

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROJETO DE GRADUAÇÃO**

MARIANA MARCHIORE BIRRO

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS PARA OS TELECENTROS DA
PREFEITURA MUNICIPAL DE VITÓRIA**

VITÓRIA
2021

MARIANA MARCHIORE BIRRO

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS PARA OS TELECENTROS DA PREFEITURA
MUNICIPAL DE VITÓRIA**

Parte manuscrita do Projeto de Graduação da aluna **Mariana Marchiore Birro**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheira Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Augusto César Rueda Medina

VITÓRIA
2021

MARIANA MARCHIORE BIRRO

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS PARA OS TELECENTROS DA PREFEITURA
MUNICIPAL DE VITÓRIA**

Parte manuscrita do Projeto de Graduação da aluna **Mariana Marchiore Birro**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheira Eletricista.

Aprovada em 05 de outubro de 2021.

COMISSÃO EXAMINADORA:



**Prof. Dr. Augusto César Rueda
Medina**
Universidade Federal do Espírito
Santo
Orientador

Prof. Dr. Paulo José Mello Menegáz
Universidade Federal do Espírito
Santo
Examinador



Me. Renato Santos Freire Ferraz
Universidade Federal do Espírito
Santo
Examinador



UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO

PROTOCOLO DE ASSINATURA



O documento acima foi assinado digitalmente com senha eletrônica através do Protocolo Web, conforme Portaria UFES nº 1.269 de 30/08/2018, por
PAULO JOSE MELLO MENEGAZ - SIAPE 2236444
Departamento de Engenharia Elétrica - DEE/CT
Em 13/10/2021 às 09:02

Para verificar as assinaturas e visualizar o documento original acesse o link:
<https://api.lepisma.ufes.br/arquivos-assinados/285946?tipoArquivo=O>

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus por estar sempre presente em minha mente, me orientando e me dando força em todas as minhas ações.

Ao meu querido pai Pedro, pelo amor e carinho durante toda a trajetória da minha vida, pelo incentivo, suporte e sacrifícios que teve para me proporcionar conforto e conhecimento.

Agradeço, em especial, ao meu esposo Romeu pelo apoio e companheirismo durante a faculdade. Obrigada por toda a força e incentivo para seguir em frente no curso.

Agradeço aos meus amigos e colegas pelo companheirismo durante toda essa jornada.

E por fim, agradeço a todos os professores que tive contato, não só pelo conteúdo da disciplina, mas por cada ensinamento de vida e profissional que cada um transmitiu dentro e fora da sala de aula.

Muito obrigada!

RESUMO

O presente trabalho consiste em um estudo sobre a viabilidade técnica e econômica da instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede e integrado ao prédio do Centro Integrado de Cidadania de Vitória, no Espírito Santo. Seu dimensionamento tem por finalidade suprir a demanda equivalente do consumo de energia elétrica dos seis Telecentros da Prefeitura Municipal de Vitória, para ser descontado da fatura do local onde será instalado. Para a escolha do local de instalação será analisado fatores como área e sombreamento. Inicialmente é feita uma revisão dos conceitos básicos da energia solar fotovoltaica e são abordados os principais pontos da sua regulamentação. Em seguida, são analisados o perfil de consumo energético e o potencial solarimétrico da localidade. Posteriormente, são dimensionados os custos com os módulos fotovoltaicos, inversor e demais componentes. Por fim, é feito o balanço energético entre a energia consumida e gerada pelo sistema fotovoltaico do consumidor em questão, feita uma análise de fluxo de caixa, por meio do cálculo do valor presente líquido, da taxa interna de retorno e do tempo de retorno do investimento. Ao final do estudo, os resultados revelaram a atratividade do investimento, indicando, assim, a viabilidade do projeto.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico. Geração distribuída. Retorno financeiro.

ABSTRACT

The present work consists of a study on the technical and economic feasibility of installing a photovoltaic system connected to the grid and integrated to the building of the Integrated Citizenship Center in Vitória, Espírito Santo. Its dimensioning is intended to supply the equivalent demand of electricity consumption of the six Telecentres of the Municipality of Vitória, to be deducted from the bill of the place where it will be installed. Initially, a review of the basic concepts of photovoltaic solar energy is carried out and the main points of its regulation are addressed. Then, the energy consumption profile and the solarimetric potential of the location are analyzed. Subsequently, the costs with the photovoltaic modules, inverter and other components are calculated. Finally, an energy balance is made between the energy consumed and generated by the photovoltaic system of the consumer in question, making a cash flow analysis, by calculating the net present value, the internal rate of return and the return time of the investment. At the end of the study, the results revealed the attractiveness of the investment, thus indicating the project's feasibility.

Keywords: Photovoltaic system. Distributed generation. Financial feedback.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Balanço da Radiação Solar	17
Figura 2 - Célula monocristalina	19
Figura 3 - Células policristalina.....	20
Figura 4 - Curvas VxI de duas células fotovoltaicas em série.....	21
Figura 5 - Curvas VxI de duas células fotovoltaicas em paralelo	21
Figura 6 - Variação da irradiação solar incidente em uma célula fotovoltaica mantida na mesma temperatura.....	22
Figura 7 - Influência da temperatura da célula fotovoltaica para a mesma irradiação	22
Figura 8 - Vista aérea TC 1.....	28
Figura 9 – Área do telhado TC 1	28
Figura 10 - Vista aérea TC 2.....	29
Figura 11 – Área do telhado TC 2	30
Figura 12 – Vista aérea TC3	31
Figura 13 - Área do telhado TC 3	31
Figura 14 - Vista aérea TC 4.....	32
Figura 15 – Área do telhado TC 4	33
Figura 16 - Vista aérea TC 5.....	34
Figura 17 – Área do telhado TC 5	34
Figura 18 - Vista aérea TC 6.....	35
Figura 19 – Área do telhado TC 6	36
Figura 20 - Vista do telhado da CCV	39
Figura 21 - Vista do telhado da CCV, áreas disponíveis para instalação	41
Figura 22 - Variação na posição do sol ao longo do ano.....	42
Figura 23 - Frequência de incidência solar do software PVSOL	43
Figura 24 - Classificação de cor para a frequência de sombreamento do software PVSOL ..	44
Figura 25 - Vista superior do telhado com os módulos fotovoltaicos	49
Figura 26 - Vista norte da instalação dos módulos fotovoltaicos.....	49
Figura 27 - Divisão de custos do SFV	52
Figura 28 - Benefícios ambientais	57
Figura 29 - Fatura de Energia Elétrica CCV	65
Figura 30 - Dados técnicos dos painéis fotovoltaicos	66
Figura 31 - Dados técnicos do inversor	67

Figura 32 - Proposta comercial Eklos Engenharia	68
---	----

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Consumo mensal [kWh/mês] dos TCs.....	38
Gráfico 2 - Fluxo de caixa do sistema projetado	55
Gráfico 3 - Cenário da fatura com e sem o SFV.....	60

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Irradiação solar	40
Tabela 2 - Energia anual gerada pelo SFV	50
Tabela 3 - Custos do SFV	52
Tabela 4 - Cálculo financeiro dos investimentos - VPL.....	55
Tabela 5 - Histórico de Consumos dos TCs em Reais [R\$]	64

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Comparação da eficiência das diversas tecnologias de células fotovoltaicas.....	18
Quadro 2 – Histórico de consumo de energia elétrica dos TCs.....	37
Quadro 3 - Área dos TCs	38
Quadro 4 - Dados das áreas disponíveis do telhado	41
Quadro 5 - Características elétricas do módulo fotovoltaico.....	45
Quadro 6 - Características elétricas do inversor	48

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
ES	Espírito Santo
FDI	Fator de Dimensionamento de Inversores
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto Sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e Sobre Prestações de Serviços
IDEAL	Instituto para Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
NBR	Normas Brasileiras
NR	Normas Regulamentadoras
PIS	Programa de Integração Social
PMV	Prefeitura Municipal de Vitória
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
REN	Resolução Normativa
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFV	Sistema Fotovoltaico
SFVs	Sistema Fotovoltaicos
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
TC	Telecentro
TCs	Telecentros
TIR	Taxa Interna de Retorno
UFES	Universidade Federal do Espírito Santo
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Apresentação	14
1.2	Justificativa	15
1.3	Objetivos	16
1.3.1	Objetivo geral.....	16
1.3.2	Objetivos específicos.....	16
2	REFERÊNCIAL TEÓRICO	17
2.1	Energia Solar	17
2.2	Célula Fotovoltaica	18
2.2.1	Silício Cristalino.....	19
2.2.2	Filmes Finos.....	20
2.3	Módulo Fotovoltaico	20
2.3.1	Influência da Irradiação e Temperatura nas Características Elétricas.....	21
2.4	Inversor	22
2.5	Regulamentação	23
2.5.1	Micro e Minigeração Distribuída.....	23
2.5.2	Sistema de Tarifação por Compensação de Créditos.....	24
2.5.3	Impostos.....	25
2.5.4	Procedimentos para Acesso à Rede.....	26
3	METODOLOGIA DE RESOLUÇÃO DO PROBLEMA PROPOSTO	27
3.1	Localização e Características dos Telecentros	27
3.1.1	Telecentro de Consolação.....	27
3.1.2	Telecentro da Centro Integrado de Cidadania de Vitória.....	29
3.1.3	Telecentro do Morro da Piedade.....	30
3.1.4	Telecentro do Centro de Artes e Esportes Unificados.....	32
3.1.5	Telecentro de Jardim da Penha.....	33
3.1.6	Telecentro Núcleo Afro Odomodê.....	35
3.2	Análise do Consumo dos Telecentros	36
3.3	Local Escolhido para Instalação	38
3.4	Radiação Solar do Local Durante o Ano	39
3.4.1	Área Disponível para Instalação.....	41

3.4.2 Orientação e Posicionamento do Gerador	42
3.5 Escolha dos Módulos Fotovoltaicos.....	44
3.6 Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico	45
3.7 Dimensionamento do Inversor	47
3.8 Arranjo dos Módulos.....	48
3.9 Energia Gerada pelo SFV	50
4 ANÁLISE ECONÔMICA E AMBIENTAL.....	51
4.1 Custos do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede	51
4.2 Receita Gerada.....	52
4.3 Parâmetros de viabilidade	54
4.3.1 Valor Presente Líquido (VPL).....	54
4.3.2 Taxa interna de Retorno	56
4.3.3 Tempo de Retorno do Investimento	56
4.4 Sustentabilidade ambiental.....	57
5 CONCLUSÃO	58
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	61
ANEXO A – HISTÓRICO DE CONSUMO DOS TELECENTROS.....	64
ANEXO B – FATURA DE ENERGIA DA CCV	65
ANEXO C – DADOS TÉCNICOS DO PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	66
ANEXO D – DADOS TÉCNICOS DO INVERSOR.....	67
ANEXO E – PROPOSTA COMERCIAL EKLOS ENGENHARIA.....	68

1 INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação

Os Telecentros (TCs) da Prefeitura Municipal de Vitória (PMV) são laboratórios de informática com acesso totalmente gratuito à população, coordenados, pela secretaria de Direitos Humanos e Trabalho (SENCID). São seis laboratórios no total, atuando na inclusão sociodigital em bairros periféricos da cidade de Vitória, atendendo, em grande maioria, pessoas que não tem outro local de acesso a computadores. Cada Telecentro (TC) dispõe, em média, de 10 computadores, conectados à internet, serviço de monitoria e secretaria disponível durante todas suas 9 horas de funcionamento diário e realiza, em média, 10 mil acessos mensais (PMV, 2018), além de promover oficinas e cursos para quem busca autonomia tecnológica e prestar serviços à população como elaboração de currículos, encaminhamento ao emprego e orientação ao Empreendedor Individual.

Os TCs como sendo espaços públicos, são mantidos com receitas da PMV, logo, pelos municípios, motivo pelo qual é de interesse da população que despesas sejam minimizadas. A maior delas se deve ao consumo de energia elétrica dos locais.

A certeza é que o desenvolvimento sustentável é um dos temas mais comentados do momento e, sem dúvidas, a energia solar fotovoltaica, que consiste na geração de energia elétrica através da luz do sol, é uma das melhores opções para inserção de energia limpa. Segundo Besso (2017), sua utilização só não é maior pelo alto valor de investimento para aquisição de equipamentos, o que ainda ocasiona o aumento do tempo de retorno de investimento para alguns setores consumidores.

Nesse contexto, o presente trabalho aborda a análise da viabilidade técnica e financeira da implantação de sistemas de geração de energia solar fotovoltaica para os TCs que ficam localizados nos bairros Consolação, Morro da Piedade, São Pedro, Itararé, Jardim da Penha e Morro do Quadro. Para tanto, serão apresentados os principais pontos da legislação vigente e o projeto de instalação para os laboratórios.

1.2 Justificativa

A principal fonte geradora de energia elétrica no Brasil é a hidráulica (EPE, 2019). Mas, embora seja fonte de energia renovável, as grandes hidrelétricas podem causar impactos ambientais por alagar grandes áreas, afetar populações tradicionais e agricultores, e destruir áreas de vegetação nativa. Além disso, durante os períodos de seca, a demanda de energia pode superar a capacidade de geração das usinas hidrelétricas, e então as usinas termelétricas são as principais responsáveis por complementar a demanda de energia. Porém, o acionamento dessas usinas pode causar sérios danos ambientais e aumentar o custo de geração da energia elétrica.

A necessidade de preservar os recursos naturais do planeta em paralelo com crescimento econômico, torna-se fundamental encontrar soluções de energia limpa com sistemas sustentáveis e com viabilidade econômica. Nesse contexto, destaca-se a geração fotovoltaica; a atratividade dessa tecnologia se dá pela redução do custo de implementação desse sistema ao longo dos últimos anos.

Vitória está localizada em uma região que possui os maiores índices solarimétricos médios do Brasil (PMV, 2018). Além disso, das energias renováveis, a que melhor se adapta para aplicação em meios urbanos é a solar, por não exigir manutenção constante, não afetar a vida cotidiana das pessoas e não necessitar de um local específico para sua instalação, podendo ser inserida em coberturas de edificações, sobre estacionamentos e até em áreas não produtivas próximas ao local de consumo.

Os benefícios de um sistema de geração fotovoltaica são vários, tais como:

- I. Redução da emissão de gases derivados de carbono na atmosfera;
- II. Ampliação da oferta de energia elétrica;
- III. Redução do valor da fatura de energia elétrica para o consumidor final;
- IV. É uma fonte inesgotável de energia.

Junto às vantagens, se comprovada a real economia do sistema a ser implantado, esta pode retornar em melhorias e ampliação dos ambientes, visto a importância social que eles possuem. Além disso, por se tratar de um ambiente público, a implantação de sistema fotovoltaico (SFV),

pode estimular, ao servir de exemplo, a sociedade ao entorno a também buscar maneiras alternativas de geração de energia elétrica para suas residências e comércios, afim de obter redução de custos e de impacto ambiental.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste projeto é determinar qual TC tem a melhor localidade, analisando alguns fatores necessários, como área disponível do telhado e sombreamento para, então, dimensionar e avaliar a viabilidade econômica e técnica da implantação de um sistema de geração de energia elétrica por meio de painéis fotovoltaicos, para satisfazer a demanda energética deste TC e de mais outros cinco em funcionamento. Considera-se que a energia elétrica gerada por esse sistema irá ser descontada do valor final da fatura do TC escolhido para instalação, com a finalidade de verificar se o possível retorno econômico do empreendimento justifica seu investimento.

1.3.2 Objetivos específicos

1. Analisar a legislação que regulamenta a geração distribuída de energia elétrica.
2. Estimar o perfil de consumo de energia elétrica dos seis TCs.
3. Determinar, analisando alguns fatores, qual TC tem o melhor local para ser instalado o SFV.
4. Dimensionar e especificar os equipamentos para o sistema de geração de energia solar fotovoltaica.
5. Avaliar a viabilidade econômica através de estimativas do investimento a ser realizado nesse projeto e da economia proporcionada na conta de energia.

Como resultados das análises de retorno do investimento no SFV, serão indicados a taxa interna de retorno, valor presente líquido e o retorno financeiro.

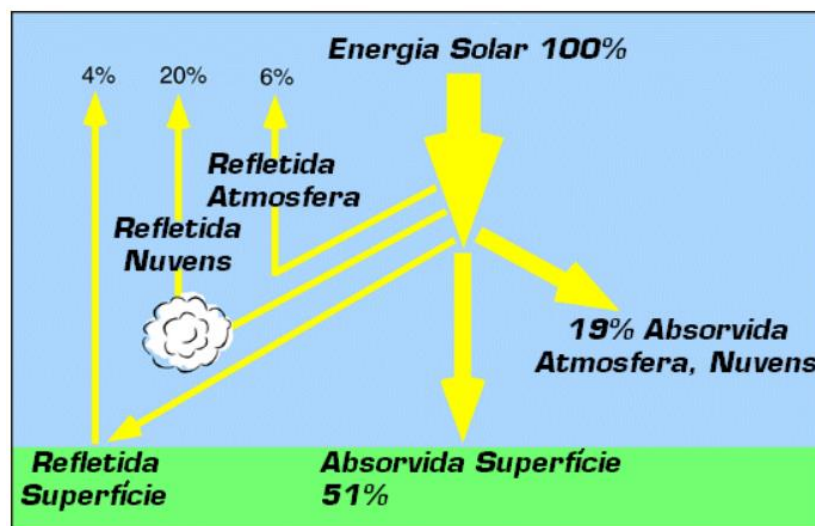
2 REFERÊNCIAL TEÓRICO

2.1 Energia Solar

O sol é a principal fonte de energia do nosso planeta e responsável pela manutenção da vida na Terra. Constitui-se em uma inesgotável fonte energética possuindo, assim, um enorme potencial de utilização por meio de sistemas de captação e energia.

Radiação solar é a designação dada à energia radiante emitida pelo Sol, transmitida sob a forma de radiação eletromagnética. O topo da camada atmosférica recebe uma média de densidade anual de fluxo de energia de aproximadamente 1367 W/m^2 proveniente de radiação solar, quando a medida é feita por um plano normal à direção de propagação. Com isso, a Terra, no topo da atmosfera, dispõe de uma potência de 174 mil TW proveniente do sol, o que representa cerca de 12,4 milhões de vezes a capacidade instalada de potência de 14 GW na usina hidrelétrica de Itaipu (PINHO; GALDINO, 2014). Entretanto, como mostra a Figura 1, cerca de 51% da radiação emitida pelo sol é absorvida pela superfície.

Figura 1 - Balanço da Radiação Solar



Fonte: TISST (2018).

2.2 Célula Fotovoltaica

Segundo Pinho e Galdino (2014), a célula fotovoltaica é um dispositivo elétrico capaz de converter a luz proveniente da radiação solar diretamente em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico. Este efeito ocorre com o surgimento de uma diferença de potencial entre os terminais de um material semicondutor quando exposto à luz solar.

Diferentes formas, técnicas e materiais são empregados na produção das células fotovoltaicas a fim de obter melhorias de alguns parâmetros de projeto como custo, eficiência ou propriedades físicas diversas. Existe uma grande variedade de células fotovoltaicas em estudo e desenvolvimento; o Quadro 1 retrata a eficiência de algumas dessas células.

Quadro 1 – Comparação da eficiência das diversas tecnologias de células fotovoltaicas

Material da célula fotovoltaica	Eficiência da célula em laboratório	Eficiência da célula comercial
Silício monocristalino	24,7%	18%
Silício policristalino	18,9%	15%
Silício cristalino de filme fino	19,2%	7,9%
Silício amorfo	13%	7,5%
Silício micromorfo	12%	9,1%
Célula solar híbrida	20,1%	15,2%
CIS, CIGS	18,8%	10%
Telureto de cádmio	16,4%	9%

Fonte: Fontes (2019).

Dentre essas células, apenas três têm representatividade comercial notável:

- As células de silício monocristalino, possuem maior rendimento, porém, seu custo é mais elevado devido ao processo de fabricação;
- As de silício policristalino, que são constituídas por células de eficiência e custo intermediários;
- E as células de filme fino, cujo processo de fabricação consome menos energia, matéria prima e tem menor complexidade, facilitando a automação do processo e a produção em larga escala, resultando em custos ainda menores, porém, com uma eficiência menor.

2.2.1 Silício Cristalino

As células mais utilizadas e comercializadas são aquelas fabricadas a partir do silício, podendo ser divididas em dois grupos: os monocristalinos e policristalinos.

Os monocristalinos possuem uma estrutura homogênea em toda sua extensão, como mostrado na Figura 2. Nesta configuração, é necessário que o silício tenha uma pureza de 99,9999% (PINHO; GALDINO, 2014). A obtenção deste grau de pureza é mais cara do que a do silício policristalino mas, em compensação, tem-se maior eficiência na conversão de energia.

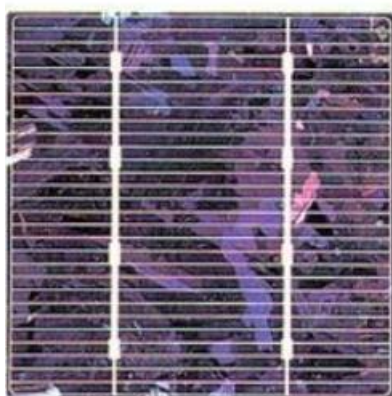
Figura 2 - Célula monocristalina



Fonte: Fontes (2019).

Já na fabricação das células policristalinas, cujo processo de pureza do silício é similar do silício monocristalino, é requerido um menor gasto de energia e também um menor rigor no processo de fabricação e no controle. Entretanto, sua eficiência se torna ligeiramente reduzida, quando comparada com as das células de silício monocristalino. A eficiência média das células fabricadas em escala industrial é de 16,5% para monocristalino e entre 14,5% e 16,2% para policristalino (PINHO; GALDINO, 2014); pode-se observar, na Figura 3, como são compostas as lâminas destas células.

Figura 3 - Células policristalina



Fonte: Fontes (2019).

2.2.2 Filmes Finos

As células fotovoltaicas de filme fino são fabricadas através do depósito de camadas finas de materiais fotovoltaicos sobre um substrato. Atualmente, no mercado, existem quatro tipos principais de módulos solares de filme fino, e eles são classificados de acordo com o material depositado sobre o substrato. Os principais tipos são: telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e silício amorfo hidrogenado (a-Si:H) (PINHO; GALDINO, 2014). A eficiência da célula fotovoltaica de filme fino vai depender do tipo utilizado, apresentando uma eficiência na faixa de 7 a 13% (PINHO; GALDINO, 2014).

2.3 Módulo Fotovoltaico

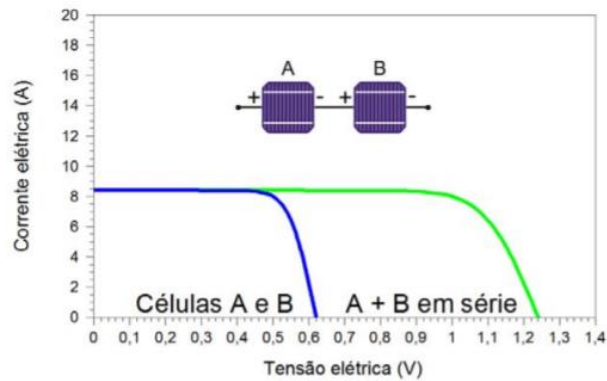
As células fotovoltaicas podem ser interligadas entre si através de associações em série e/ou paralelo, atendendo a necessidade da instalação. A ligação em série, para dispositivos idênticos e submetidos à mesma irradiância, apresenta um aumento na tensão, não alterando o valor da corrente fluindo no conjunto, enquanto que, na ligação em paralelo, há um aumento na corrente.

Nota-se que, na ligação em paralelo, os terminais positivos devem ser interligados entre si, assim como os terminais negativos. Quando conectados em série, o terminal positivo de uma placa é conectado ao terminal negativo da outra placa, e assim por diante. Na associação em série, para módulos iguais expostos à mesma irradiância, somam-se as tensões e mantém-se a

corrente elétrica, enquanto que, na associação em paralelo, somam-se as correntes, mantendo-se a tensão.

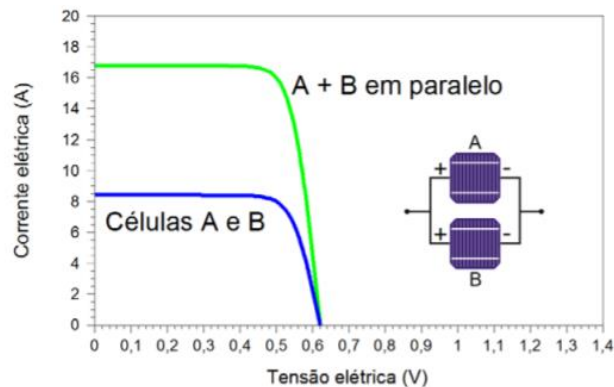
O efeito de cada tipo de associação pode ser observado nas Figuras 4 e 5. Assim, o conjunto de células interligadas entre si forma o que é nomeado de módulos fotovoltaicos.

Figura 4 - Curvas VxI de duas células fotovoltaicas em série



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Figura 5 - Curvas VxI de duas células fotovoltaicas em paralelo

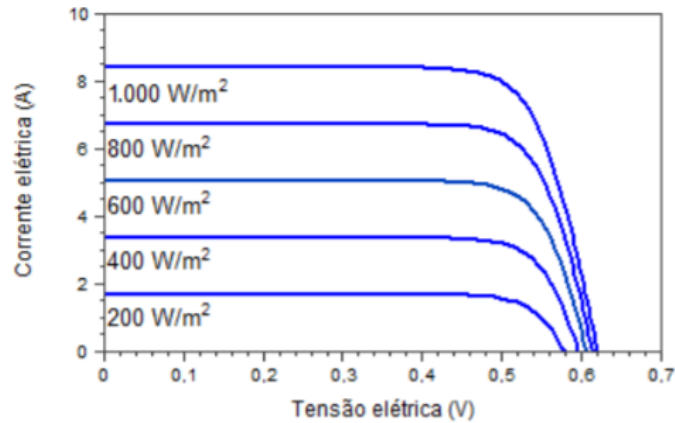


Fonte: Pinho e Galdino (2014).

2.3.1 Influência da Irradiação e Temperatura nas Características Elétricas

Quanto maior for a irradiação solar incidente na célula ou no módulo fotovoltaico, maior será a corrente gerada. Ela aumenta linearmente e, se sua temperatura for mantida constante, a tensão de circuito aberto se eleva de forma logarítmica (PINHO; GALDINO, 2014). A Figura 6 mostra como a tensão e a corrente de uma célula fotovoltaica são afetadas com esse aumento de irradiância solar, mantida a mesma temperatura.

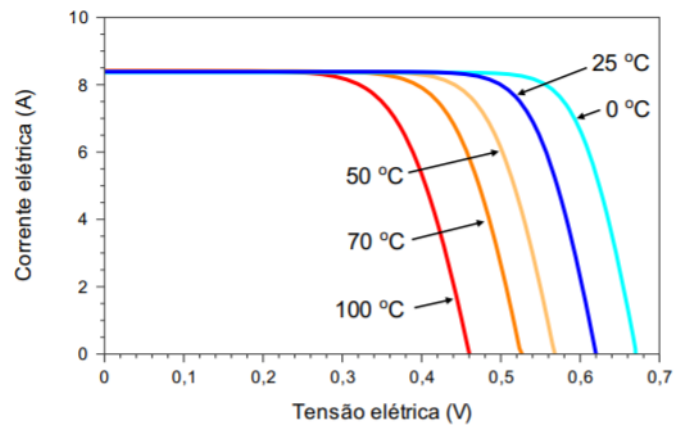
Figura 6 - Variação da irradiação solar incidente em uma célula fotovoltaica mantida na mesma temperatura.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

A variação da temperatura da célula está relacionada com as condições de irradiação solar e temperatura ambiente a que está submetida. Isso ocorre, pois a tensão da célula é reduzida com o aumento da temperatura e, em baixas temperaturas, acontece o fenômeno oposto, ou seja, sua tensão se eleva. A Figura 7 mostra o comportamento da tensão e corrente com a variação da temperatura da célula fotovoltaica.

Figura 7 - Influência da temperatura da célula fotovoltaica para a mesma irradiação



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

2.4 Inversor

O inversor é o elemento que faz a conversão CC-CA entre os painéis, que operam em corrente contínua, com a rede, que opera em corrente alternada. Um inversor eficiente deve dissipar o

mínimo de energia, a fim de evitar perdas, e também deve produzir uma tensão com baixa distorção harmônica e em sincronismo com a rede, caso o sistema seja interligado.

Em linhas gerais, a conversão CC-CA do inversor se dá através de um circuito de ponte H que, através de modulação de largura de pulso, (PWM, do inglês *pulse width modulation*), gera um sinal de tensão compatível com a rede. Um sensor de corrente e tensão alimenta o controlador do PWM com informações da rede elétrica, ajustando os ciclos de trabalhos, ou seja, a proporção de tempo que o circuito está ligado em comparação com o tempo em que o circuito está desligado.

Por fim, esse sinal é filtrado para obter seu conteúdo harmônico final. No Brasil, essas componentes harmônicas precisam, necessariamente, respeitar as determinações dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Esses procedimentos são elaborados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica no país.

A fim de garantir a segurança da rede, da equipe de manutenção e evitar danos aos equipamentos o inversor é projetado para interromper o funcionamento em caso de falha ou desligamento da rede CA. Além disso, os inversores mais utilizados para a conexão de geradores fotovoltaicos são equipados com um controlador eletrônico chamado de rastreador do ponto de máxima potência (MPPT, do inglês *maximum power point tracker*), que regula a tensão e a corrente de operação do arranjo fotovoltaico, a fim de se obter o máximo produto de corrente por tensão ($I \times V$).

2.5 Regulamentação

2.5.1 Micro e Minigeração Distribuída

A micro e a minigeração distribuída consistem na produção de energia elétrica a partir de centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Para efeitos de diferenciação, a microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015), enquanto que a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

2.5.2 Sistema de Tarifação por Compensação de Créditos

No Brasil, a Resolução Normativa nº 482/2012 traz o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Nesse sistema de tarifação, a rede funciona como uma bateria que armazena o excedente de energia gerada. Esse excedente é então convertido em créditos que tem validade de 60 meses e podem ser utilizados em outro posto tarifário para consumidores com tarifa horária ou na fatura de meses subsequentes.

Há, ainda, a possibilidade de o consumidor utilizar esses créditos em outras unidades previamente cadastradas dentro da mesma área de concessão e caracterizada como autoconsumo remoto, geração compartilhada ou integrante de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios), em local diferente do ponto de consumo (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

Apesar de ser possível a compensação total do consumo, para os consumidores conectados em alta tensão, grupo A, a ANEEL define o custo de disponibilidade como sendo a parcela da fatura correspondente à demanda contratada. Já os consumidores do grupo B ficam sujeitos ao custo de disponibilidade da rede equivalente ao consumo de 30 kWh (monofásico ou bifásico a dois condutores), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico) conforme definido pela Resolução Normativa 414/2010 da ANEEL.

Prioritariamente, a geração é utilizada para compensar o consumo dentro de um mesmo período de faturamento. Nos meses em que a energia injetada é maior que o consumo, o excedente é convertido em créditos. Os créditos são então consumidos nos meses onde a geração é menor que o consumo.

Para este projeto, os créditos gerados pela instalação são referentes ao consumo parcial do local onde será instalado o SFV, e de outras cinco unidades consumidoras do mesmo titular, neste caso a PMV.

2.5.3 Impostos

A cobrança de impostos e tributos federais e estaduais foge das competências da ANEEL, cabendo à Receita Federal do Brasil e às secretarias de fazenda estaduais tratar da questão (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

O Convênio ICMS 16, de 22/4/2015, alterou a forma de cobrança do ICMS sobre a energia para unidades consumidoras de micro e minigeração distribuídas. Dessa forma, nos estados que aderiram a esse convênio, o ICMS incide somente sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede no mês. Para aqueles estados que não aderiram ao novo convênio, mantém-se a cobrança sobre toda a energia entregue pela distribuidora.

Com relação à apuração do Programa de Integração Social (PIS) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), não existia, até outubro de 2015, uma legislação ou orientação da Receita Federal esclarecendo como deveria ser realizada a cobrança para os casos de micro e minigeração distribuída (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

Entretanto, com a publicação da Lei nº 13.169/2015, de 06 de outubro de 2015, resultado de várias gestões da ANEEL junto ao Ministério de Minas e Energia e ao Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão, a incidência do PIS e COFINS passou a acontecer apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída. Tendo em vista que o PIS e a COFINS são tributos federais, a regra estabelecida pela lei vale igualmente para todos os estados do país (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

2.5.4 Procedimentos para Acesso à Rede

A Resolução Normativa 687 da ANEEL, Item 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, também estabelecem o procedimento e os prazos para conexão do sistema à rede elétrica.

Para que a central geradora seja caracterizada como micro ou minigeração distribuída, são obrigatórias as etapas de solicitação e de parecer de acesso. A solicitação de acesso deve conter o formulário de solicitação de acesso para micro e minigeração distribuída, disponíveis nos anexos II, III e IV do item 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, determinados em função da potência instalada da geração.

Para iniciar os procedimentos de acesso, o acessante deve anexar à solicitação de acesso à Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) do responsável pelo projeto elétrico e instalação do sistema de geração, o projeto elétrico da instalação, o memorial descritivo, o diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, e o certificado de conformidade dos inversores. Estes documentos devem ser todos entregues à concessionária de energia.

A distribuidora é responsável por adquirir e instalar o sistema de medição, sem custos para o acessante no caso de microgeração distribuída, assim como pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

3 METODOLOGIA DE RESOLUÇÃO DO PROBLEMA PROPOSTO

A metodologia utilizada para resolver o problema proposto, neste projeto de graduação, tem como características básicas a abordagem quantitativa, uma vez que tem como objetivo a utilização de métodos de dimensionamento de um SFV para analisar a viabilidade técnico-econômica da adoção deste sistema na redução dos gastos com as contas de energia elétrica dos TCs em funcionamento no município de Vitória - ES. Quanto aos objetivos, este trabalho é classificado como uma pesquisa explicativa, tendo como finalidade determinar qual TC tem a melhor localidade para a instalação de um SFV, levando em consideração fatores como área do telhado disponível, condições de sombreamento e facilidade de acesso ao telhado, a fim de suprir a demanda de energia elétrica dos seis TCs em funcionamento, com uma relação custo-benefício que seja atrativa para o cliente, no caso a PMV. Em relação aos procedimentos, o trabalho é caracterizado como um estudo de caso, uma vez que parte de dados reais relativos aos consumos de energia elétrica dos TCs consumidores (contas de energia) e à insolação no local onde os espaços ficam situados para o dimensionamento e estudo técnico-econômico da solução apontada para o problema.

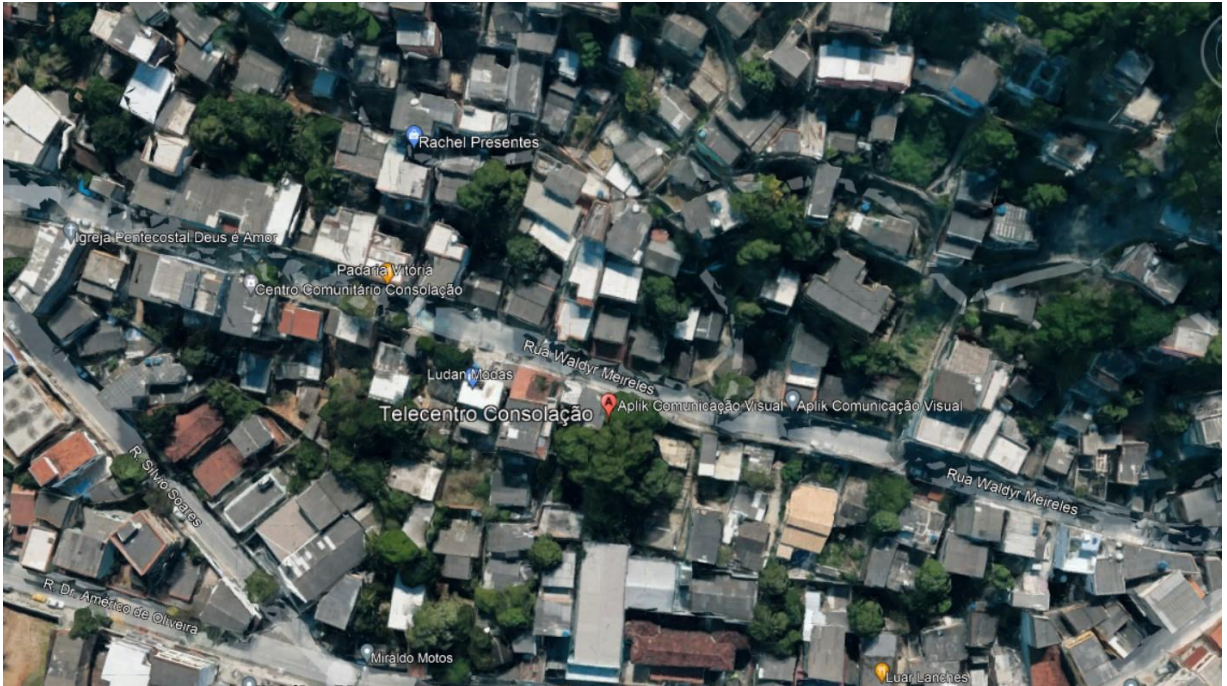
3.1 Localização e Características dos Telecentros

Todos os seis TCs que receberão os benefícios da instalação do SFV estão localizadas no município de Vitória - ES.

3.1.1 Telecentro de Consolação

A Figura 8 mostra a vista aérea do TC 1, localizado no bairro Consolação. Este TC possui uma área de telhado igual a 51,2 m² e dispõe de dez computadores de mesa, uma impressora, um retroprojetor, quatro ventiladores e uma geladeira. O consumo médio mensal de energia elétrica dessa unidade é de 196,34 kWh. Como pode ser observado na Figura 9, o TC de Consolação tem a área do telhado toda coberta por árvores, não sendo uma opção boa opção para a instalação do SFV.

Figura 8 - Vista aérea TC 1



Fonte: Google Earth (2021).

Figura 9 – Área do telhado TC 1



Fonte: Google Earth (2021).

3.1.2 Telecentro da Centro Integrado de Cidadania de Vitória

O TC 2, está localizado dentro da Casa do Cidadão de Vitória (CCV), no bairro Maruípe, conforme a Figura 10. Este TC tem um grande número de usuários por estar integrado a um local que presta vários outros serviços da PMV. O prédio da CCV tem uma área de telhado igual a 2.266,24 m². Seu TC dispõe de doze computadores de mesa, um aparelho de ar-condicionado, duas impressoras e um retroprojetor; e possui uma média mensal de consumo de energia elétrica igual a 837,08 kWh. A Figura 11 mostra como este TC possui uma ampla área do telhado e nenhum sombreamento.

Figura 10 - Vista aérea TC 2



Fonte: *Google Earth* (2021).

Figura 11 – Área do telhado TC 2



Fonte: *Google Earth* (2021).

3.1.3 Telecentro do Morro da Piedade

O TC 3, mostrado na Figura 12, está localizado no alto do Morro da Piedade, no centro da capital. Este TC tem uma área de telhado igual a 56,89 m², um consumo médio mensal de energia elétrica igual a 177,67 kWh e possui dez computadores de mesa, um aparelho de ar-condicionado e um retroprojektor. Conforme mostrado na Figura 13, parte do telhado é sombreado por uma construção ao lado deste TC.

Figura 12 – Vista aérea TC3



Fonte: *Google Earth* (2021).

Figura 13 - Área do telhado TC 3

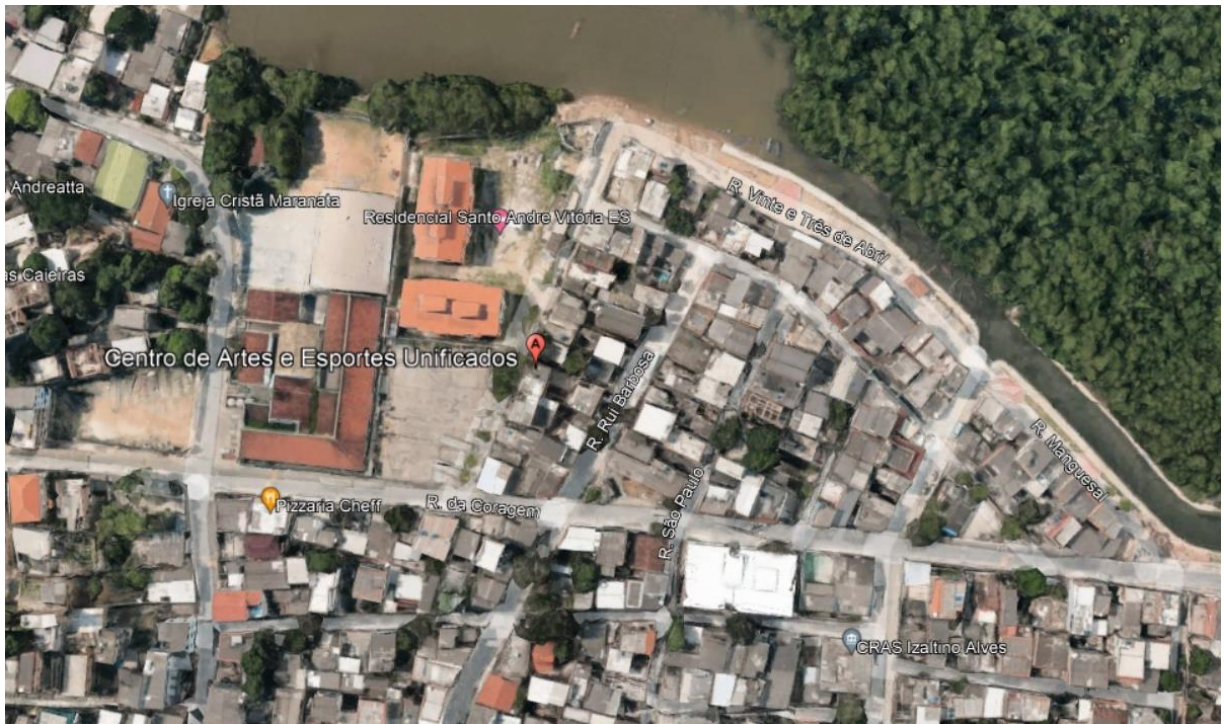


Fonte: *Google Earth* (2021).

3.1.4 Telecentro do Centro de Artes e Esportes Unificados

A Figura 14, mostra o TC 4, localizado dentro do Centro de Artes e Esportes Unificados (CEU), no bairro Santo André. Este TC tem um consumo médio mensal de energia elétrica igual a 837,07 kWh, possui uma área de telhado igual a 52,25 m² e dispõe de quinze computadores de mesa, um aparelho de ar-condicionado e um retroprojetor. A Figura 15 mostra que grande parte do telhado deste TC é sombreada por um prédio ao lado.

Figura 14 - Vista aérea TC 4



Fonte: *Google Earth* (2021).

Figura 15 – Área do telhado TC 4

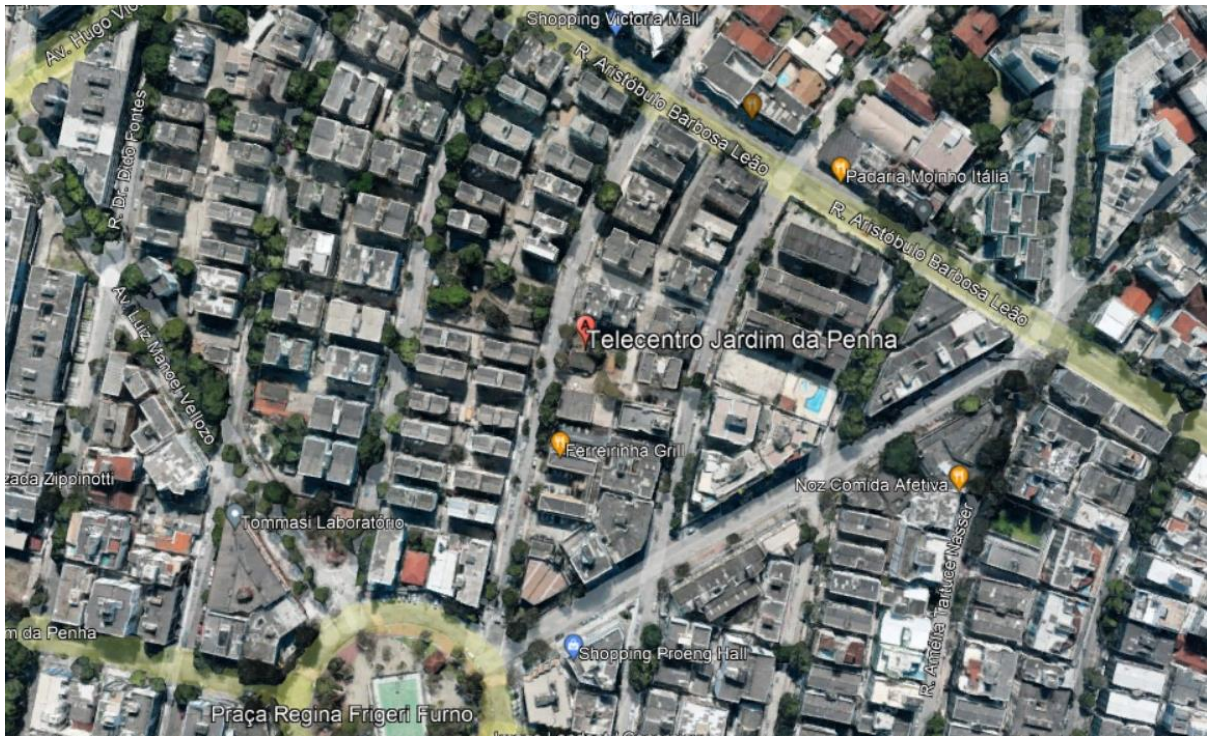


Fonte: *Google Earth* (2021).

3.1.5 Telecentro de Jardim da Penha

O TC 5 está situado no bairro Jardim da Penha, como mostra a Figura 16. Este TC possui uma área de telhado igual a 50,2 m², um consumo médio mensal de energia elétrica igual a 462,09 kWh e dispõe de dez computadores de mesa, quatro ventiladores e um aparelho de ar-condicionado. Conforme pode ser observado na Figura 17, este TC tem boa parte do seu telhado sombreada por árvores, diminuindo sua potência de incidência solar.

Figura 16 - Vista aérea TC 5



Fonte: Google Earth (2021).

Figura 17 – Área do telhado TC 5

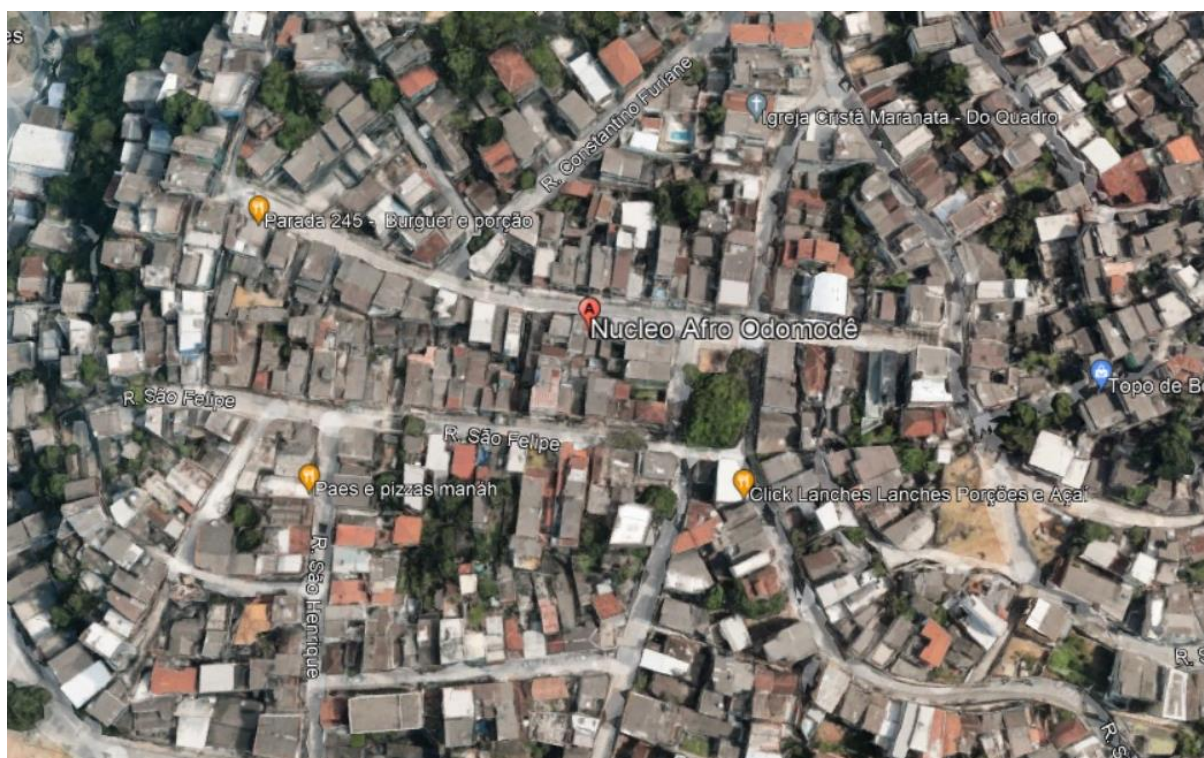


Fonte: Google Earth (2021).

3.1.6 Telecentro Núcleo Afro Odomodê

O TC 6, visto na Figura 18, fica localizado no Núcleo Afro Odomodê, no bairro Morro do Quadro e tem uma área de telhado igual a 32,34 m². Este TC dispõe de dez computadores de mesa e um aparelho de ar-condicionado. Além de ser o TC a com menor área disponível de telhado, parte desta área ainda é sombreada por uma construção ao lado, conforme Figura 19.

Figura 18 - Vista aérea TC 6



Fonte: *Google Earth* (2021).

Figura 19 – Área do telhado TC 6



Fonte: *Google Earth* (2021).

Por fim, vale ressaltar que existem outros locais na Capital com estruturas de TCs e que já funcionaram em outras ocasiões, mas, por motivos de violência na região onde estão localizados, precisaram ser fechados por tempo indeterminado.

3.2 Análise do Consumo dos Telecentros

Devido à pandemia de Covid-19, os TCs se encontram fechados desde março de 2020. Logo, buscando estimar o consumo de energia elétrica em funcionamento normal, foram utilizados para este projeto dados referentes ao ano de 2019.

Os valores disponibilizados pelo setor de contas a pagar da PMV, referente ao consumo de energia elétrica dos TCs, foram fornecidos em Reais (R\$), como pode ser observado no Anexo

A. Logo, para um melhor dimensionamento, foi necessário transformar esses valores em kWh, respeitando todos os fatores como tarifas e impostos, detalhados no decorrer deste projeto.

Uma outra ponderação importante, é que o consumo do TC 2, é integrado na fatura de energia elétrica do prédio da CCV. Visto que, este TC possui características de atendimento e disposição de equipamentos muito semelhantes ao TC 4, localizado no CEU, utilizaram-se, por simplificação, os mesmos dados de consumo para os dois TCs. O Quadro 2 mostra os resultados dos dados em kWh de cada TC.

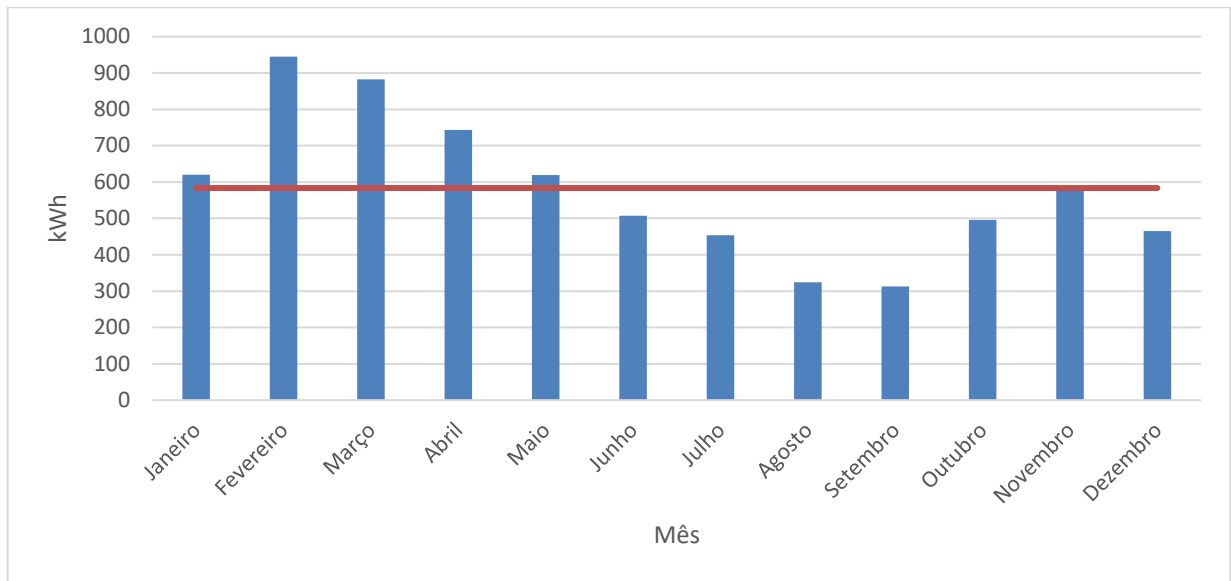
Quadro 2 – Histórico de consumo de energia elétrica dos TCs

Período (Ano 2019)	Consumo [kWh]					
	TC 1	TC 2	TC 3	TC 4	TC 5	TC 6
Janeiro	179,17	948,97	33,5	948,97	348,74	1608,87
Fevereiro	278,64	1413,03	303,38	1413,03	589,83	1673,97
Março	267,03	1264,21	193,42	1264,21	594,60	1712,76
Abril	231,17	1044,71	302,60	1044,71	509,47	1324,52
Maio	203,5	1034,55	182,75	1034,55	519,10	741,37
Junho	231,65	733,92	183,48	733,92	544,85	616,83
Julho	235,17	609,38	186,79	609,38	543,73	535,25
Agosto	182,53	338,65	123,14	338,65	508,05	453,73
Setembro	137,39	425,57	137,39	425,57	280,24	469,84
Outubro	140,73	669,78	159,78	669,78	384,15	948,70
Novembro	152,30	840,02	176,83	840,02	316,60	1129,28
Dezembro	117,08	722,07	149	722,07	405,69	672,58
Total	2.356,43	10.044,92	2.132,10	10.044,92	5.545,09	11.887,76

Fonte: Produção do próprio autor.

Conforme mostrado no Gráfico 1 (linha horizontal vermelha), o consumo médio mensal de energia elétrica dos seis TCs é igual a 583,48 kWh/mês.

Gráfico 1 - Consumo mensal [kWh/mês] dos TCs



Fonte: Produção do próprio autor.

3.3 Local Escolhido para Instalação

Analisando fatores como disposição dos telhados para instalação dos painéis, como potencial favorável para a geração de muita energia solar, conforme o Quadro 3, o TC que apresenta maior área é o TC 2. Além disso, este TC não apresenta quaisquer tipos de elementos de sombreamento, como construções, árvores ou superfícies reflexivas próximas aos módulos, além de possuir um fácil acesso ao telhado. Logo, para este projeto foi escolhido o TC 2 para ser o local de instalação do SFV. Este TC está localizado dentro da CCV, no bairro Maruípe, cujas as coordenadas geográficas são de latitude igual a 20°17'34,50 Sul e de longitude igual a 40°18'24,82 Oeste. A disposição dos telhados do imóvel da CCV, pode ser observada na Figura 20. Este prédio é um consumidor classificado como Poder Público – Trifásico, do Subgrupo de Tensão A4, modalidade tarifária Verde, com demanda contratada igual a 240 kW, conforme Anexo B.

Quadro 3 - Área dos TCs

	TC 1	TC 2	TC 3	TC 4	TC 5	TC 6
Área [m ²]	51,2	2.266,32	56,89	52,25	50,2	32,34

Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 20 - Vista do telhado da CCV



Fonte: Produção do próprio autor.

3.4 Radiação Solar do Local Durante o Ano

Nesta etapa do projeto é importante determinar a radiação solar global incidente, ou seja, o somatório das radiações solar direta, difusa e refletida que irá incidir no módulo fotovoltaico ao longo do ano, tendo em vista que esta radiação é a fonte que será convertida em energia elétrica.

Os dados de irradiação solar, nesse local, podem ser obtidos através do programa online *SunData* desenvolvido pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (CRESESB). Ao entrar com as coordenadas geográficas do local da instalação, o programa busca a localidade mais próxima em seu banco de dados. Neste caso, tal localidade fica a 4,5 km de distância do local de interesse, com latitude igual a 20,3° Sul e 40,34° Oeste. A Tabela 1, mostra os valores médios obtidos da irradiância solar no local.

Tabela 1 - Irradiação solar

Ângulo		Plano	Ângulo igual a	Maior média	Maior mínimo
		Horizontal	latitude	anual	mensal
Inclinação		0° N	20° N	18° N	24° N
Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]	Janeiro	6,20	5,64	5,71	5,47
	Fevereiro	6,54	6,25	6,30	6,12
	Março	5,40	5,52	5,53	5,49
	Abril	4,61	5,11	5,08	5,15
	Maio	3,63	4,69	4,64	4,80
	Junho	3,63	4,51	4,44	4,63
	Julho	3,72	4,54	4,48	4,65
	Agosto	4,45	5,10	5,05	5,18
	Setembro	4,90	5,16	5,16	5,16
	Outubro	5,03	4,91	4,94	4,84
	Novembro	5,12	4,74	4,80	4,62
	Dezembro	5,96	5,36	5,44	5,19
	Média	4,96	5,13	5,13	5,11

Fonte: Produção do próprio autor.

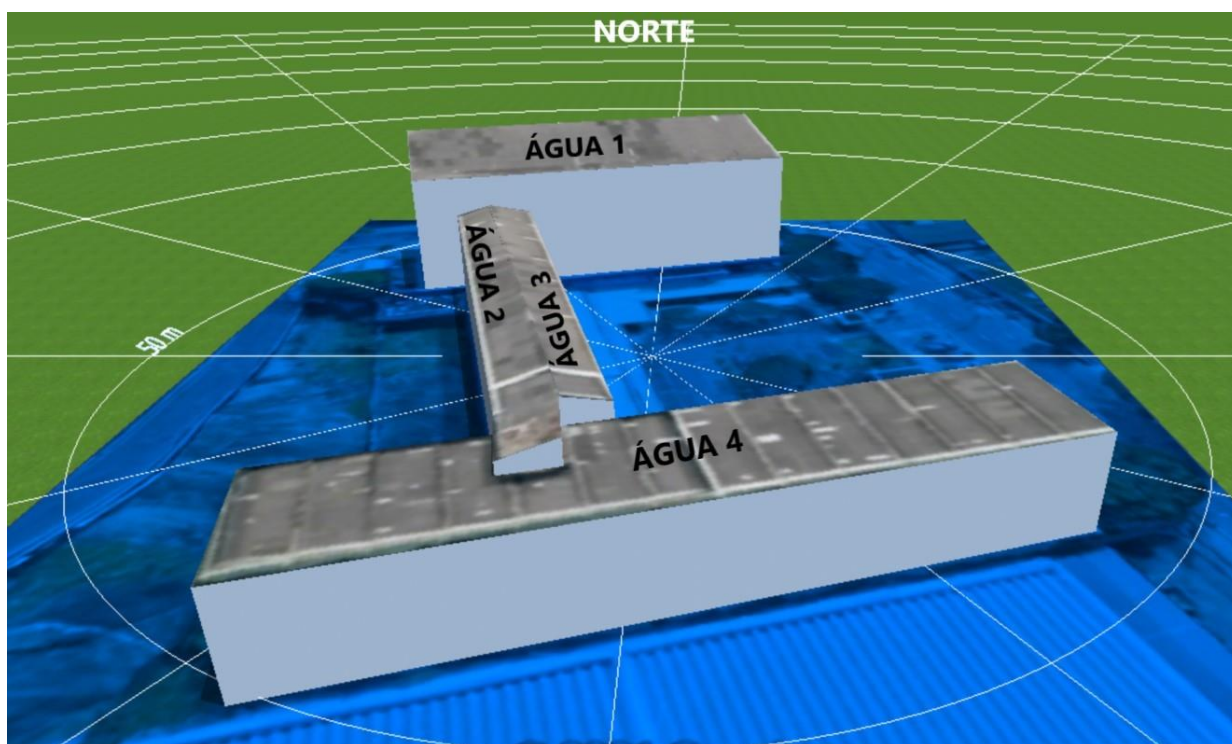
Para minimizar o risco de falta de energia, é comum utilizar o ângulo com maior valor mínimo mensal. Em geral, o valor da latitude local é usado como ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico. Já o ângulo com a maior média diária anual de irradiação solar costuma ser usado quando se deseja a maior geração anual de energia, o que seria o caso de aplicações de SFVs conectadas a rede de distribuição dentro do Sistema de Compensação de Energia (SUNDATA, 2018).

Segundo a Tabela 1, as médias anuais de irradiação solar nas superfícies com inclinações de 18° e 20° são iguais. Entretanto, optou-se pela instalação dos módulos fotovoltaicos a uma inclinação igual a 18°, em relação à superfície, pois a maior média mensal, que ocorre no mês de fevereiro, é obtida nesta inclinação. Além disso, a instalação dos módulos com um ângulo de inclinação evitará um maior acúmulo de sujeira e poeira, em comparação com uma instalação no plano horizontal, o que prejudicaria consideravelmente o sistema.

3.4.1 Área Disponível para Instalação

Pode-se constatar, por meio do *Google Earth*, que não existem edificações próximas ao local escolhido, conforme a Figura 11, e que o telhado possui várias águas disponíveis para instalação do sistema, sendo necessário o estudo da melhor disposição dos módulos fotovoltaicos. A Figura 21, simula o projeto 3D feito no programa PVSOL, detalhando as águas existentes no telhado do imóvel. Além disso, observa-se no Quadro 4 os dados fundamentais a serem analisados para a escolha da melhor água do telhado para a instalação do sistema, ou seja, a que melhor possui incidência solar na superfície e área disponível.

Figura 21 - Vista do telhado da CCV, áreas disponíveis para instalação



Fonte: Produção do próprio autor.

Quadro 4 - Dados das áreas disponíveis do telhado

Água	Azimute	Ângulo de Inclinação	Área disponível
1	-163°	11,68°	643,28 m ²
2	105,76	14,20°	191,5 m ²
3	-74,23	14,20°	191,5 m ²
4	17°	0°	596,96 m ²

Fonte: Produção do próprio autor.

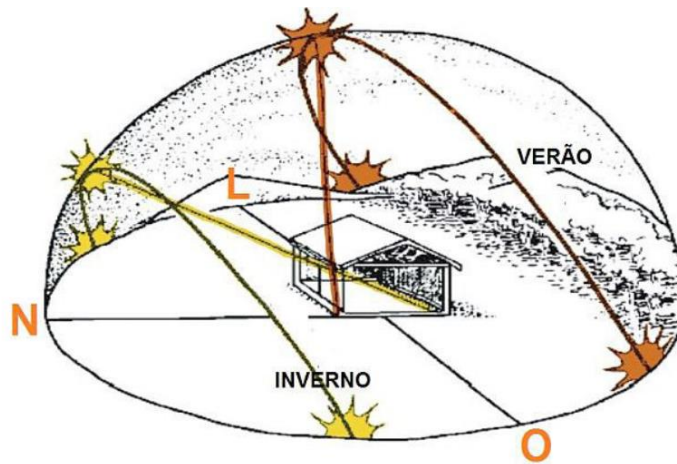
Notas: Azimute Positivo representa defasagem do Norte para o Oeste.

Azimute Negativo representa defasagem do Norte para o Leste.

3.4.2 Orientação e Posicionamento do Gerador

O aproveitamento da energia solar também está relacionado com a orientação do módulo fotovoltaico. Por exemplo, um módulo orientado na direção Leste aproveitaria apenas a irradiação solar no período da manhã e, de forma análoga, um módulo orientado para o Oeste aproveitaria apenas a irradiação no período da tarde. Além disso, existe a variação do posicionamento do sol no decorrer do ano, como mostrado na Figura 22.

Figura 22 - Variação na posição do sol ao longo do ano

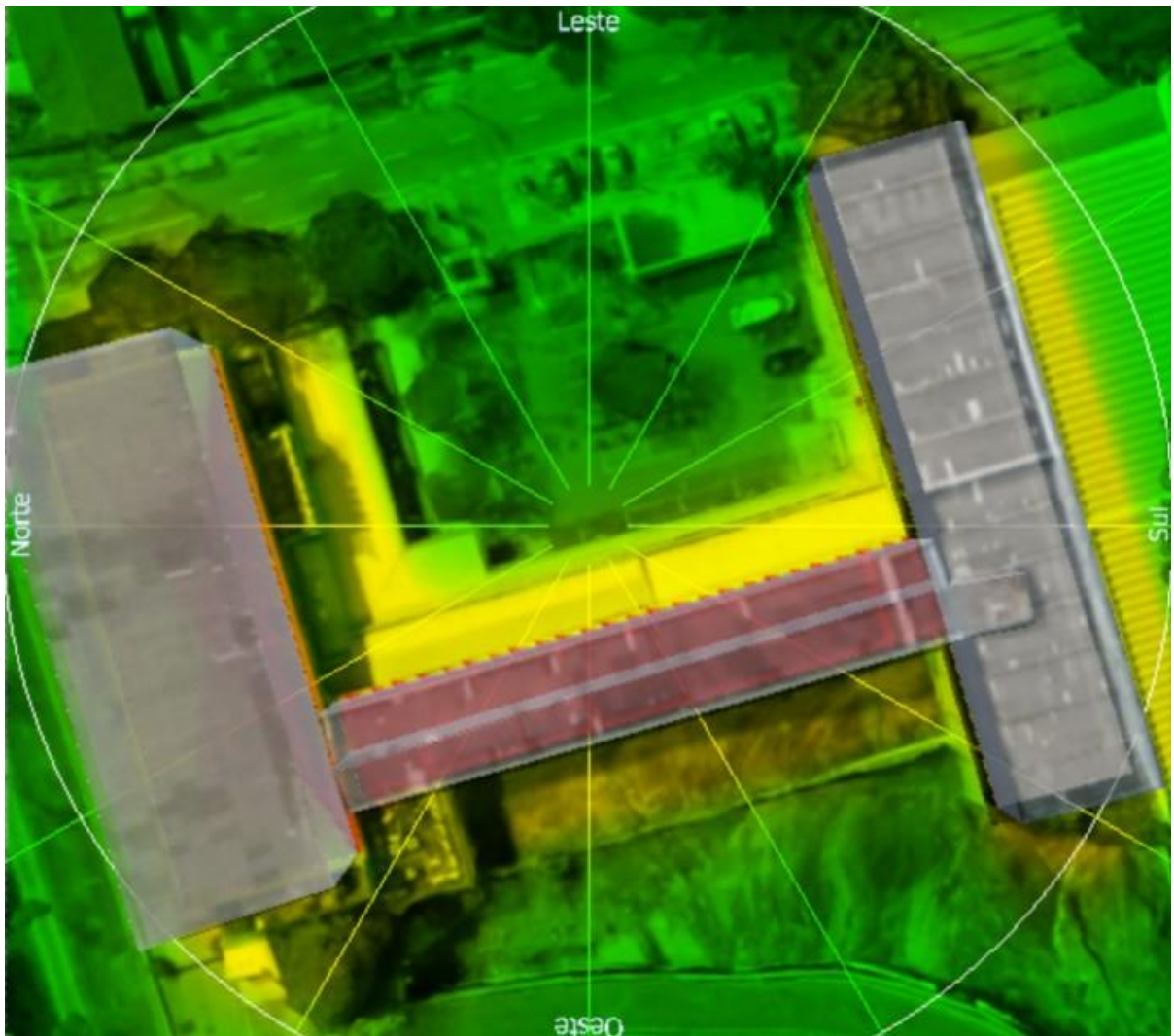


Fonte: Portal Solar (2021).

Para melhorar o aproveitamento da energia solar ao longo do dia, os módulos são orientados na direção do norte geográfico. Desta forma, a superfície do módulo receberá luz do sol durante todo o dia, com maior incidência ao meio dia solar, quando o módulo fica de frente para o sol.

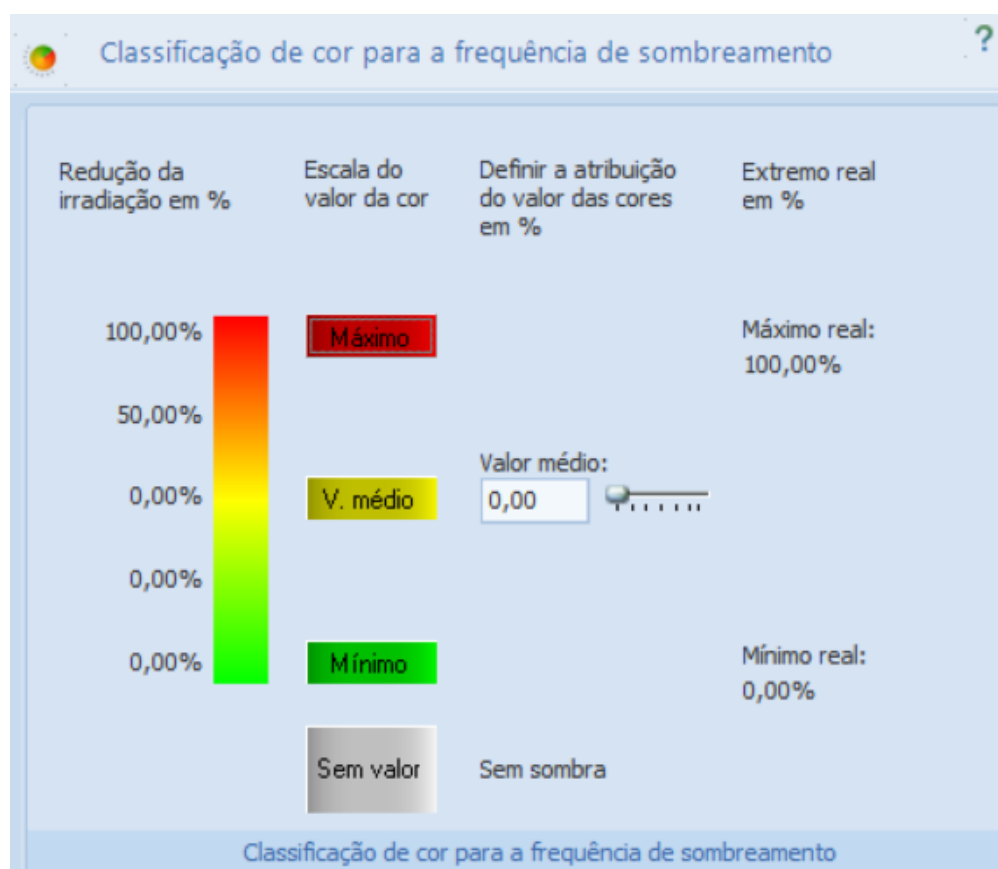
Utilizando o programa PVSOL, foi obtida a frequência de sombreamento no decorrer do ano no imóvel, a fim de encontrar a melhor água do telhado, como apresentada nas Figuras 23 e 24.

Figura 23 - Frequência de incidência solar do software PVSOL



Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 24 - Classificação de cor para a frequência de sombreamento do software PVSOL



Fonte: PVSOL.

Os resultados obtidos com o auxílio do programa PVSOL, levaram em consideração a inclinação e azimute calculado no Quadro 3 e as coordenadas geográficas do local de instalação, através dos dados de irradiação solar do programa *SunData*. Portanto, a Água 4 foi a escolhida para a implantação dos módulos fotovoltaicos devido a menor redução de irradiação por sombreamento.

3.5 Escolha dos Módulos Fotovoltaicos

Existem diversos parâmetros que podem ser levados em consideração para a escolha dos módulos fotovoltaicos, como rendimento, área ocupada, custos, etc. Neste projeto, como planeja-se instalar os módulos no telhado do imóvel, a área ocupada pelo sistema se torna um agente limitador.

Além disso, outro fator relevante para a escolha dos módulos fotovoltaicos é o fabricante, muitos deles fornecem garantias de operação por 25 anos, perda máxima de potência de 20% e 10 anos para defeitos de fabricação. Dessa forma, a escolha do fabricante é tão importante quanto custo e rendimento.

Para esse projeto, optou-se pela utilização de painéis de 340 Wp do fabricante *Canadian Solar* (CANADIAN SOLAR, 2018), levando em consideração que possui preços competitivos, que o módulo na potência escolhida irá ocupar menos espaço e que é uma das principais fornecedoras do mercado brasileiro e mundial. Os dados técnicos do módulo podem ser observados no Anexo C. Porém, seguem, no Quadro 5, as informações mais relevantes para o dimensionamento do sistema.

Quadro 5 - Características elétricas do módulo fotovoltaico

Modelo	MaxPower CS6U-340P
Tipo de célula	policristalino
Potência máxima (W)	340
Eficiência (%)	17,49
Tensão de máxima potência (V)	37,6
Corrente de máxima potência (A)	9,05
Tensão em circuito aberto (V)	45,9
Corrente de curto circuito (A)	9,62
Dimensões (mm)	1960x992x35
Peso (kg)	22,4

Fonte: Produção do próprio autor.

3.6 Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico

Como visto, no Gráfico 1, o consumo médio mensal de todos os TCs é de 583,48 kWh. Como a média mensal de consumo de energia no prédio da CCV, local onde será instalado o SFV, é muito superior à média mensal de consumo dos seis TCs juntos, o sistema, na prática, irá apenas abater parte da energia equivalente ao consumo dos TCs. Assim, por este motivo, não será descontado o custo de disponibilidade, segundo a REN n° 414 de 2010.

É mostrado em CRESESB (2014) que o cálculo da potência de pico do sistema a ser instalado pode ser calculado pela Equação (1).

$$P_{fv} = \frac{E}{T_d} \times \frac{1}{I_a} \quad (1)$$

onde:

P_{fv} é a potência de pico instalada do SFV (Wp);

E é o consumo diário médio anual (Wh/dia);

T_d é a taxa de desempenho (Adimensional);

I_a é a média diária anual de irradiação (kWh/m²/dia).

Como o consumo a ser compensado é de 583,48 kWh mensais, logo, na Equação (1), resulta em E igual a 19,45 (kWh/dia).

A taxa de desempenho (TD) é um fator que considera as perdas nos módulos fotovoltaicos, inversores e na instalação. Segundo o Manual da Engenharia para Sistema Fotovoltaicos (CRESESB, 2014), o valor de TD varia entre 0,7 e 0,8 e, segundo ALVARENGA (2016), para cálculos preliminares, deve-se utilizar o valor de 0,775.

Da Seção 3.4, na Tabela 1, observa-se que a irradiação solar média diária anual é igual 5,13 kWh/m²/dia no plano inclinado de 18° dos painéis. Logo, pela Equação (1), temos que SFV tem que gerar uma potência de pico igual a 4,90 kW.

Para definir a quantidade de módulos fotovoltaicos necessários para produzir a potência necessária, utiliza-se a Equação (2).

$$N = \frac{P_{pg}}{P_{nom}} \quad (2)$$

onde:

N é a quantidade de módulos fotovoltaicos estimado;

P_{pg} é a potência de pico que o SFV precisa gerar (4,90 kW);

P_{nom} é a potência de pico do Módulo Fotovoltaico (340 Wp).

Foi obtido como resultado da Equação (2), a quantidade de 15 módulos fotovoltaicos necessários. Logo, a potência de pico gerada (P_{FV}) pelo SFV será de 5,1 kW.

3.7 Dimensionamento do Inversor

Baseia-se o dimensionamento do inversor, principalmente, na potência de geração do SFV, que, no caso, é limitada à demanda do consumidor. Entretanto, o dimensionamento do sistema deve ser realizado de maneira com que o inversor não trabalhe em potências muito abaixo da nominal e nem muito acima, sobrecarregando-o.

Como os inversores do SFV podem estar submetidos a altas temperaturas, recomenda-se que a potência do inversor seja inferior à potência do gerador fotovoltaico, pois o SFV determinado pelo arranjo dos módulos fotovoltaicos sempre tende a ter uma redução de potência com a elevação da temperatura, conforme a Seção 2.3.1. A relação entre este valor e a potência de pico do gerador fotovoltaico é conhecida como Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI), dado pela Equação (3).

$$FDI = \frac{P_{Nca}}{P_{fv}} \quad (3)$$

onde:

FDI é o fator de dimensionamento do inversor (Adimensional);

P_{Nca} é a potência nominal em corrente alternada do inversor (W);

P_{fv} é a potência-pico do painel fotovoltaico (Wp).

Segundo o método indicado por Pinho e Galdino (2014), o FDI deve estar em uma faixa de 0,75 a 0,85, a fim de otimizar a relação custo benefício. Logo, foi calculado que a potência nominal do inversor deve estar entre 3,82 e 4,33 kW.

Levando em consideração a indicação acima, o inversor escolhido foi o *SG4K-D 4.0-1* (FRONIUS SOLAR ENERGY, 2021), de 4 kW e com um FDI de 0,785. Este inversor foi escolhido por possuir uma boa relação custo benefício e por se enquadrar perfeitamente nas dimensões e especificações elétricas do projeto. Suas principais características estão no Quadro 6 e no Anexo D.

Quadro 6 - Características elétricas do inversor

Modelo	Fronius Primo 4.0
Potência nominal (kW)	4
Faixa de Tensão de saída (V)	210 - 480
Corrente máxima de saída (A)	17,4
Quantidade MPPT	2
Faixa de tensão MPPT (V)	200 - 800
Potência máxima de entrada (kW)	6
Faixa de tensão de entrada (V)	80 – 1000
Corrente máxima de entrada (A)	12
Corrente de curto-circuito de entrada (A)	18

Fonte: Produção do próprio autor.

3.8 Arranjo dos Módulos

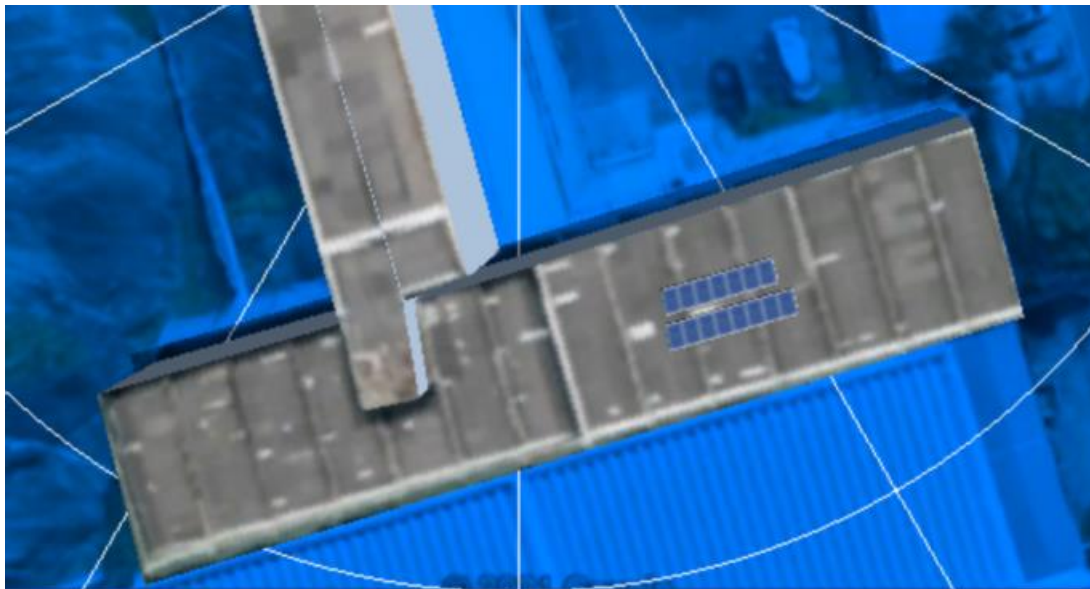
Definidos o inversor e os painéis, resta determinar como os painéis serão combinados entre si. Para isto, leva-se em consideração o limite de operação do inversor, que possui corrente e tensão máxima de operação, assim como seu MPPT. Assim, o inversor escolhido suporta uma tensão máxima de entrada até 1000 V e seu MPPT opera na faixa de tensão entre 200 V e 800 V.

A máxima tensão do sistema ocorre quando o módulo fotovoltaico está em circuito aberto, logo, o número máximo de módulos em série que podem ser conectados ao inversor é calculado pela razão entre a máxima tensão de entrada do inversor e a tensão de circuito aberto. O cálculo da máxima tensão de entrada deve ser realizado com cuidado e atenção, levando em consideração a influência da temperatura. Esta tensão máxima nunca deve ser ultrapassada, sendo este um dos maiores riscos de danificação dos inversores. Além disso, o inversor possui uma corrente CC máxima de entrada. Esta corrente não pode ser menor do que a soma das correntes de curto circuito das placas em paralelo a ele conectadas (CANAL SOLAR, 2019).

Assim, os módulos serão conectados de forma com que a soma das tensões de circuito aberto dos mesmos, conectados em série, não ultrapasse a tensão máxima da entrada do MPPT, e que a soma das correntes de curto-circuito desses módulos, conectados em paralelo, não ultrapasse a corrente máxima de entrada do inversor. De posse destas informações, foi feita a escolha por duas *strings boxes*, equipamentos, estes, que possui a função de fazer a proteção da parte CC do gerador, sendo conectada entre os módulos fotovoltaicos e o inversor. Assim, possibilita a utilização dos dois MPPTs disponíveis no inversor e, desta forma, o sistema se torna mais

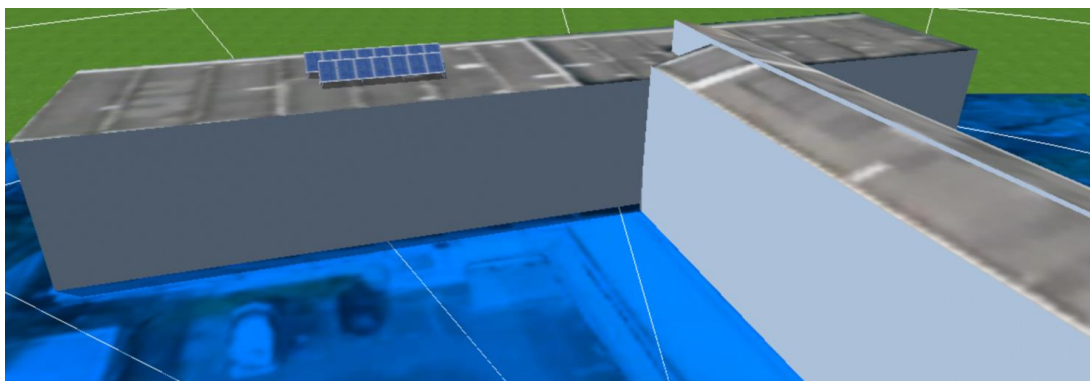
robusto e melhor preparado para lidar com variações de temperatura e eventuais sombreamento parciais sobre os módulos, como aqueles causados por nuvens, por exemplo. Portanto, o arranjo dos módulos fotovoltaicos ficará posicionado da seguinte forma: 8 módulos conectados em série em uma *string* e mais 7 painéis conectados em série em outra string, conforme as Figuras 25 e 26.

Figura 25 - Vista superior do telhado com os módulos fotovoltaicos



Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 26 - Vista norte da instalação dos módulos fotovoltaicos



Fonte: Produção do próprio autor.

3.9 Energia Gerada pelo SFV

A fim de calcular a geração média anual de energia do SFV, utilizando a Equação (4), serão considerados fatores como a média de irradiação diária, o fator de desempenho e a potência instalada do SFV. Equação (4) foi utilizada para o cálculo da energia elétrica gerada em cada mês do TC, para assim, se obter uma média anual de geração de energia, conforme Tabela 2.

$$E_g = I \times N_d \times P_{fv} \times F_d \quad (4)$$

onde:

E_g é a energia gerada (kWh);

I é a média mensal de irradiação (kWh/m².dia);

N_d é o número de dias no mês (dias);

P_{fv} é a potência de pico instalada do SFV (Wp);

F_d é o fator de desempenho (%).

Tabela 2 - Energia anual gerada pelo SFV

Mês	I (kWh/m².dia)	N_d (dias)	P_{fv} (kWp)	F_d (%)	E_g (kWh)
Janeiro	5,71	31	5,1	0,775	699,63
Fevereiro	6,30	28	5,1	0,775	697,22
Março	5,53	31	5,1	0,775	677,57
Abril	5,08	30	5,1	0,775	602,36
Mai	4,64	31	5,1	0,775	568,52
Junho	4,44	30	5,1	0,775	526,47
Julho	4,48	31	5,1	0,775	548,92
Agosto	5,05	31	5,1	0,775	618,76
Setembro	5,16	30	5,1	0,775	611,84
Outubro	4,94	31	5,1	0,775	605,28
Novembro	4,80	30	5,1	0,775	569,16
Dezembro	5,44	31	5,1	0,775	666,54
Média					616,02

Fonte: Produção do próprio autor.

4 ANÁLISE ECONÔMICA E AMBIENTAL

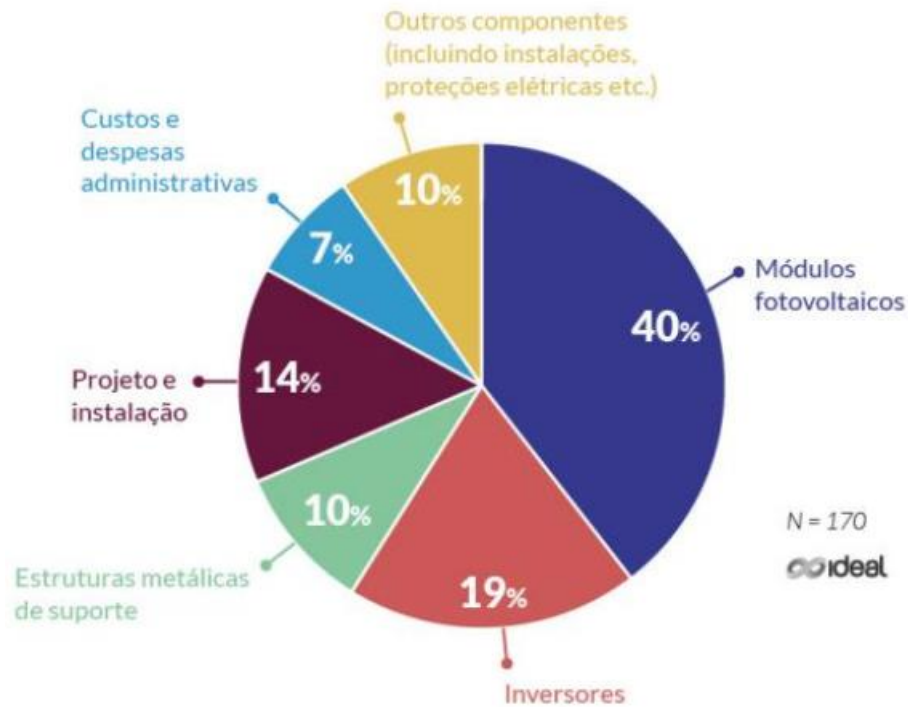
4.1 Custos do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

O custo de investimento de SFVs pode ser dividido em três partes principais, sendo elas: módulos fotovoltaicos, inversores e componentes do sistema. Este último, engloba projeto, instalação, estruturas metálicas de suporte, custos e despesas administrativas e outros componentes.

Ao avaliar o custo do SFV dimensionado neste projeto, devem-se analisar os preços nacionais dos equipamentos e componentes dos SFVs. Assim, para não fugir do escopo deste projeto, pois o cálculo financeiro de um projeto requer muito mais detalhes do que irá ser proposto a seguir, o custo do SFV será estimado segundo o estudo: “O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica” do Instituto para Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina (IDEAL), publicado em 2019.

No método proposto pelo estudo, estima-se o custo total do SFV segundo os dados expostos na Figura 27, ou seja, cada parte do SFV representa uma porcentagem do preço total investido da instalação. Então, para isso, estima-se um valor médio de mercado para cada área do projeto e, assim, ao final, estima-se um segundo valor de custo total do SFV, como pode ser visto na Tabela 3.

Figura 27 - Divisão de custos do SFV



Fonte: Instituto para Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina e Câmara de Comércio e Indústria Brasil-Alemanha (2019).

Tabela 3 - Custos do SFV

Equipamento	Custo (%)	Quantidade	Preço (R\$)	Total (R\$)
Módulos fotovoltaicos	40%	15	852,00	12.780,00
Inversor	19%	1	6.070,00	6.070,00
Projeto e instalação	14%		4.473,00	4.473,00
Suporte	10%		3.195,00	3.195,00
Outros Componentes	10%		3.195,00	3.195,00
Despesas administrativas	7%		2.236,50	2.236,50
Total				31.950,00

Fonte: Produção do próprio autor.

4.2 Receita Gerada

No Brasil, a legislação não permite a comercialização da energia produzida por meio da geração distribuída. Assim, a receita calculada para este investimento é representada pela redução no valor da conta de energia cobrada pela concessionária. Logo, quanto maior a produção de energia, maior economia será gerada.

A receita anual gerada, levando em consideração a queda de produção e a inflação energética, é estimada pela Equação (5):

$$R = E_p (1 - Q)^t \times T_i (1 + I_e)^t \quad (5)$$

onde:

R é a receita anual (Reais);

E_p é a energia produzida anual (kWh);

Q é a taxa de queda de rendimento dos painéis solares (Adimensional);

T_i é a tarifa com impostos em (Reais/kWh);

I_e é a inflação energética anual (%);

t é o tempo em (Anos).

Como calculada na Seção 3.9, a energia média produzida anualmente pelo gerador é de 616,03 kWh/mês. Além disso, considera-se que os painéis sofrem uma queda de rendimento da produção de 0,5% ao ano (CANADIAN SOLAR, 2016). Então, a fim de obter o saldo da economia gerada com o Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) para o cenário adotado, têm-se que considerar os impostos federais (PIS e COFINS) e estadual (ICMS). Logo, o valor médio utilizado para PIS é de 0,95%, COFINS é de 3,50% e ICMS é de 25%. Para efeitos de cálculos, as incidências de impostos estão descritas segundo a Lei nº 13.169/2015, para o imposto federal, e o Convênio ICMS 16/2015, para o imposto estadual.

Dito isso, à apuração da tarifa energética, considerando os impostos e desconsiderando os acréscimos devido a bandeira tarifária, resultou em um valor de R\$ 0,78/kWh para a unidade consumidora estudada neste projeto. Ressaltando-se que, quanto maior for o preço cobrado por cada kWh consumido, maior será o impacto da geração de energia no valor da conta. Além disso, tendo como referência o ano de 2021, considera-se uma taxa de inflação energética de 8% ao ano (IBGE, 2021).

4.3 Parâmetros de viabilidade

Além dos benefícios ecológicos de um SFV, o mesmo deve ser economicamente atrativo para o consumidor. Para verificar a atratividade desse empreendimento, será estimado o valor presente líquido, a taxa interna de retorno, e o tempo de retorno do investimento.

4.3.1 Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL) é uma forma de trazer os valores do fluxo de caixa para o tempo inicial do investimento aplicando uma taxa de desconto que representa o valor do dinheiro no tempo. Segundo Samanez (2007), O VPL é obtido pela Equação (6):

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + K)^t} \quad (6)$$

onde:

I é o valor do investimento inicial (Reais);

t é o tempo (Anos);

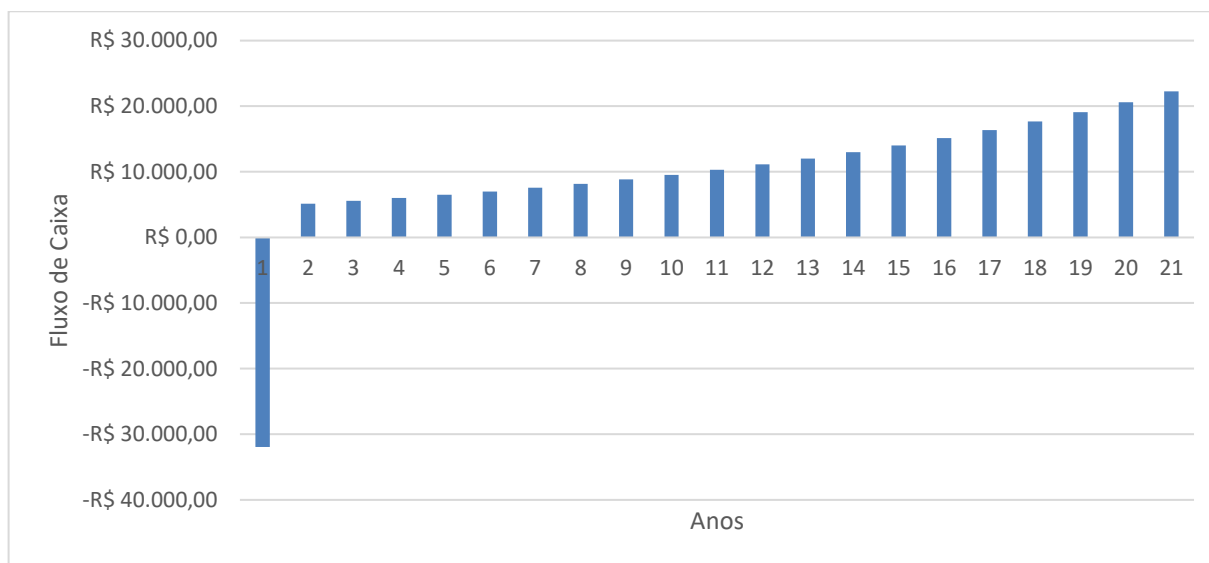
n é a vida útil do sistema (Anos);

FC_t é o fluxo de caixa no ano t ;

K é a taxa de desconto (%).

O Fluxo de caixa é uma representação das entradas e saídas de capital ao longo do tempo. O Gráfico 2 apresenta o fluxo de caixa desse investimento ao longo de sua vida útil de 20 anos.

Gráfico 2 - Fluxo de caixa do sistema projetado



Fonte: Produção do próprio autor.

A Tabela 4 apresenta, em sua primeira coluna é o tempo em anos do sistema, na segunda coluna o fluxo de caixa que se inicia em R\$-31.950,00, conforme a Tabela 3, na sua terceira coluna, o lucro anual do investimento, enquanto a quarta coluna traz o fluxo de caixa descontado; por fim, na quinta coluna, apresenta-se o saldo acumulado que mostra o retorno financeiro descontado do investimento inicial. Os valores são avaliados ano a ano.

Tabela 4 - Cálculo financeiro dos investimentos - VPL

Ano	Fluxo de Caixa	Valor Presente	Saldo Acumulado
0	-R\$ 31.950,00	-R\$ 31.950,00	-R\$ 31.950,00
1	R\$ 5.156,80	R\$ 4.911,24	-R\$ 27.038,76
2	R\$ 5.569,34	R\$ 5.304,14	-R\$ 21.734,63
3	R\$ 6.014,89	R\$ 5.728,47	-R\$ 16.006,16
4	R\$ 6.496,08	R\$ 6.186,74	-R\$ 9.819,42
5	R\$ 7.015,77	R\$ 6.681,68	-R\$ 3.137,73
6	R\$ 7.577,03	R\$ 7.216,22	R\$ 4.078,48
7	R\$ 8.183,19	R\$ 7.793,52	R\$ 11.872,00
8	R\$ 8.837,85	R\$ 8.417,00	R\$ 20.288,99
9	R\$ 9.544,87	R\$ 9.090,36	R\$ 29.379,35
10	R\$ 10.308,46	R\$ 9.817,58	R\$ 39.196,94
11	R\$ 11.133,14	R\$ 10.602,99	R\$ 49.799,93
12	R\$ 12.023,79	R\$ 11.451,23	R\$ 61.251,16
13	R\$ 12.985,70	R\$ 12.367,33	R\$ 73.618,49
14	R\$ 14.024,55	R\$ 13.356,72	R\$ 86.975,20
15	R\$ 15.146,52	R\$ 14.425,25	R\$ 101.400,45
16	R\$ 16.358,24	R\$ 15.579,27	R\$ 116.979,73
17	R\$ 17.666,90	R\$ 16.825,61	R\$ 133.805,34
18	R\$ 19.080,25	R\$ 18.171,66	R\$ 151.977,01
19	R\$ 20.606,67	R\$ 19.625,40	R\$ 171.602,40
20	R\$ 22.255,20	R\$ 21.195,43	R\$ 192.797,83

Fonte: Produção do próprio autor.

Analisando a Tabela 4, percebe-se que o montante de economia gerado pelo sistema cresce a cada ano devido ao efeito da inflação energética. Além disso, quando o valor do VPL for negativo o projeto é inviável e quando positivo, indica que o investimento é lucrativo. Logo, a partir do 6º ano já se obtém um retorno financeiro da instalação do SFV. Ao calcular-se o VPL conforme a Equação (6) tem-se um valor positivo igual a R\$ 192.797,83, este valor comparado ao valor inicial do investimento do sistema, gerou ao final dos 20 anos um lucro equivalente a 500% para o consumidor.

4.3.2 Taxa interna de Retorno

A taxa interna de retorno (TIR) representa a taxa de desconto que irá igualar, em um determinado tempo, o valor presente das entradas com as saídas previstas de caixa. Esta taxa é amplamente usada para análise de investimentos, em que o quanto maior for a diferença entre a TIR e a taxa de desconto, mais atrativo será o investimento. Para este projeto, será considerado uma taxa de desconto igual a 7%. Visto que, essa taxa se dá por meio de dados do IPCA (IBGE, 2021), onde pode-se observar que a média no ano de 2021 é igual a 7,05%. Assim, a TIR pode ser calculada por meio da Equação (7).

$$0 = \sum_{n=0}^n \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} \quad (7)$$

Utilizando a Equação (7), foi encontrado um valor da TIR igual a 23%.

4.3.3 Tempo de Retorno do Investimento

O tempo de retorno do investimento (*payback*) é o tempo necessário para que as entradas de caixa se igualem às saídas de caixa. Em outras palavras, é o tempo necessário para que se recupere o investimento aplicado. Quanto mais breve for o período de *payback*, mais atrativo será o investimento. Como visto na Tabela 4, o saldo acumulado positivo se dá a partir do quinto ano. Ao ponderar o tempo e os valores entre os anos 5 e 6, temos para este projeto, o *payback* de exatamente 5 anos e 5 meses.

4.4 Sustentabilidade ambiental

A implantação de um SFV não deve ser vista somente como um investimento financeiro. É importante considerar que existe uma cadeia enorme de benefícios em torno da implantação de um SFV. Estes benefícios passam pela área social, ambiental e econômica. A seguir, na Figura 28, são apresentados alguns dados referentes aos benefícios ambientais da planta fotovoltaica analisada. Os dados apresentados referentes à sustentabilidade ambiental foram obtidos através da calculadora online disponibilizada pelo Instituto de Conservação e Desenvolvimento Sustentável da Amazônia (IDESAM, 2021). Em resumo, esses dados significam que a implantação do SFV apresentado neste estudo, gerando energia limpa, equivale à redução de emissão de 377 kg de dióxido de carbono (CO₂) por ano à atmosfera, 1 árvore plantada ao ano, colaborando para a redução de emissões dos gases que causam o efeito estufa.

Figura 28 - Benefícios ambientais



Fonte: IDESAM (2021).

Nota: Adaptado pelo próprio autor.

5 CONCLUSÃO

Neste projeto apresentou-se, o dimensionamento de um SFVR como uma alternativa de redução de custos e aumento da independência energética dos seis TCs do município de Vitória - ES. O projeto teve como objetivo geral verificar qual TC possui a melhor localização para a instalação do SFV, visto que, a energia elétrica gerada por esse sistema irá ser descontada no valor da fatura deste TC escolhido e, assim, analisar a viabilidade técnica econômica da implantação, no intuito de esclarecer para o cliente a atratividade do investimento, indicando assim a viabilidade do projeto.

Inicialmente, foram apresentados os cenários dos TCs, como eles atuam e como é de grande poder social seu funcionamento. Em seguida, foi realizada uma revisão teórica sobre SFV, em conjunto com os seus principais componentes e normas regulamentadoras.

De posse do histórico das contas de energia elétrica dos seis TCs, fornecido pela PMV (Anexo A), foi possível realizar uma estimativa da quantidade da potência a ser instalada no local e calcular o montante de energia gerada.

Assim, analisando alguns fatores necessários, foi escolhido o TC da CCV para a instalação do SFV. O tipo de telhado e sua inclinação representaram um importante fator a ser levado em consideração para a definição da disposição dos módulos fotovoltaicos, visto que, em muitos casos, podem acarretar na inviabilização do projeto. Levando este fator em conta, foi escolhida a Água 4, com inclinação 18° N, que proporciona melhor radiação solar incidente para plano inclinado, como pode ser visto na Figura 17.

A fim de se observar a disposição dos módulos no local de instalação, foi utilizado o programa PVSOL, através do qual, com escalas reais e coordenadas locais, foi possível desenhar todos os 15 módulos do SFV dispostos de maneira adequada no telhado, como pode ser visto nas Figuras 19 e 20.

Depois de realizar o dimensionamento de toda a instalação, foi feita uma estimativa de geração de energia e da economia de energia elétrica, cumprindo assim um objetivo específico. Definidos estes valores, foi realizada uma análise de viabilidade econômica, onde foram

calculados os principais parâmetros econômicos do investimento, completando o último objetivo específico. Então, para verificar a atratividade do investimento despendido na realização do projeto, foram analisados os parâmetros de viabilidade.

Em relação a taxa de desconto, um dos parâmetros para o cálculo financeiro dos investimentos, pode-se compará-lo com o IPCA, que é a principal taxa de juros atrelada à taxa de inflação do país. Este índice representa uma forma de se proteger contra a inflação, que nada mais é do que a desvalorização do dinheiro ao longo do tempo.

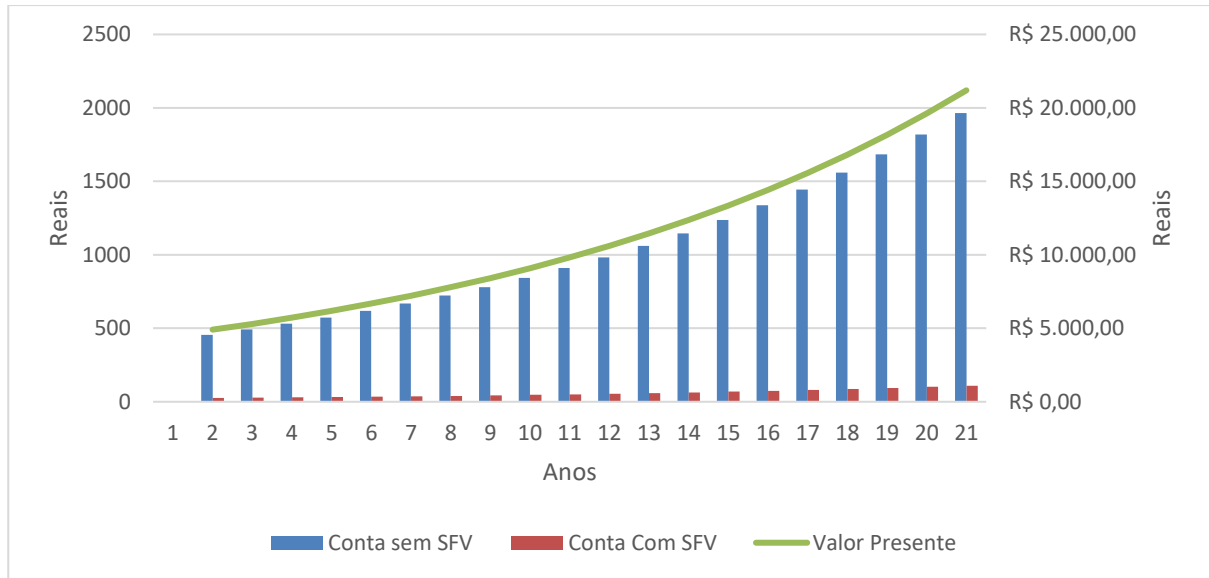
Como visto na Seção 4.3.2, nos resultados obtidos da TIR, percebe-se que como a taxa ficou 23%, ou seja, acima da taxa mínima de atratividade de 7% do projeto, pode-se afirmar que é economicamente viável o investimento. Além disso, conforme visto na Tabela 4 obteve-se um VPL cinco vezes maior ao valor investido no SFV.

Uma das dificuldades encontrada na elaboração deste projeto foi a comunicação com o setor da PMV responsável em disponibilizar os dados de consumo dos TCs. Devido à pandemia de Covid-19, a grande maioria dos funcionários da PMV, estavam trabalhando em casa, tornando o contato mais difícil e aumentando o tempo para se obter os dados necessários para este projeto.

Outra dificuldade foi o levantamento de todos os custos dos equipamentos a serem utilizados, visto que para obtenção dos mesmos, seria necessário o contato direto com seus fabricantes. Para contornar este problema, os custos do projeto foram estimados segundo o IDEAL, como descrito na Seção 4.1. Visto que o custo do investimento estimado, mostrado na Tabela 3, foi de R\$ 31.950,00 para uma potência instalada de 5,1 kWp, nota-se que essa estimativa está baseada para valores de mercado do ano de 2019. Portanto, para o mercado atual, conforme o Anexo E, cujo orçamento foi feito no dia 06 de setembro de 2021 pela empresa EKLOS Engenharia (EKLOS, 2021), estima-se que o valor aproximado do custo de investimento do SFCR estaria por volta de R\$ 33.443,00 para uma potência instalada de 6 kWp. Então, com esse valor atual do custo do investimento, o *payback* aumentaria para 6 anos, explicitando pior índice de atratividade do investimento, diante do *payback* proposto pelo projeto de 5,45 anos. Entretanto, este projeto demonstrou-se atrativo para sua implantação diante de todas as informações expostas anteriormente, visto que o projeto tinha como intuito esclarecer para o

consumidor o tempo de retorno do investimento e demonstrar os pontos favoráveis da implantação do SFCR. O Gráfico 3 mostra uma comparação dos cenários com e sem o SFV instalado.

Gráfico 3 - Cenário da fatura com e sem o SFV



Fonte: Produção do próprio autor.

Para trabalhos futuros, fica como sugestão o aperfeiçoamento deste projeto com a busca de dados mais precisos de custos dos componentes do SFV, para melhor exatidão dos resultados e um estudo e pesquisa sobre quais são os efeitos da sujidade e temperatura sobre os módulos fotovoltaicos. Uma outra sugestão de aperfeiçoamento, seria a implementação de um SFV que não só atendesse o consumo dos TCs como a demanda de todo prédio da CCV.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa n° 414, de 09 de setembro de 2010. **Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada**. Brasília, DF: ANEEL, 2010. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>. Acesso em: 05 set. 2021.

_____. Resolução Normativa n° 482, de 17 de abril de 2012. **Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e outras providências**. Brasília, DF: ANEEL, 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 05 set. 2021.

_____. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. **Módulo 3: Acesso ao Sistema de Distribuição** - Seção 3.7: Acesso de micro e minigeração distribuída (Revisão 5 - 14/12/2012). Brasília, DF: ANEEL, 2012. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo3_Revisao_5.pdf. Acesso em: 05 set. 2021.

_____. **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica / Agência Nacional de Energia Elétrica**. 2. ed. Brasília, DF: ANEEL, 2016. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>. Acesso em: 05 set. 2021.

ALVARENGA, C. A. **Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica**. Belo Horizonte: Solenerg Engenharia, 2016. Acesso em: 05 set. 2021.

BESSO, Rachel. **Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à rede**. Monografia (Especialização). UFRJ, Rio de Janeiro, 2017. Acesso em: 05 set. 2021.

CANADIAN SOLAR. **Maxpower CS6U-340P High Efficiency Poly Module**. 2018. Disponível em: https://d3g1qce46u5dao.cloudfront.net/data_sheet/canadian_solar_datasheet_maxpower_cs6u_p_high_efficiency_v5_571_au.pdf. Acesso em: 05 set. 2021.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA. Convênio ICMS n° 6, de 5 de abril de 2013. **Estabelece disciplina para fins da emissão de documentos fiscais nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a REN n° 482/2012, da ANEEL**. Brasília, DF: CONFAP, 2013. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2013/CV006_13. Acesso em: 05 set. 2021.

_____. Convênio ICMS n° 16, de 22 de abril de 2015. **Autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a RN n° 482/2012, da ANEEL**. Brasília, DF: CONFAP, 2015. Disponível em:

https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15. Acesso em: 05 set. 2021.

CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 05 set. 2021.

CANAL SOLAR. **Inversores com Múltiplos MPPT**. 2021. Disponível em <https://canalsolar.com.br/inversores-com-multiplos-mppt/>. Acesso em 05 set. 2021.

EKLOS. **Eklos Engenharia**. 2021. Disponível em <https://www.eklosengenharia.com.br/>. Acesso em 05 set. 2021.

EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2019 - Ano base 2018**. Rio de Janeiro, RJ: EPE, 2019. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico168/Anu%C3%A1rio_2019_WEB_alterado.pdf. Acesso em: 05 set. 2021.

FONTES, R. **O Guia Mais Absurdamente Completo da Energia Solar Fotovoltaica: Entenda Tudo**. 2019. Disponível em: <https://blog.bluesol.com.br/energia-solar-fotovoltaica-guia-supremo/>. Acesso em: 05 set. 2021.

FRONIUS SOLAR ENERGY. **Fronius Primo 4,0**. [S.l.: s.n]. [20--]. Disponível em: <https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/instaladores-e-parceiros/dados-tecnicos/todos-os-produtos/inversor/fronius-primo/fronius-primo-4-0-1>. Acesso em: 05 set. 2021.

GOOGLE EARTH. **Google Earth Web**. 2020. Disponível em: <https://earth.google.com/web/@16.79159019,117.70924529,-21528.04055601a,22273280.65213681d,35y,0h,0t,0r>. Acesso em: 05 set. 2021.

IDESAN. **Calculadora de CO2**. 2021. Disponível em: <https://idesam.org/calculadora/>. Acesso em: 05 set. 2021.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo Séries históricas**. IBGE, 2021. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?=&t=series-historicas>. Acesso em: 05 set. 2021.

INSTITUTO PARA DESENVOLVIMENTO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS NA AMÉRICA LATINA; CÂMARA DE COMÉRCIO E INDÚSTRIA BRASIL-ALEMANHA. **O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída FV**. Rio de Janeiro, RJ: IDEAL; AHK-RJ, 2019. Disponível em: https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/o_mercado_brasileiro_de_gera__o_distribu_da_fv_-_e. Acesso em: 05 set 2021.

SUNDATA. **Potencial Solar - SunData**. CRESESB, 2018. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 05 set 2021.

PINHO T. P.; GALDINO M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 1. ed. rev. e atual. Rio de Janeiro: CRESESB, 2014. 530 f. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 05 set. 2021.

ANEXO A – HISTÓRICO DE CONSUMO DOS TELECENTROS

A Tabela 5 mostra o histórico de consumo, em Reais (R\$), dos seis TCs.

Tabela 5 - Histórico de Consumos dos TCs em Reais [R\$]



Mês (ano 2019)	TC 1 [R\$]	TC 2 [R\$]	TC 3 [R\$]	TC 4 [R\$]	TC 5 [R\$]	TC 6 [R\$]
Janeiro	139,76	740,2	272,02	740,2	26,13	1254,92
Fevereiro	217,34	1102,17	460,07	1102,17	236,64	1305,7
Março	208,29	986,09	463,79	986,09	150,87	1335,96
Abril	180,32	814,88	397,39	814,88	236,03	1033,13
Maiο	158,73	806,95	404,9	806,95	142,55	578,27
Junho	180,69	572,46	424,99	572,46	143,12	481,13
Julho	183,44	475,32	424,11	475,32	145,7	417,5
Agosto	142,38	264,15	396,28	264,15	96,05	353,91
Setembro	107,17	331,95	218,59	331,95	107,17	366,48
Outubro	109,77	522,43	299,64	522,43	124,63	739,99
Novembro	118,8	655,22	246,95	655,22	137,93	880,84
Dezembro	91,33	563,22	316,44	563,22	116,22	524,62

Fonte: SENCID (2021).

ANEXO B – FATURA DE ENERGIA DA CCV

Na Figura 23 é mostrado a fatura de energia elétrica no prédio da CCV, onde funciona o TC 4.

Figura 29 - Fatura de Energia Elétrica CCV

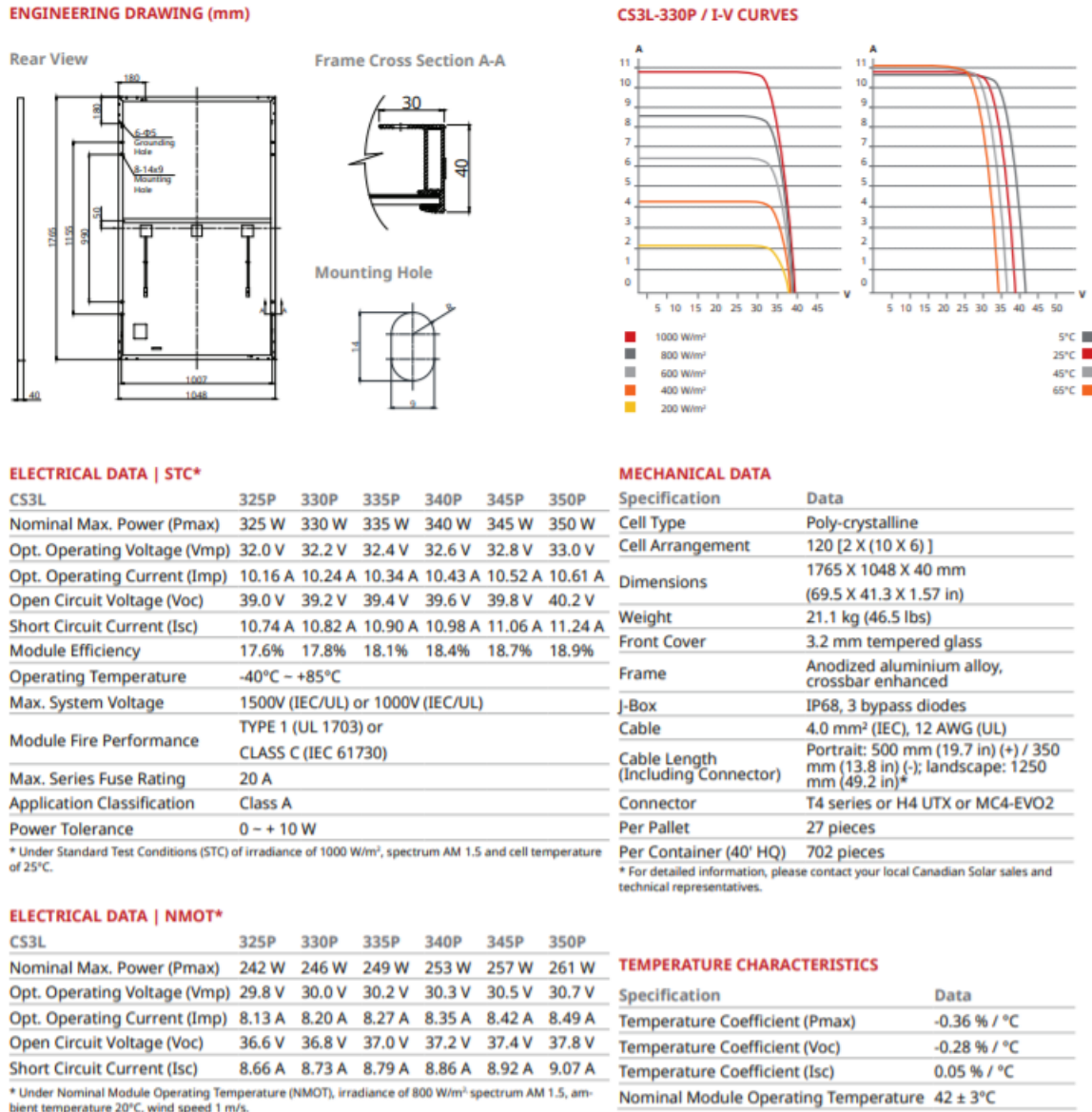
	EDP ESPIRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A. Rua Florentino Faller, nº 80 - 1º, 2º e 3º Andar Salas 101, 102, 201, 202, 301 e 302 - Edifício Maxi I Bairro Enseada do Suã - Vitória - ES - CEP 29050-310 CNPJ 28.152.650/0001-71 Insc. Estadual 080.250.16-5	Nota Fiscal/ Conta de Energia Elétrica nº 072.006.732 Página: 001/003																																					
Cliente / Endereço de Entrega CIC - (BOLETO) AV ADELPHO POLI MONJARDIM S/N FESTIVA 29023-025 SANTO ANTONIO / VITORIA - ES COD. IDENT 0153134900 COD. FISCAL OPERAÇÃO: 5258 ROTEIRO DE LEITURA: T44VT01X00000		Instalação 0009501528	Conta do mês Julho/2021																																				
Bandeiras Tarifárias Bandeira Tarifária Vigente na Data de Faturamento: Vermelha Nº dias Fat. Bandeira Vermelha: 31 dias (01/07/2021 à 31/07/2021) Informações sobre o sistema de bandeiras tarifárias estão disponíveis no site da ANEEL (www.aneel.gov.br)		Atendimento EDP 0800 721 5671 SEGUNDA-VIA Sem Fins Fiscais	Período de Faturamento Emissão 02/08/2021 Leitura anterior 30/06/2021 Leitura atual 31/07/2021 Prev. Próxima leitura 31/08/2021 Nº dias Fat. 31																																				
Dados do Contrato Número do Contrato 0495015281 Número conta Contrato 340950152811 Grupo A Subgrupo A4 Modalidade Tarifária VERDE Classe / Subclasse PODER PUBLICO - MUNICIPAL Tipo de Fornecimento TRIFÁSICO Tensão Nominal 11.400 V Transformação Demanda Ponta 240,0000 Demanda Fora Ponta 240,0000 Período de Faturamento 01/07/2021 à 31/07/2021 Horário da Ponta 18:00:00 à 21:00:00		Local de Consumo CIC - (BOLETO) RUA MARINS ALVARINO S/N CNPJ/CPF/CI: 27142058000126 Insc Estadual: Conta Contrato: 340950152811																																					
		Demonstrativo de Valores																																					
		Descrição Fornecimento de energia elétrica Consumo 11.604,72 Demanda 3.777,31 Demanda não utilizada 2.690,69 ERE-Energia Reativa Excedente 526,14 Adicional Bandeira Vermelha 2.622,96	Total R\$ 29.067,32																																				
		<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Tributos</th> <th>Base Cálculo</th> <th></th> <th>Alíquota</th> <th></th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>PIS</td> <td>19.659,58</td> <td>x</td> <td>1,03%</td> <td>=</td> <td>202,49</td> </tr> <tr> <td>PIS demanda não utilizada</td> <td>2.854,54</td> <td>x</td> <td>1,03%</td> <td>=</td> <td>29,40</td> </tr> <tr> <td>COFINS</td> <td>19.659,58</td> <td>x</td> <td>4,71%</td> <td>=</td> <td>925,96</td> </tr> <tr> <td>COFINS demanda não utilizada</td> <td>2.854,54</td> <td>x</td> <td>4,71%</td> <td>=</td> <td>134,45</td> </tr> <tr> <td>ICMS</td> <td>26.212,78</td> <td>x</td> <td>25,00%</td> <td>=</td> <td>6.553,20</td> </tr> </tbody> </table>	Tributos	Base Cálculo		Alíquota			PIS	19.659,58	x	1,03%	=	202,49	PIS demanda não utilizada	2.854,54	x	1,03%	=	29,40	COFINS	19.659,58	x	4,71%	=	925,96	COFINS demanda não utilizada	2.854,54	x	4,71%	=	134,45	ICMS	26.212,78	x	25,00%	=	6.553,20	Contribuição de Ilum. Pública - Lei Municipal 304,58
Tributos	Base Cálculo		Alíquota																																				
PIS	19.659,58	x	1,03%	=	202,49																																		
PIS demanda não utilizada	2.854,54	x	1,03%	=	29,40																																		
COFINS	19.659,58	x	4,71%	=	925,96																																		
COFINS demanda não utilizada	2.854,54	x	4,71%	=	134,45																																		
ICMS	26.212,78	x	25,00%	=	6.553,20																																		
Reservado ao Fisco 7FD4.90F9.2C8E.6B99.D7CC.E38F.F37A.FBF9		Data de Vencimento 01/09/2021	Valor Total a Pagar 29.371,90																																				
Mensagens EM ADEQUAÇÃO À REN 932/21, ONDE SE LÊ: IGP-M, LEIA-SE: IPCA.																																							
Cota na linha pontilhada																																							
BANCOOB 756-0 75691.30102 01142.113123 62067.300012 1 87300002937190																																							
Local de Pagamento PAGÁVEL PREFERENCIALMENTE NA REDE SICOOB		Vencimento 01/09/2021																																					
Beneficiário EDP ES DISTRIB DE ENERGIA CNPJ 28152650000171 Rua Florentino Faller, Nº 80 - Enseada do Suã - Vitória - ES		Agência/Código Beneficiário 3010/01421131																																					
Data Documento 13/08/2021 Número do Documento Espécie Documento DM Aceite N Data do Processamento 13/08/2021		Nosso Número 002620673-0																																					
Uso do Banco Carteira 01 Espécie R\$ Quantidade Valor		(-) Valor do Documento 29.371,90																																					
Todas informações deste bloqueto são de exclusiva responsabilidade do beneficiário.		(-) Descontos/Abatimentos																																					
PARA PAGAMENTO EM CHEQUE, QUITAÇÃO DA FATURA ESTARÁ CONDICIONADA A SUA COMPENSAÇÃO.		(-) Outras Deduções																																					
		(+) Mora / Multa																																					
		(+) Outros Acréscimos																																					
Pagador: CIC - (BOLETO) RUA MARINS ALVARINO S/N		Valor Cobrado																																					
		---AUTENTICAÇÃO MECÂNICA--- FICHA DE COMPENSAÇÃO																																					

Fonte: SENCID (2021).

ANEXO C – DADOS TÉCNICOS DO PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Os painéis fotovoltaicos utilizados nesse projeto têm as especificações técnicas mostradas na Figura 24.

Figura 30 - Dados técnicos dos painéis fotovoltaicos



Fonte: Canadian Solar (2021).

ANEXO D – DADOS TÉCNICOS DO INVERSOR

O inversor utilizado nesse projeto tem as especificações técnicas mostradas na Figura 25.

Figura 31 - Dados técnicos do inversor

FRONIUS PRIMO

The communicative inverter for optimised energy management.



SnapINverter
Technology



Integrated data
communication



SuperFlex
Design



Dynamic Peak
Manager



Smart Grid
Ready



Zero feed-in



The Fronius Primo in power categories from 3.0 to 8.2 kW perfectly completes the SnapINverter generation. This single-phase, transformerless device is the ideal inverter for private households.

Its innovative SuperFlex Design provides maximum flexibility in system design, while the SnapINverter mounting system makes installation and maintenance easier than ever before. The communication package included as standard, with WLAN, energy management, several interfaces and much more besides, makes the Fronius Primo a communicative inverter for owner-occupiers.

TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

INPUT DATA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Number of MPP trackers	2				
Max. input current ($I_{dc\ max\ 1}$ / $I_{dc\ max\ 2}$)	12.0 A / 12.0 A				
Max. array short circuit current (MPP1/MPP2)	18.0 A / 18.0 A				
DC input voltage range ($U_{dc\ min}$ - $U_{dc\ max}$)	80 - 1000 V				
Feed-in start voltage ($U_{dc\ start}$)	80 V				
Usable MPP voltage range	80 - 800 V				
Number of DC connections	2 + 2				
Max. PV generator output ($P_{dc\ max}$)	4.5 kW _{peak}	5.3 kW _{peak}	5.5 kW _{peak}	6.0 kW _{peak}	6.9 kW _{peak}

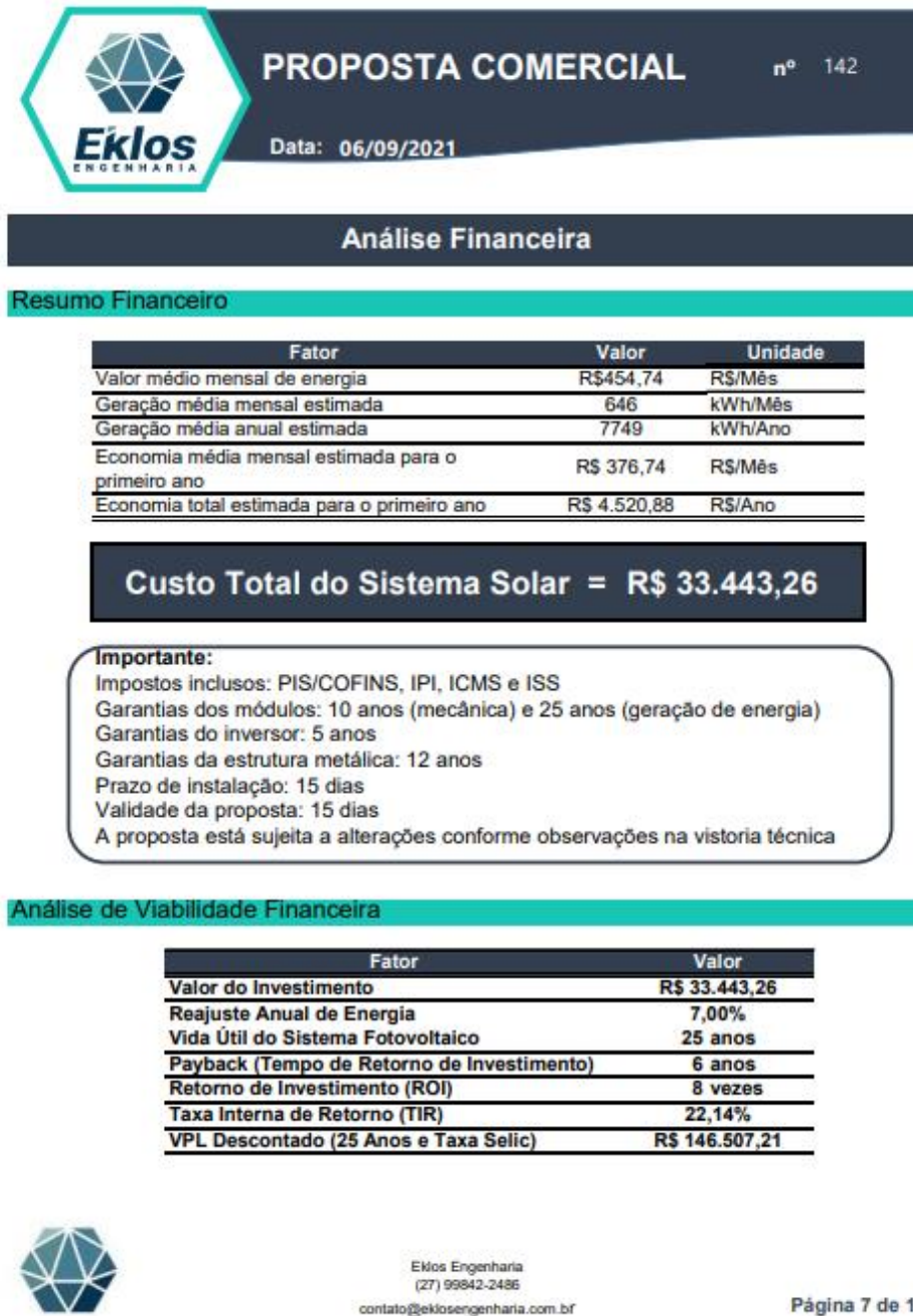
OUTPUT DATA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
AC nominal output ($P_{ac\ n}$)	3,000 W	3,500 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W
Max. output power	3,000 VA	3,500 VA	3,680 VA	4,000 VA	4,600 VA
AC output current ($I_{ac\ nom}$)	13.0 A	15.2 A	16.0 A	17.4 A	20.0 A
Grid connection (voltage range)	1 – NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)				
Frequency (frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Total harmonic distortion	< 5 %				
Power factor ($\cos\ \phi_{ac}$)	0.85 - 1 ind. / cap.				

Fonte: Fronius Solar Energy (2021).

ANEXO E – PROPOSTA COMERCIAL EKLOS ENGENHARIA

A Figura 26, mostra a proposta comercial feita pela empresa de energia solar Eklos Engenharia para fins de comparação com os resultados obtidos nesse projeto.

Figura 32 - Proposta comercial Eklos Engenharia



Fonte: Eklos (2021).