70	R\$ 2.072.780,77
24	77%	96.837,36	2,01426	R\$ 195.055,54	-R\$ 2.665,00	R\$ 112.788,32	R\$ 2.185.569,09
25	76%	95.579,73	2,01426	R\$ 192.522,35	-R\$ 2.724,96	R\$ 108.819,65	R\$ 2.294.388,74
						VPL	R\$ 2.294.388,74

Fonte: Elaborado pela autora.

A partir da Tabela 20 é possível verificar que instalando apenas o caso 2 (sistema FV de 75 kWp), têm-se um *payback* (retorno do investimento) entre 5 e 6 anos (5,41 anos). No 10º e 20º ano foram inseridos os valores na coluna de O&M referentes à substituição dos inversores (17% do custo inicial). Além disso, também é possível verificar na coluna da tarifa, o valor sofrendo um reajuste até o 15º ano e, após esse período, se mantendo constante. Com todas essas considerações, o valor

presente líquido para os 25 anos de projeto foi de R\$ 2.294.388,74 e, sendo maior que zero, torna a implementação viável. O resumo da Tabela 20 é apresentado na Figura 38.



Fonte: Elaborado pela autora.

5.3 Análise 3 – Cálculo do VPL e Fluxo de Caixa para a implementação em etapas dos casos 1 e 2

A terceira análise consiste na implementação em etapas do sistema FV. No primeiro momento será implementado o sistema 1 (50 kWp) e, após o fluxo de caixa ficar positivo (do 4º para o 5º ano conforme visto no item 5.1) será feita a reforma dos telhados e implementação do restante do sistema FV de formar a chegar no sistema 2 (75 kWp), ou seja, implementando mais 25 kWp.

No item 4.7.3 já é possível visualizar a geração anual dos 50 kWp, então foi feito o estudo de geração dos 25 kWp para analisar quanto de economia seria adicionado ao fluxo de caixa. Para esse caso também foi utilizado os valores para os módulos da Astronergy. A Tabela 21 mostra os resultados de geração para o sistema de 25 kWp.

É possível verificar que somando a geração para o sistema de 25 kWp (36.365 kWh) com a geração para o sistema de 50 kWp (89.398 kWh), a qual está descrita no item 4.7.3, obtém-se a geração para o sistema de 75 kWp (125.763 kWh), a qual está descrita no item 4.8.3.

Tabela 21 – Cálculo da Economia obtida pela Geração Anual

Mês	Consumo Hora Fora Ponta (kWh)	Geração do SFCR Módulo Astro (kWh) (25kW)	Tarifa no Horário Fora de Ponta (R\$)	Economia no Período (R\$)
abr/19	11.012	3.035	0,43825	1.330,03
mai/19	9.154	2.780	0,43825	1.218,48
jun/19	8.503	3.013	0,43825	1.320,53
jul/19	10.210	2.580	0,43825	1.130,83
ago/19	10.012	2.889	0,43825	1.265,91
set/19	9.383	2.837	0,43825	1.243,46
out/19	10.396	3.046	0,43825	1.334,78
nov/19	10.182	3.257	0,43825	1.427,41
dez/19	10.638	3.189	0,43825	1.397,45
jan/20	12.372	3.371	0,43825	1.477,29
fev/20	10.363	3.241	0,43825	1.420,44
mar/20	12.922	3.127	0,43825	1.370,41
Total (ano)	125.147	36.365		15.937,03

Fonte: Elaborado pela autora.

Além disso, o cálculo do investimento inicial no sistema FV foi feito a partir da potência nominal de 25 kWp. Esse valor foi multiplicado por R\$ 6,00, que corresponde ao preço médio do Wp em sistemas FV com potência nominal entre 6 e 30 kWp, conforme visto anteriormente. Com isso, foi obtido um investimento inicial de R\$ 150.000,00 relativo à implementação do sistema FV e, somado ao valor da reforma, totalizou em R\$ 170.009,34.

Com isso, aplica-se no ano 5 (ano em que o fluxo de caixa fica positivo conforme item 5.1) da análise de investimento para o sistema de 50 kWp o valor de investimento inicial e, no ano 6, adiciona-se a economia de geração do sistema FV de 25 kWp. Para a terceira análise também foi considerada a troca dos inversores a cada 10 anos (para o sistema de 50 kWp nos anos 10 e 20 e para o sistema de 25 kWp no ano 16) e a tarifa contendo um reajuste até o ano 15 e após isso se mantendo constante. A análise financeira para o terceiro cenário está descrita na Tabela 22.

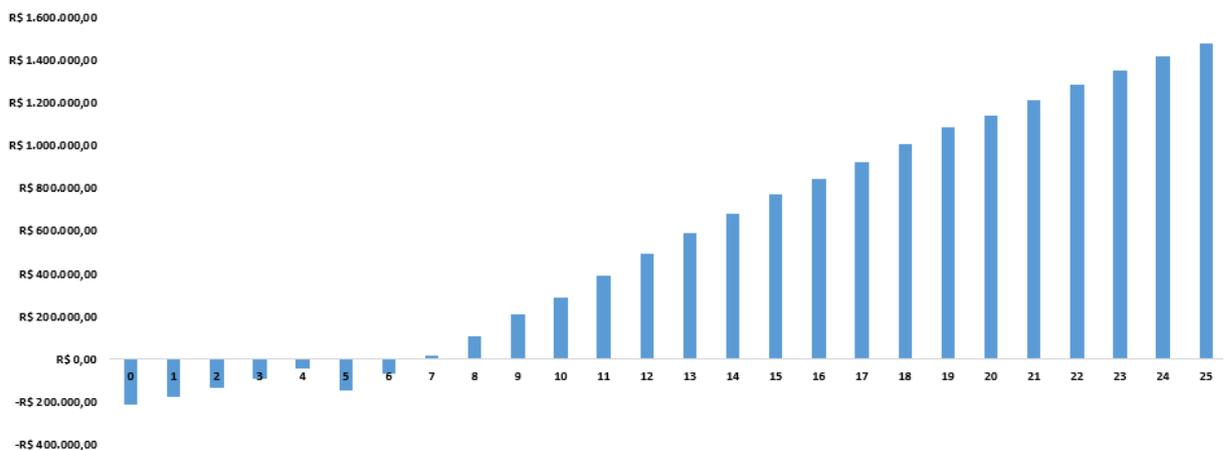
Tabela 22 – Fluxo de caixa para implementação do sistema FV de 75 kWp em etapas

Ano	Degradação 50 kWp (%)	Degradação 25 kWp (%)	Geração 50 kWp (kWh)	Geração 25 kWp (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	Valor a compensar	O&M (R\$)	VPL (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)
0	-					-R\$ 213.000,00	0	-R\$ 213.000,00	-R\$ 213.000,00
1	100%		89.397,66		0,43825	R\$ 39.178,52	-R\$ 1.065,00	R\$ 37.274,84	-R\$ 175.725,16
2	99%		88.503,68		0,48869	R\$ 43.251,09	-R\$ 1.088,96	R\$ 40.327,00	-R\$ 135.398,16
3	98%		87.609,70		0,54494	R\$ 47.742,13	-R\$ 1.113,46	R\$ 43.617,73	-R\$ 91.780,44
4	97%		86.715,73		0,60766	R\$ 52.694,01	-R\$ 1.138,52	R\$ 47.165,20	-R\$ 44.615,24
5	96%		85.821,75		0,67761	-R\$ 111.856,01	-R\$ 1.164,13	-R\$ 101.120,52	-R\$ 145.735,75
6	95%	100%	84.927,78	36.365,15	0,75560	R\$ 91.648,73	-R\$ 2.028,59	R\$ 78.419,81	-R\$ 67.315,95
7	94%	99%	84.033,80	36.001,50	0,84257	R\$ 101.137,87	-R\$ 2.074,23	R\$ 84.775,64	R\$ 17.459,69
8	93%	98%	83.139,82	35.637,85	0,93955	R\$ 111.597,23	-R\$ 2.120,90	R\$ 91.624,94	R\$ 109.084,63
9	92%	97%	82.245,85	35.274,19	1,04769	R\$ 123.124,47	-R\$ 2.168,62	R\$ 99.004,98	R\$ 208.089,61
10	91%	96%	81.351,87	34.910,54	1,16828	R\$ 135.826,84	-R\$ 38.427,41	R\$ 77.969,23	R\$ 286.058,84
11	90%	95%	80.457,89	34.546,89	1,16828	R\$ 134.357,58	-R\$ 2.267,30	R\$ 103.412,82	R\$ 389.471,66
12	89%	94%	79.563,92	34.183,24	1,16828	R\$ 132.888,32	-R\$ 2.318,32	R\$ 99.973,20	R\$ 489.444,86
13	88%	93%	78.669,94	33.819,59	1,16828	R\$ 131.419,06	-R\$ 2.370,48	R\$ 96.634,04	R\$ 586.078,89
14	87%	92%	77.775,96	33.455,94	1,16828	R\$ 129.949,80	-R\$ 2.423,82	R\$ 93.392,55	R\$ 679.471,45
15	86%	91%	76.881,99	33.092,29	1,16828	R\$ 128.480,54	-R\$ 2.478,35	R\$ 90.246,08	R\$ 769.717,53
16	85%	90%	75.988,01	32.728,63	1,16828	R\$ 127.011,28	-R\$ 28.034,12	R\$ 69.330,12	R\$ 839.047,65
17	84%	89%	75.094,03	32.364,98	1,16828	R\$ 125.542,02	-R\$ 2.591,13	R\$ 84.227,77	R\$ 923.275,42
18	83%	88%	74.200,06	32.001,33	1,16828	R\$ 124.072,76	-R\$ 2.649,43	R\$ 81.350,91	R\$ 1.004.626,33
19	82%	87%	73.306,08	31.637,68	1,16828	R\$ 122.603,50	-R\$ 2.709,05	R\$ 78.559,03	R\$ 1.083.185,36
20	81%	86%	72.412,10	31.274,03	1,16828	R\$ 121.134,25	-R\$ 38.980,00	R\$ 52.645,79	R\$ 1.135.831,15
21	80%	85%	71.518,13	30.910,38	1,16828	R\$ 119.664,99	-R\$ 2.832,32	R\$ 73.220,83	R\$ 1.209.051,98
22	79%	84%	70.624,15	30.546,73	1,16828	R\$ 118.195,73	-R\$ 2.896,05	R\$ 70.670,00	R\$ 1.279.721,98
23	78%	83%	69.730,17	30.183,07	1,16828	R\$ 116.726,47	-R\$ 2.961,21	R\$ 68.195,13	R\$ 1.347.917,11
24	77%	82%	68.836,20	29.819,42	1,16828	R\$ 115.257,21	-R\$ 3.027,84	R\$ 65.794,09	R\$ 1.413.711,21
25	76%	81%	67.942,22	29.455,77	1,16828	R\$ 113.787,95	-R\$ 3.095,97	R\$ 63.464,85	R\$ 1.477.176,05
VPL									R\$ 1.477.176,05

Fonte: Elaborado pela autora.

A partir da Tabela 22 é possível verificar que instalando o sistema FV em etapas, têm-se um *payback* (retorno do investimento) entre 6 e 7 anos (6,68 anos). O valor presente líquido para os 25 anos de projeto foi de R\$ 1.477.176,05 e, sendo maior que zero, torna a implementação viável. O resumo da Tabela 22 é apresentado na Figura 39.

Figura 39 – Resumo do Fluxo de caixa para implementação do sistema FV de 75 kWp em etapas



Fonte: Elaborado pela autora.

6 CONCLUSÃO

O estudo teve como principal objetivo determinar a viabilidade técnica e financeira da implementação de um sistema FV em um Parque de Abastecimento de Aeronaves localizado em Fortaleza/CE. Utilizando a metodologia proposta e tendo como base o referencial teórico, foi possível atingir os objetivos deste trabalho.

Através das análises das premissas para implementação do sistema FV em zonas aeroportuárias verificou-se que, embora algumas características do sistema FV possam comprometer a segurança aeronáutica, ao se utilizar de medidas de mitigação de riscos e análises preliminares, é possível sua implementação nessas áreas. Também foi feita uma análise quanto às áreas classificadas, onde foi identificado que os locais elencados para instalação do sistema estão situados em áreas não classificadas da instalação, viabilizando assim sua implementação.

Diante das premissas citadas acima e do estudo de sombreamento do local realizado no software *SketchUp*, foi possível selecionar as áreas de instalação do sistema as quais possibilitaram o dimensionamento do sistema FV em três cenários:

1. Dimensionamento pela área útil disponível atualmente (50 kWp);
2. Dimensionamento pelo consumo no horário fora de ponta (75 kWp);
3. Dimensionamento do sistema FV em etapas (75 kWp).

Em seguida foi realizada a análise financeira, onde para a implementação do cenário 1 (50 kWp) resultou em um investimento inicial de R\$ 213.000,00. Esse valor tem um tempo de retorno de 4,87 anos e, ao final dos 25 anos de período do projeto, o VPL do investimento é de R\$ 1.664.472,88, ou seja, é viável.

A segunda análise para implementação do cenário 2 (75 kWp) resultou em um investimento inicial de R\$ 339.509,34, incluindo a reforma dos telhados. Esse valor tem um tempo de retorno de 5,41 anos e, ao final dos 25 anos de período do projeto, o VPL do investimento é de R\$ 2.294.388,74, ou seja, é um investimento viável.

A terceira análise para implementação dos cenários em etapas resultou em um investimento inicial de R\$ 213.000,00 para a primeira etapa e para a segunda etapa R\$ 170.009,34, incluindo a reforma dos telhados, o que resulta em R\$ 383.009,34 de custos de implementação. Esse valor tem um tempo de retorno de 6,68 anos e, ao final dos 25 anos de período do projeto, o VPL do investimento é de R\$ 1.477.176,05, ou seja, é um investimento viável.

Embora as três formas de implementação se mostrem viáveis, é possível verificar que tanto a segunda quanto a terceira resultam em um sistema FV de 75 kWp, porém a implementação em etapas acarreta maiores custos, o que aumenta o tempo de retorno do investimento e diminui o valor presente líquido. Ainda assim, se mostra como uma boa alternativa de implementação caso a empresa não tenha interesse em dispor de uma quantia maior no início.

Com isso, conclui-se esse estudo com a recomendação de implementação do Sistema FV para as condições analisadas. Além de gerar um excelente retorno financeiro para a empresa, ainda contribui para seu *marketing* verde servindo como um incentivo para a sociedade adotar um comportamento mais sustentável.

6.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Alguns estudos podem ser desenvolvidos com o exposto neste trabalho de modo a fornecer outros tipos de análise de implementação de sistemas FV, além de outras formas de geração. Abaixo são elencadas algumas sugestões para trabalhos futuros:

1. Estudo de implementação do sistema FV em áreas classificadas na instalação;
2. Estudo implementação do sistema FV para suprir todo o consumo no horário fora de ponta e no horário de ponta da instalação;
3. Estudo de implementação do sistema FV em conjunto com sistemas de Backup de Energia de modo a aumentar a confiabilidade do sistema;
4. Estudo de implementação de sistemas híbridos de geração, podendo ser utilizado o sistema FV em conjunto com sistemas eólicos, geração à Diesel, Biomassa;
5. Estudo de implementação de uma usina solar que supra o consumo de todas as instalações da empresa no estado seja por autoconsumo remoto ou geração compartilhada;
6. Estudo de implementação de um Estacionamento Solar Fotovoltaico no local.

REFERÊNCIAS

ABB. **Datasheet Inversor TRIO TL OUTD 50 kW**. 2017. Disponível em: < www.abb.com/solarinverters> Acesso em: 10 jun. 2020.

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 16690: Instalações Elétricas de Arranjos Fotovoltaicos — Requisitos de Projeto**. Rio de Janeiro, 2019.

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR IEC 60529: Graus de Proteção Providos por Invólucros (Códigos IP)**. Rio de Janeiro, 2017.

ABSOLAR. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica; ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Infográfico ABSOLAR nº18**. Bela Vista, SP, 2020. Disponível em: < <http://www.absolar.org.br/infografico-absolar-.html>>. Acesso em: 08 abr. 2020.

ANAC. Agência Nacional da Aviação Civil. **Regulamento Brasileiro da Aviação Civil – RBAC nº 154**. 2019. Disponível em: < https://www.anac.gov.br/assuntos/legislacao/legislacao-1/rbha-e-rbac/rbac/rbac-154/@@displayfile/arquivo_norma/RBAC154EMD06.pdf> Acesso em: 05 mai. 2020.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). **Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2º ed. Brasília: ANEEL, 2016.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). **Resolução Normativa nº 414**. Brasília. 2010. Disponível em < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414comp.pdf>> Acesso em 29 abr. 2020.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). **Resolução Normativa nº 482**. Brasília. 2012. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>> Acesso em 29 abr. 2020.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). **Resolução Normativa nº 687**. Brasília. 2015. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>> Acesso em 29 abr. 2020.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). **Resolução Normativa nº 786**. Brasília. 2017. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>> Acesso em 29 abr. 2020.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). **Procedimentos de Distribuição – PRODIST – Acesso de Micro e Minigeração Distribuída**. Brasília. 2017. Disponível em < https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-M%C3%B3dulo3_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2ac8430cbca99> Acesso em 30 abr. 2020.

ARAÚJO, A. J. N.; RANK, N. I.; BUENO, T. B. A. **Análise dos Fatores de Perdas nos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica em Curitiba**. 85 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica), Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2016.

ASTRONERGY. **Datasheet Módulo Astrosemi 455 W**. 2020. Disponível em: <<http://energy.chint.com>> Acesso em: 10 jun. 2020.

BARRETO, Sofia da Costa. **Estudo de Viabilidade para Implementação de uma Planta Fotovoltaica Integrada em um Shopping Center de Fortaleza**. 80 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, 2017.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Brasília, DF. 2019.

CANADIAN. **Datasheet Módulo HiKu 415 W**. 2018. Disponível em: <www.canadiansolar.com> Acesso em: 10 jun. 2020.

CANAL SOLAR. **Diodos de By-pass e Hotspots dos Módulos Fotovoltaicos**. 2019. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/index.php/previewmenu/item/176-como-atua-o-diodo-de-bypass-e-qual-sua-relacao-com-os-hot-spots>>. Acesso em: 15 abr. 2020.

CRESESB. Centro de Referência das Energias Solar e Eólica Sergio de S. Brito. **Potencial SunData v.3.0**. 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>> Acesso em: 04 jun. 2020.

DIAS, César Luiz de Azevedo. **Modelos de Avaliação de Desempenho de Diferentes Tecnologias de Geração Fotovoltaica: Estudo de Caso para Região dos Lagos**. Tese de Doutorado (Planejamento Energético), Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2017.

ENEL. ENEL Distribuição Ceará. **Especificação Técnica nº 122 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Enel Distribuição Ceará**. 2018. Disponível em <<https://www.eneldistribuicao.com.br/ce/documentos/CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDBR.pdf>> Acesso em 30 abr. 2020.

ENERGÊS. **Guia Completo do Módulo Fotovoltaico**. 2020. Disponível em: <<https://energes.com.br/energia-solar/guia-completo-modulos-fotovoltaicos/>>. Acesso em: 03 abr. 2020.

FALCÃO JR., Francisco Wilson. **Viabilidade técnica e financeira de planta fotovoltaica para geração descentralizada no Aeroporto Comandante Ariston Pessoa em Jericoacoara/CE (JJD)**. 2019. 114f. Dissertação de Mestrado {Instituto Tecnológico de Aeronáutica, São José dos Campos.

FALCÃO JR., F. W.; CARVALHO, P. C. M.; SOUSA JR., W. C. **Influência de Sistemas Fotovoltaicos em Aeroportos sobre a Segurança das Operações Aeronáuticas**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Gramado, RS. 2018.

FLANDOLI, FABIO. **Concepção, Aplicação e Funcionamento de Módulos Fotovoltaicos**. 2017. Programa Eletricista Consciente. Disponível em: <<http://www.eletricistaconsciente.com.br/pontue/fasciculos/2-celulas-e-modulos-fotovoltaicos/concepcao-aplicacao-e-funcionamento-de-modulos-fotovoltaicos/>>. Acesso em: 16 abr. 2020.

GCL. **Datasheet Módulo GCL P6/72 365 W**. 2018. Disponível em: <en.gclsi.com> Acesso em: 10 jun. 2020.

GOMES, L. I. P. d. **Células Solares Semi-transparentes de Silício Amorfo Micro/Nanocristalino**. Dissertação de Mestrado (Engenharia dos Materiais), Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Nova Lisboa, 2009. Disponível em: <https://run.unl.pt/bitstream/10362/2048/1/Gomes_2009.pdf>. Acesso em: 08 abr. 2020.

GUIMARÃES, P. H. A. **Projeto e Implementação de Planta Fotovoltaica de 65 kWp**. 93 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, 2018.

HUAWEI. **Datasheet Inversor SUN2000 25 KTL US 25 kW**. 2015. Disponível em: <inverter@Huawei.com> Acesso em: 10 jun. 2020.

INMETRO. Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **PBE – Orientações Gerais para Fabricantes e Importadores sobre a Regulamentação de Equipamentos para Geração de Energia Fotovoltaica**. 2011. Disponível em: <<https://www2.inmetro.gov.br/pbe/>> Acesso em: 08 abr. 2020.

INSTITUTO IDEAL. **O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica. 6ª ed.** 2019. Disponível em: <https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/o_mercado_brasileiro_de_gera_o_distribu_da_fv_-_e> Acesso em: 16 jun. 2020.

MEDIUM. **“Solar Panel Basics and Types Of Solar Panels Used In Flood Lights”**. 2019. Disponível em: <<https://medium.com/@solarledlight/solar-panel-basics-and-types-of-solar-panels-used-in-flood-lights-36096d9b338f>>. Acesso em: 31 mar. 2020.

ORSE. Orçamento de Obras de Sergipe. **Consulta de Custos de Obras**. 2020. Disponível em: <<http://orse.cehop.se.gov.br/servicosargumento.asp>> Acesso em: 22 jun. 2020.

PEREIRA, E. B. *et al.* **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2ª ed., São José dos Campos, SP: INPE, 2017.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES, CEPEL – CRESESB, edição revisada e atualizada. Rio de Janeiro, RJ: CEPEL/CRESESB, 2014.

RAÍZEN COMBUSTÍVEIS S.A. **Mapa de Classificação de Áreas**. 2011. Escala: 1/125.

RAMPINELLI, G. A.; KRENZINGER, A.; ROMERO, F. C. **Descrição e Análise de Inversores Utilizados em Sistemas Fotovoltaicos**. Revista Ciências Exatas e Naturais (RECEN), Vol. 15, nº 1, Jan/ Jun 2013.

SANTIAGO JR, J. V.; COMINI, R.; FERRARI, J. **Guia de Energia Solar Fotovoltaica: Aplicação nas Micro e Pequenas Empresas**. Mato Grosso, Brasil: SEBRAE, 2016.
SCHMELA, Michael. **Global Market Outlook For Solar Power / 2019 – 2023**. Solar Power Europe, Belgium, 2019. Disponível em: <<https://www.solarpowereurope.org/global-market-outlook-2019-2023/>>. Acesso em: 15 mar. 2020.

SEINFRA. Secretaria de Infraestrutura do Estado do Ceará. **Tabela de Custos e Insumos**. 2020. Disponível em: <<https://sites.seinfra.ce.gov.br/siproce/onerada/html/C0802.html?a=1545419710927>> Acesso em: 22 jun. 2020.

SIMS. Sims Industries. **Forge Solar**. 2019. Disponível em: <<https://www.forgesolar.com/>> Acesso em: 15 jun. 2020.

SOUZA, Ronilson di. **Os Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica – Livro Digital de Introdução aos Sistemas Solares**. Blue Sol Energia Solar. Ribeirão Preto, SP, 2016.

TIRAPELLE, G. A. H.; MURA, L. B.; FRAZÃO, L. **Análise da Viabilidade Técnica de Painéis Solares Fotovoltaicos Conectados à Rede, com Backup de Energia, Instalados em Postos de Combustíveis**. 145 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Industrial Elétrica), Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2013.

TRINA. **Datasheet Módulo Trina Solar 410 W**. 2019. Disponível em: <www.trinasolar.com> Acesso em: 10 jun. 2020.

URBANETZ JR, J. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Redes de Distribuição Urbanas: Sua Influência na Qualidade da Energia elétrica e Análise dos Parâmetros que Possam Afetar a Conectividade**. Tese de Doutorado (Engenharia Civil) Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2010.

WEG. **Datasheet Inversor String SIW300H – M020**. Jaguará do Sul, SC. 2020. Disponível em: <<https://static.weg.net/medias/downloadcenter/ha4/h35/WEGinversores-string-SIW500H-SIW300H-50076575-pt.pdf>> Acesso em: 22 abr. 2020.

WIZIACK, Julio. Diário do Nordeste. **Aneel vai congelar ajustes tarifários de energia até 2021**. 2020. Disponível em: <<https://diariodonordeste.verdesmares.com.br/negocios/aneel-vai-congelar-ajustes-tarifarios-de-energia-ate-2021-1.2247329>> Acesso em: 20 jun. 2020.

Anexo A – Datasheet Módulo Trina Solar - TSM-DE15H(II) – 410 Wp



72 LAYOUT MODULE

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	380	385	390	395	400	405	410
Power Output Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5						
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.6	40.1	40.5	40.8	41.1	41.4	41.7
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	9.59	9.61	9.64	9.69	9.74	9.79	9.84
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	48.1	48.5	49.7	50.1	50.4	50.8	51.2
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	9.99	10.03	10.08	10.13	10.18	10.23	10.29
Module Efficiency η_m (%)	18.7	18.9	19.2	19.4	19.7	19.9	20.2

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AML5.
*Measurement tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	287	291	295	298	302	306	310
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.4	37.9	38.4	38.7	38.9	39.1	39.3
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	7.66	7.67	7.68	7.71	7.76	7.81	7.86
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	44.4	45.6	46.8	47.2	47.4	47.6	47.8
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	8.05	8.09	8.13	8.17	8.21	8.25	8.29

NMOT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 × 24)
Module Dimensions	2024 × 1004 × 35 mm (79.69 × 39.53 × 1.38 inches)
Weight	22.8kg (50.3lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: N 140mm/P 285mm(5.51/11.22inches) Landscape: N 1400 mm /P 1400 mm (55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2/TS4

TEMPERATURE RATINGS

NMOT(Nominal Module Operating Temperature)	41°C (±3°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	- 0.37%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	- 0.29%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.05%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	20A

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

WARRANTY

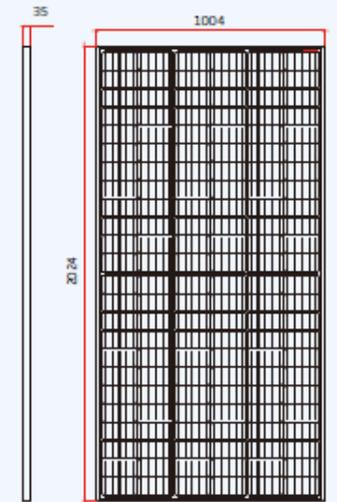
10 year Product Workmanship Warranty
25 year Linear Power Warranty

(Please refer to product warranty for details)

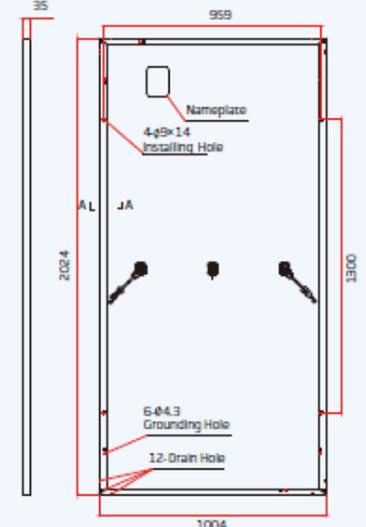
PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 30 pieces
Modules per 40' container: 660 pieces

DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)

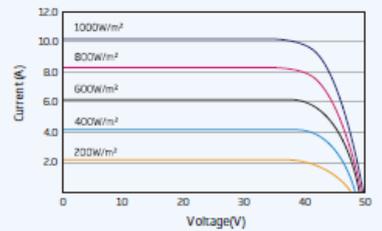


Front View

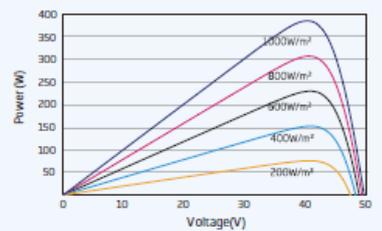


Back View

I-V CURVES OF PV MODULE(390W)



P-V CURVES OF PV MODULE(390W)



Anexo B – Datasheet Módulo Astronergy - AstroSemi CHSM72M-HC – 455 Wp

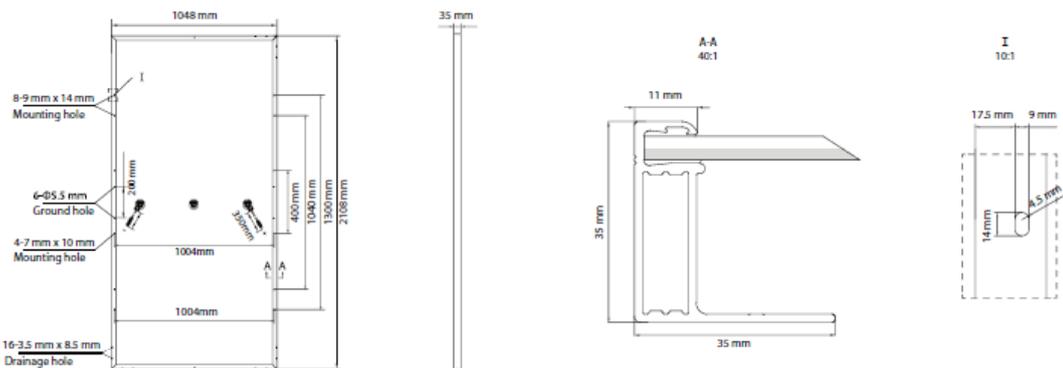
ELECTRICAL SPECIFICATIONS			
STC rated output (P_{mpo})*	445 Wp	450 Wp	455 Wp
Rated voltage (V_{mpo}) at STC	41.05 V	41.32 V	41.51 V
Rated current (I_{mpo}) at STC	10.84 A	10.89 A	10.96 A
Open circuit voltage (V_{oc}) at STC	48.80 V	49.05 V	49.35 V
Short circuit current (I_{sc}) at STC	11.30 A	11.37 A	11.44 A
Module efficiency	20.1%	20.4%	20.6%
Rated output (P_{mpo}) at NMOT	330.8 Wp	334.5 Wp	338.2 Wp
Rated voltage (V_{mpo}) at NMOT	38.12 V	38.37 V	38.55 V
Rated current (I_{mpo}) at NMOT	8.68 A	8.72 A	8.78 A
Open circuit voltage (V_{oc}) at NMOT	45.70 V	45.94 V	46.22 V
Short circuit current (I_{sc}) at NMOT	9.10 A	9.16 A	9.22 A
Temperature coefficient (P_{mpo})		- 0.35%/°C	
Temperature coefficient (I_{sc})		+0.04%/°C	
Temperature coefficient (V_{oc})		- 0.28%/°C	
Nominal module operating temperature (NMOT)		44±2°C	
Maximum system voltage (IEC/UL)		1500V _{DC}	
Number of diodes		3	
Junction box IP rating		IP 68	
Maximum series fuse rating		20 A	

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, AM=1.5
 NMOT: Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, AM=1.5, Wind Speed 1m/s

MECHANICAL SPECIFICATIONS	
Outer dimensions (L x W x H)	2108 x 1048 x 35 mm
Frame technology	Aluminum, silver anodized
Module composition	Glass / EVA / Backsheet (white)
Front glass thickness	3.2 mm
Cable length (IEC/UL)	Portrait: 350 mm Landscape: 1300 mm
Cable diameter (IEC/UL)	4 mm ² / 12 AWG
Maximum mechanical test load	5400 Pa (front) / 2400 Pa (back)
Fire performance (IEC/UL)	Class C (IEC) or Type 1 (UL)
Connector type (IEC/UL)	MC4 compatible

Refer to Astronergy crystalline installation manual or contact technical department.
 Maximum Mechanical Test Load=1.5×Maximum Mechanical Design Load.

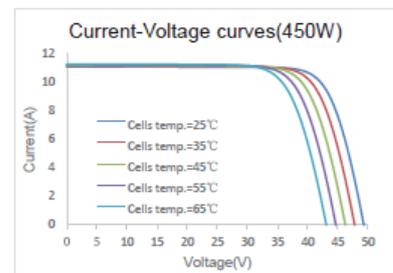
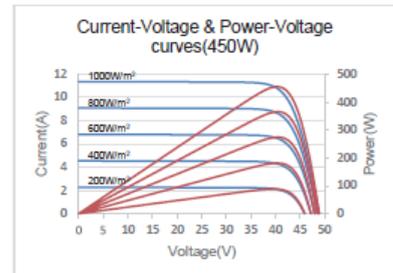
MODULE DIMENSION DETAILS



© Chint Solar (Zhejiang) Co., Ltd. Reserves the right of final interpretation. please contact our company to use the latest version for contract.

<http://energy.chint.com>

CURVE



PACKING SPECIFICATIONS

Weight (module only)	24.0 kg
Packing unit	31 pcs / box
Weight of packing unit (for 40'HQ container)	791 kg
Number of modules per 40'HQ container	682 pcs

① Tolerance +/- 1.0kg
 ② Subject to sales contract

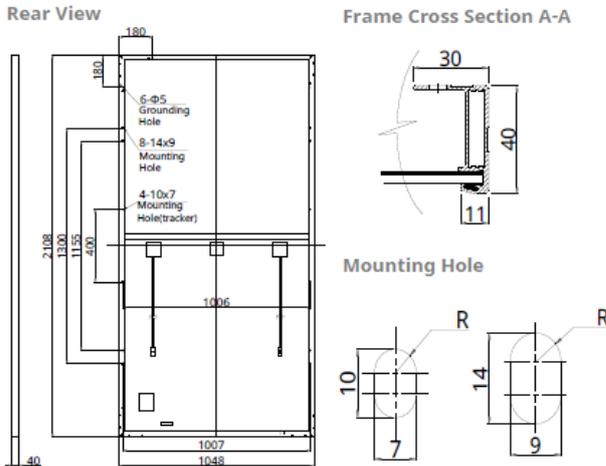
Astronergy 05-2020



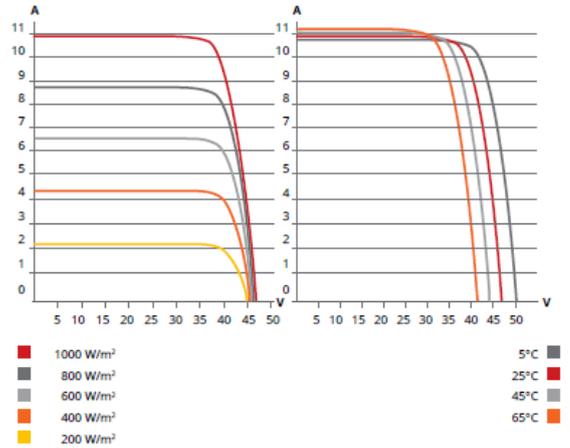
Anexo C – Datasheet Módulo Canadian Solar - HiKu CS3W-415P – 415 Wp



ENGINEERING DRAWING (mm)



CS3W-400P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P
Nominal Max. Power (Pmax)	395 W	400 W	405 W	410 W	415 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.5 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V	39.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.26 A	10.34 A	10.42 A	10.49 A	10.56 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.0 V	47.2 V	47.4 V	47.6 V	47.8 V
Short Circuit Current (Isc)	10.82 A	10.90 A	10.98 A	11.06 A	11.14 A
Module Efficiency	17.88%	18.11%	18.33%	18.56%	18.79%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	20 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 5 W				

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P
Nominal Max. Power (Pmax)	293 W	297 W	301 W	304 W	308 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.1 V	35.3 V	35.5 V	35.7 V	35.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.35 A	8.42 A	8.48 A	8.52 A	8.58 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.0 V	44.2 V	44.4 V	44.6 V	44.8 V
Short Circuit Current (Isc)	8.72 A	8.78 A	8.85 A	8.90 A	8.97 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

Anexo D – Datasheet Módulo GCL - GCL-P672H – 365 Wp



Electrical Specification (STC)

Maximum Power	P _{max} (W)	330	335	340	345	350	355	360	365
Maximum Power Voltage	V _{mp} (V)	37.80	38.00	38.20	38.90	39.20	39.49	39.78	40.11
Maximum Power Current	I _{mp} (A)	8.73	8.82	8.90	8.87	8.93	8.99	9.05	9.10
Short Circuit Current	I _{sc} (A)	9.33	9.41	9.49	9.61	9.68	9.74	9.80	9.86
Open Circuit Voltage	V _{oc} (V)	46.20	46.40	46.60	47.30	47.60	47.90	48.20	48.50
Module Efficiency	(%)	17.0	17.3	17.5	17.8	18.0	18.3	18.6	18.8
Power Output Tolerance	(W)	0~+5							

* Irradiance 1000W/m², Module Temperature 25°C, Air Mass 1.5

Electrical Specification (NOCT)

Maximum Power	P _{max} (W)	243.94	247.79	251.32	255.59	259.90	263.52	266.79	270.83
Maximum Power Voltage	V _{mp} (V)	34.70	34.90	35.10	35.40	35.70	36.00	36.20	36.50
Maximum Power Current	I _{mp} (A)	7.03	7.10	7.16	7.22	7.28	7.32	7.37	7.42
Short Circuit Current	I _{sc} (A)	7.54	7.61	7.67	7.77	7.82	7.87	7.92	7.97
Open Circuit Voltage	V _{oc} (V)	42.70	42.90	43.10	43.80	44.00	44.30	44.60	44.80

Mechanical Data

Solar Cell Type	Poly 156.75x156.75 mm
Number of Cells	72 Cells (6x12)
Dimensions of Module L*W*H (mm)	1956x992x35mm (77 x 39.05 x 1.38 inches)
Weight (kg)	22.2 kg
Glass	High transparency solar glass 3.2mm (0.13 inches)
Backsheet	White
Frame	Silver, anodized aluminium alloy
J-Box	IP68 Rated
Cable	4.0mm ² (0.006 inches ²), 1200mm (35.4 inches)
Number of diodes	3
Wind/ Snow Load	2400Pa/5400Pa*
Connector	Compatible

* For more details please check the installation manual of GCLSI

Temperature Ratings

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C
Temperature Coefficient of P _{MAX}	-0.41%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.055%/°C

Packaging Configuration

Module per box	30 pieces
Module per 40' container	720 pieces

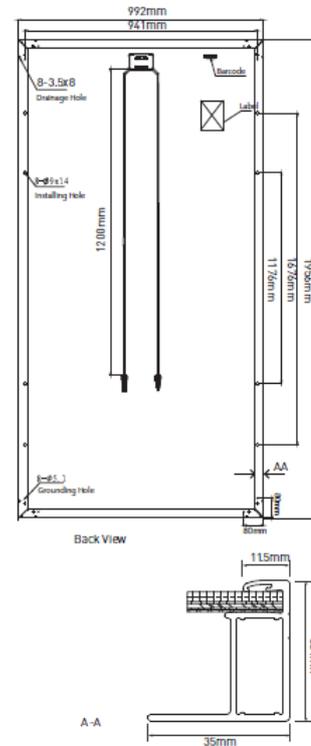
Maximum Ratings

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1000V DC
	1500V DC-(H)
Max Series Fuse Rating	15A

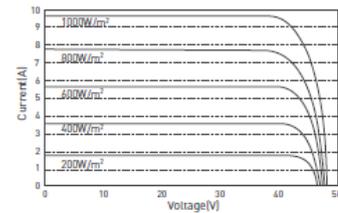
Optional

Connector: Original MC4

Module Dimension



I-V Curves of Module (350W)



Excellent performance under weak light conditions: at an irradiance intensity of 200W/m²W/m²(AM 1.5, 25C), 96.5% or higher of the STC efficiency is achieved

Anexo E – Datasheet Inversor ABB TRIO-TM 50 kW

ABB string inverters

TRIO-TM-50.0-400

TRIO-TM-60.0-480

50 to 60 kW



Technical data and types

Type code	TRIO-TM-50.0-400	TRIO-TM-60.0-480
Input side		
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	1000 V	
Start-up DC input voltage (V_{start})	420...700 V (Default 420 V)	420...700 V (Default 500 V)
Operating DC input voltage range ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$)	0,7x V_{start} ...950 V (min 300 V)	0,7x V_{start} ...950 V (min 360 V)
Rated DC input voltage (V_{dc})	610 Vdc	720 Vdc
Rated DC input power (P_{dc})	52000 W	61800 W
Number of independent MPPT	3	
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{mppt,max}$)	17500 W	21000 W
MPPT input DC voltage range ($V_{mppt,min}...V_{mppt,max}$) at P_{acr}	480-800 Vdc	570-800 Vdc
Maximum DC input current ($I_{dc,max}$) for each MPPT	36 A	
Maximum input short circuit current for each MPPT	55 A (165 A in case of parallel MPPT)	
Number of DC input pairs for each MPPT	5	
DC connection type	Screw terminal block (Standard and -S version) or PV quick fit connector ²⁾ (-SX and SX2 version)	
Input protection		
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	Yes, 1 for each MPPT	
Input over voltage protection for each MPPT - plug in modular surge arrester	Type 2 (option) / Type 1+2 (option)	
Photovoltaic array isolation control	According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	60 A / 1000 V for each MPPT (180 A in case of parallel MPPT)	
Fuse rating (version with fuses)	15 A / 1000 V	
Output side		
AC grid connection type	Three-phase (3W+PE or 4W+PE)	
Rated AC power (P_{acr} @ $\cos\phi=1$)	50000 W	60000 W
Maximum AC output power ($P_{ac,max}$ @ $\cos\phi=1$)	50000 W	60000 W
Maximum apparent power (S_{max})	50000 VA	60000 VA
Rated AC grid voltage ($V_{ac,r}$)	400 V	480 V
AC voltage range	320...480 V ¹⁾	384...571 V ¹⁾
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	77 A	
Contributory fault current	92 A	
Rated output frequency (f_i)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	47...53 Hz / 57...63 Hz ²⁾	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995; 0...1 inductive/capacitive with maximum S_{max}	
Total current harmonic distortion	<3%	
Maximum AC cable	95 mm ² copper only (150 mm ² copper/aluminum with TRIO-AC-WIRING-KIT)	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland PG42	
Output protection		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	100 A	
Output overvoltage protection - varistor	Yes	
Output overvoltage protection - plug in modular surge arrester	Type 2 (option) / Type 1+2 (option)	
Operating performance		
Maximum efficiency (η_{max})	98.3%	98.5%
Weighted efficiency (EURO)	98.0% / -	98.0% / -
Communication		
Embedded communication interfaces	2x RS485, 2x Ethernet (RJ45), WLAN (IEEE802.11 b/g/n @ 2,4 GHz)	
Communication protocols	Modbus RTU / TCP (Sunspec compliant); Aurora Protocol	
Remote monitoring services	Standard level access to Aurora Vision monitoring portal	
Advanced features	Integrated Web User Interface, Display (option); Embedded logging and direct transferring of data to Cloud	
Environmental		
Ambient temperature range	-25...+60°C (-13...140 °F) with derating above 45 °C (113 °F)	-25...+60°C (-13...140 °F) with derating above 45 °C (113 °F)
Relative humidity	4%... 100% condensing	
Sound pressure level, typical	75 dB(A) @ 1 m	
Maximum operating altitude	4000m / 13123ft with derating above 2000m / 6561ft	
Physical		
Environmental protection rating	IP65 (IP54 for cooling section)	
Cooling	Forced air	
Dimension (H x W x D)	725 mm x 1491 mm x 315 mm / 28.5" x 58.7" x 12.4"	
Weight	95 kg / 209 lbs overall, 66 kg / 145 lbs electronic compartment, 15 kg / 33 lbs AC wiring box (full optional), 14kg / 31 lbs DC wiring box (full optional)	
Mounting system	Wall bracket, horizontal support	

Anexo E.1 – Cálculo da Quantidade de Módulos por *String* – Inversor ABB 50 kW

Os cálculos de dimensionamento referente aos inversores têm como referência o estudo de Tirapelle, Mura e Frazão (2013) *apud* Collar *et al* (2012). A quantidade de módulos ligados em série na *string* deve ser tal a garantir que a tensão da string não ultrapasse o máximo permitido no MPPT do inversor. No caso do inversor ABB 50 kW é possível verificar em seu *datasheet* que ele possui 3 MPPTs independentes e com até 5 *strings* em cada MPPT. Dessa forma, para cada MPPT a tensão máxima permitida em suas *strings* é 800 V_{DC}, a qual se relaciona com a quantidade máxima de módulos na *string* através da seguinte equação (10):

$$Q_{mod} = \frac{V_{maxMPPT}}{V_{maxMod}} \quad (10)$$

Onde:

Q_{MOD} = Quantidade máxima de módulos por *string*;

V_{maxmod} = Tensão máxima do módulo (V);

$V_{maxMPPT}$ = Tensão máxima do MPPT (V).

Também se faz necessário calcular a tensão máxima na *string* para verificar se ela não atinge a tensão máxima permitida no inversor, no caso 1000 V. O cálculo se dá através da Equação (11).

$$V_{ocmaxstring} = Q_{mod} \times V_{ocmod} \quad (11)$$

Onde:

$V_{ocmaxstring}$ = Tensão de circuito aberto máxima na string (V);

Q_{MOD} = Quantidade máxima de módulos por *string*;

V_{ocmod} = Tensão de circuito aberto do módulo (V).

Outro ponto que também se faz necessário verificar diz respeito a corrente de curto circuito máxima suportada pelo MPPT. Como os módulos estão em série na *string*, a corrente total será a média das correntes de curto circuito dos módulos de cada string. É importante lembrar que a quantidade de módulos por string deve ser igual, assim como as características dos módulos conectados, de forma a evitar *mismatch* no MPPT conforme visto no capítulo 2 deste trabalho. Soma-se então as correntes de curto circuito de cada string no MPPT, pois elas se conectam em paralelo no MPPT e verifica-se se a corrente total no MPPT não ultrapassa a corrente máxima permitida, no caso 55 A por MPPT.

A seguir estão apresentados os cálculos discutidos aplicados para cada módulo escolhido.

- **Módulo Trina Solar – 410 W (128 módulos):**

Cálculo da quantidade máxima de módulos por *string*:

$$Q_{mod} = \frac{800V}{41,7V} = 19 \text{ módulos} \quad (12)$$

Como a quantidade total de módulos Trina para o Caso I é 128, definiu-se a seguinte divisão de módulos por *string*:

MPPT 1 = 5 *strings* com 10 módulos cada, totalizando 50 módulos;

MPPT 2 = 5 *strings* com 10 módulos cada, totalizando 50 módulos;

MPPT 3 = 4 *strings* com 7 módulos cada, totalizando 28 módulos.

Cálculo da tensão máxima do MPPTs:

$$V_{ocmaxstring} = 10 \times 51,2 = 512 \text{ V} \quad (13)$$

$$V_{ocmaxstring} = 7 \times 51,2 = 358,4 \text{ V} \quad (14)$$

Como as *strings* estão em paralelo no MPPT e por sua vez os 3 MPPTs também se encontram em paralelo, a tensão máxima no inversor será a mesma da tensão máxima da *string*, no caso 512 V e 358,4 V não ultrapassando o máximo permitido de 1000V.

Cálculo da corrente de curto circuito máxima no MPPT (máx. permitido = 55 A):

$$I_{sc} \text{ nas } strings = 10,29 \text{ A}$$

$$\text{MPPT 1} = 5 \text{ strings} \times 10,29 \text{ A} = 51,45 \text{ A}$$

$$\text{MPPT 2} = 5 \text{ strings} \times 10,29 \text{ A} = 51,45 \text{ A}$$

$$\text{MPPT 3} = 4 \text{ strings} \times 10,29 \text{ A} = 41,16 \text{ A}$$

Assim, é possível verificar que os valores estão dentro dos parâmetros permitidos podendo ser utilizada a configuração escolhida.

- **Módulo Astronergy – 455 W (118 módulos):**

Cálculo da quantidade máxima de módulos por *string*:

$$Q_{mod} = \frac{800 V}{41,51 V} = 19 \text{ módulos} \quad (15)$$

Como a quantidade total de módulos Astronergy para o Caso I é 118, definiu-se a seguinte divisão de módulos por *string*:

MPPT 1 = 4 *strings* com 12 módulos cada, totalizando 48 módulos;

MPPT 2 = 4 *strings* com 12 módulos cada, totalizando 48 módulos;

MPPT 3 = 2 *strings* com 11 módulos cada, totalizando 22 módulos.

Cálculo da tensão máxima do MPPTs:

$$V_{ocmaxstring} = 12 \times 49,35 = 592,2 V \quad (16)$$

$$V_{ocmaxstring} = 11 \times 49,35 = 542,85 V \quad (17)$$

Como as *strings* estão em paralelo no MPPT e por sua vez os 3 MPPTs também se encontram em paralelo, a tensão máxima no inversor será a mesma da tensão máxima da *string*, no caso 592,2 V e 542,85 V não ultrapassando o máximo permitido de 1000V.

Cálculo da corrente de curto circuito máxima no MPPT (máx. permitido = 55 A):

$$I_{sc} \text{ nas } strings = 11,44 A$$

$$\text{MPPT 1} = 4 \text{ strings} \times 11,44 A = 45,76 A$$

$$\text{MPPT 2} = 4 \text{ strings} \times 11,44 A = 45,76 A$$

$$\text{MPPT 3} = 2 \text{ strings} \times 11,44 A = 22,88 A$$

Assim, é possível verificar que os valores estão dentro dos parâmetros permitidos podendo ser utilizada a configuração escolhida.

- **Módulo Canadian Solar – 415 W (118 módulos):**

Cálculo da quantidade máxima de módulos por *string*:

$$Q_{mod} = \frac{800 V}{39,3 V} = 20 \text{ módulos} \quad (18)$$

Como a quantidade total de módulos Canadian para o Caso I é 118, definiu-se a seguinte divisão de módulos por *string*:

MPPT 1 = 4 *strings* com 12 módulos cada, totalizando 48 módulos;

MPPT 2 = 4 *strings* com 12 módulos cada, totalizando 48 módulos;

MPPT 3 = 2 *strings* com 11 módulos cada, totalizando 22 módulos.

Cálculo da tensão máxima do MPPTs:

$$V_{ocmaxstring} = 12 \times 47,8 = 573,6 V \quad (19)$$

$$V_{ocmaxstring} = 11 \times 47,8 = 525,8 V \quad (20)$$

Como as *strings* estão em paralelo no MPPT e por sua vez os 3 MPPTs também se encontram em paralelo, a tensão máxima no inversor será a mesma da tensão máxima da *string*, no caso 573,6 V e 525,8 V não ultrapassando o máximo permitido de 1000V.

Cálculo da corrente de curto circuito máxima no MPPT (máx. permitido = 55 A):

$$I_{sc} \text{ nas } strings = 11,14 A$$

$$\text{MPPT 1} = 4 \text{ strings} \times 11,14 A = 44,56 A$$

$$\text{MPPT 2} = 4 \text{ strings} \times 11,14 A = 44,56 A$$

$$\text{MPPT 3} = 2 \text{ strings} \times 11,14 A = 22,28 A$$

Assim, é possível verificar que os valores estão dentro dos parâmetros permitidos podendo ser utilizada a configuração escolhida.

- **Módulo GCL – 365 W (135 módulos):**

Cálculo da quantidade máxima de módulos por *string*:

$$Q_{mod} = \frac{800 V}{40,11 V} = 19 \text{ módulos} \quad (21)$$

Como a quantidade total de módulos GCL para o Caso I é 135, definiu-se a seguinte divisão de módulos por *string*:

MPPT 1 = 5 *strings* com 9 módulos cada, totalizando 45 módulos;

MPPT 2 = 5 *strings* com 9 módulos cada, totalizando 45 módulos;

MPPT 3 = 5 *strings* com 9 módulos cada, totalizando 45 módulos;

Cálculo da tensão máxima do MPPTs:

$$V_{ocmaxstring} = 9 \times 48,50 = 436,5 V \quad (22)$$

Como as *strings* estão em paralelo no MPPT e por sua vez os 3 MPPTs também se encontram em paralelo, a tensão máxima no inversor será a mesma da tensão máxima da *string*, no caso 436,5 V não ultrapassando o máximo permitido de 1000V.

Cálculo da corrente de curto circuito máxima no MPPT (máx. permitido = 55 A):

$$I_{sc} \text{ nas } strings = 9,86 A$$

$$MPPT 1 = 5 \text{ strings} \times 9,86 A = 49,3 A$$

$$MPPT 2 = 5 \text{ strings} \times 9,86 A = 49,3 A$$

$$MPPT 3 = 5 \text{ strings} \times 9,86 A = 49,3 A$$

Assim, é possível verificar que os valores estão dentro dos parâmetros permitidos podendo ser utilizada a configuração escolhida.

Anexo F – Datasheet Inversor HUAWEI SUN 200025KTL 25 kW



String Inverter (SUN2000-25KTL-US)

Technical Specifications	SUN2000-25KTL-US
	Efficiency
Max. Efficiency	98.6%
CEC Efficiency	98.0%
	Input
Max. DC Voltage	1,000 V
Max. Current per MPPT	25A
Min. Operating Voltage	200 V
Full Power MPPT Voltage Range	560 V~850 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V~950 V
Rated Input Voltage	730 V
Max. Number of Inputs	6
Number of MPP Trackers	3
	Output
Rated AC Power	25,000 W
Max. AC Apparent Power	27,500 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	25,000 W
Rated Output Voltage	277V/480V, 3W+PE/3W+N+PE
Rated AC Grid Frequency	60 Hz
Max. Output Current	33 A
Adjustable Power Factor	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
	Protection
DC AFCI Compliant to UL 1699B	Yes
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-Islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Overcurrent Protection	Fuseless
DC Reverse-Polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Category C
AC Surge Arrester	Category C
Insulation Monitoring	Yes
Residual Current Detection	Yes
	Communication
RS485	Yes
USB	Yes
	General
Dimensions (W×H×D)	550×770×270 mm (21.7×30.3×10.6 inch)
Weight	55 kg (121 lb)
Operation Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C (-13°F - 140°F)
Cooling	Natural Convection
Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft)
Relative Humidity	0~100%
DC Connector	Amphenol H4
AC Connector	Waterproof PG Terminal + OT Connector
Protection Rating	NEMA 4X
Internal Consumption at Night	< 1 W
Topology	Transformerless
Noise Emission (Typical)	<33 dB
	Standards Compliance
Safety/EMC	UL 1741, UL 1699B, UL 1998, IEEE 1547, CSA C22.2 #107.1-01, FCC Part 15
Grid Code	IEEE 1547, IEEE 1547.1

Anexo F.1 – Cálculo da Quantidade de Módulos por *String* – Inversor Huawei 25kW

Os cálculos de dimensionamento seguirão o mesmo procedimento do Anexo E.1. No caso do inversor Huawei 25 kW é possível verificar em seu *datasheet* que ele possui 3 MPPTs independentes e com até 2 *strings* em cada MPPT. Dessa forma, para cada MPPT a tensão máxima permitida em suas *strings* é 850 V_{DC}, a qual se relaciona com a quantidade máxima de módulos na *string* através da seguinte equação (23):

$$Q_{mod} = \frac{V_{maxMPPT}}{V_{maxMod}} \quad (23)$$

Onde:

Q_{MOD} = Quantidade máxima de módulos por *string*;

V_{maxmod} = Tensão máxima do módulo (V);

$V_{maxMPPT}$ = Tensão máxima do MPPT (V).

Também se faz necessário calcular a tensão máxima na *string* para verificar se ela não atinge a tensão máxima permitida no inversor, no caso 1000 V. O cálculo se dá através da Equação (24).

$$V_{ocmaxstring} = Q_{mod} \times V_{ocmod} \quad (24)$$

Onde:

$V_{ocmaxstring}$ = Tensão de circuito aberto máxima na *string* (V);

Q_{MOD} = Quantidade máxima de módulos por *string*;

V_{ocmod} = Tensão de circuito aberto do módulo (V).

Outro ponto que também se faz necessário verificar diz respeito a corrente de curto circuito máxima suportada pelo MPPT. Como os módulos estão em série na *string*, a corrente total será a média das correntes de curto circuito dos módulos de cada *string*. É importante lembrar que a quantidade de módulos por *string* deve ser igual, assim como as características dos módulos conectados, de forma a evitar *mismatch* no MPPT conforme visto no capítulo 2 deste trabalho. Soma-se então as correntes de curto circuito de cada *string* no MPPT, pois elas se conectam em paralelo no MPPT e verifica-se se a corrente total no MPPT não ultrapassa a corrente máxima permitida, no caso 25 A por MPPT.

A seguir estão apresentados os cálculos discutidos aplicados para cada módulo escolhido. É necessário salientar que a quantidade de módulos que irão ser conectados no inversor de 25 kW é a quantidade dimensionada total no caso II menos a quantidade que já foi alocada no inversor de 50 kW no caso I.

- **Módulo Trina Solar – 410 W (184 – 128 = 56 módulos):**

Cálculo da quantidade máxima de módulos por *string*:

$$Q_{mod} = \frac{850 V}{41,7 V} = 20 \text{ módulos} \quad (25)$$

Como a quantidade restante de módulos Trina para implementar o Caso II é 56, definiu-se a seguinte divisão de módulos por *string*:

MPPT 1 = 2 *strings* com 10 módulos cada, totalizando 20 módulos;

MPPT 2 = 2 *strings* com 10 módulos cada, totalizando 20 módulos;

MPPT 3 = 2 *strings* com 8 módulos cada, totalizando 16 módulos.

Cálculo da tensão máxima do MPPTs:

$$V_{ocmaxstring} = 10 \times 51,2 = 512 V \quad (26)$$

$$V_{ocmaxstring} = 8 \times 51,2 = 409,6 V \quad (27)$$

Como as *strings* estão em paralelo no MPPT e por sua vez os 3 MPPTs também se encontram em paralelo, a tensão máxima no inversor será a mesma da tensão máxima da *string*, no caso 512 V e 409,6 V não ultrapassando o máximo permitido de 1000V.

Cálculo da corrente de curto circuito máxima no MPPT (máx. permitido = 25 A):

$$I_{sc} \text{ nas } strings = 10,29 A$$

$$\text{MPPT 1, 2 e 3} = 2 \text{ strings} \times 10,29 A = 20,58 A$$

Assim, é possível verificar que os valores estão dentro dos parâmetros permitidos podendo ser utilizada a configuração escolhida.

- **Módulo Astronergy – 455 W (166 – 118 = 48 módulos):**

Cálculo da quantidade máxima de módulos por *string*:

$$Q_{mod} = \frac{850 V}{41,51 V} = 20 \text{ módulos} \quad (28)$$

Como a quantidade restante de módulos Astronergy para implementar o Caso II é 48, definiu-se a seguinte divisão de módulos por *string*:

MPPT 1 = 2 *strings* com 8 módulos cada, totalizando 16 módulos;

MPPT 2 = 2 *strings* com 8 módulos cada, totalizando 16 módulos;

MPPT 3 = 2 *strings* com 8 módulos cada, totalizando 16 módulos.

Cálculo da tensão máxima do MPPTs:

$$V_{ocmaxstring} = 8 \times 49,35 = 394,8 V \quad (29)$$

Como as *strings* estão em paralelo no MPPT e por sua vez os 3 MPPTs também se encontram em paralelo, a tensão máxima no inversor será a mesma da tensão máxima da *string*, no caso 394,8 V não ultrapassando o máximo permitido de 1000V.

Cálculo da corrente de curto circuito máxima no MPPT (máx. permitido = 25 A):

$$I_{sc} \text{ nas } strings = 11,44 A$$

$$\text{MPPT 1, 2 e 3} = 2 \text{ strings} \times 11,44 A = 22,88 A$$

Assim, é possível verificar que os valores estão dentro dos parâmetros permitidos podendo ser utilizada a configuração escolhida.

- **Módulo Canadian Solar – 415 W (182 - 118 = 64 módulos):**

Cálculo da quantidade máxima de módulos por *string*:

$$Q_{mod} = \frac{850 V}{39,3 V} = 21 \text{ módulos} \quad (30)$$

Como a quantidade restante de módulos Canadian para implementar o Caso II é 64, definiu-se a seguinte divisão de módulos por *string*:

MPPT 1 = 2 *strings* com 10 módulos cada, totalizando 20 módulos;

MPPT 2 = 2 *strings* com 10 módulos cada, totalizando 20 módulos;

MPPT 3 = 2 *strings* com 12 módulos cada, totalizando 24 módulos.

Cálculo da tensão máxima do MPPTs:

$$V_{ocmaxstring} = 10 \times 47,8 = 478 V \quad (31)$$

$$V_{ocmaxstring} = 12 \times 47,8 = 573,6 V \quad (32)$$

Como as *strings* estão em paralelo no MPPT e por sua vez os 3 MPPTs também se encontram em paralelo, a tensão máxima no inversor será a mesma da tensão máxima da *string*, no caso 478 e 573,6 V não ultrapassando o máximo permitido de 1000V.

Cálculo da corrente de curto circuito máxima no MPPT (máx. permitido = 25 A):

$$I_{sc} \text{ nas } strings = 11,14 A$$

$$\text{MPPT 1, 2 e 3} = 2 \text{ strings} \times 11,14 A = 22,28 A$$

Assim, é possível verificar que os valores estão dentro dos parâmetros permitidos podendo ser utilizada a configuração escolhida.

- **Módulo GCL – 365 W (207 - 135 = 72 módulos):**

Cálculo da quantidade máxima de módulos por *string*:

$$Q_{mod} = \frac{850 V}{40,11 V} = 21 \text{ módulos} \quad (33)$$

Como a quantidade restante de módulos GCL para implementar o Caso II é 72, definiu-se a seguinte divisão de módulos por *string*:

MPPT 1 = 2 *strings* com 12 módulos cada, totalizando 24 módulos;

MPPT 2 = 2 *strings* com 12 módulos cada, totalizando 24 módulos;

MPPT 3 = 2 *strings* com 12 módulos cada, totalizando 24 módulos;

Cálculo da tensão máxima do MPPTs:

$$V_{ocmaxstring} = 12 \times 48,50 = 582 V \quad (34)$$

Como as *strings* estão em paralelo no MPPT e por sua vez os 3 MPPTs também se encontram em paralelo, a tensão máxima no inversor será a mesma da tensão máxima da *string*, no caso 582 V não ultrapassando o máximo permitido de 1000V.

Cálculo da corrente de curto circuito máxima no MPPT (máx. permitido = 25 A):

$$I_{sc} \text{ nas } strings = 9,86 A$$

$$\text{MPPT 1, 2 e 3} = 2 \text{ strings} \times 9,86 A = 19,72 A$$

Assim, é possível verificar que os valores estão dentro dos parâmetros permitidos podendo ser utilizada a configuração escolhida.