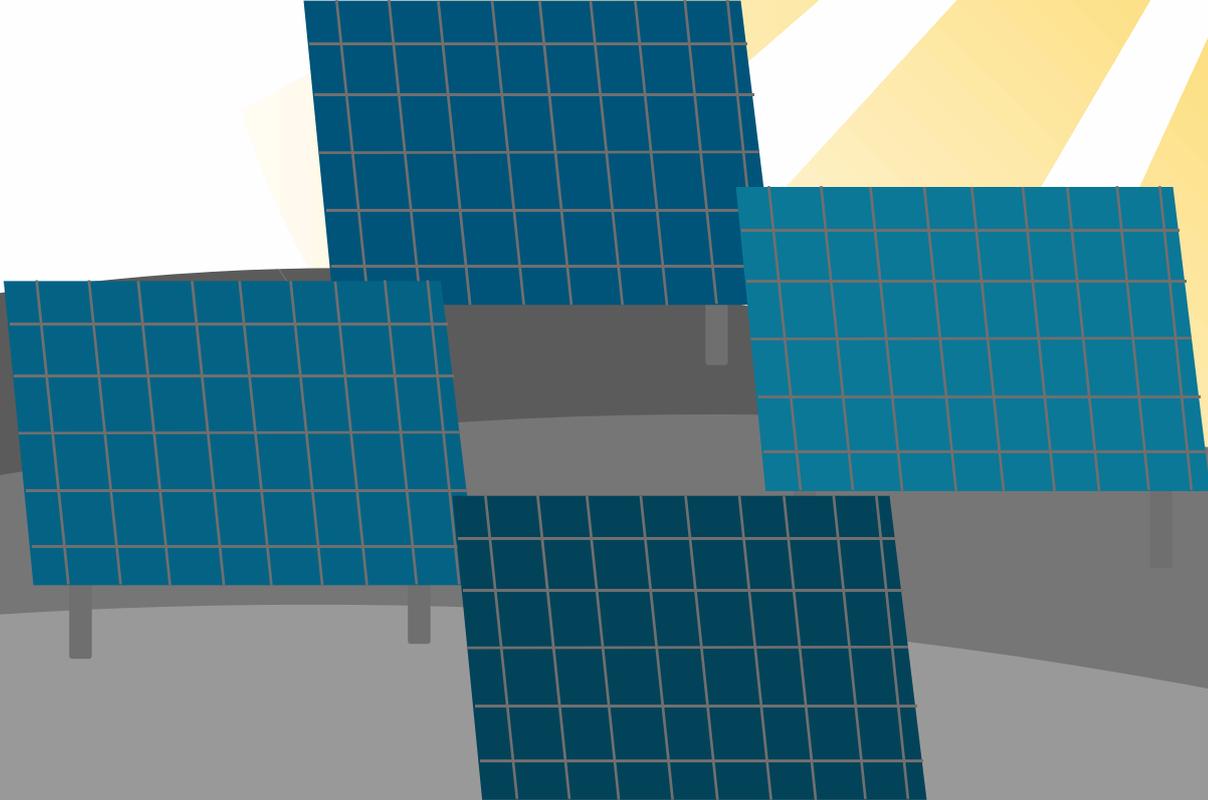


Universidade Federal de Viçosa - UFV
Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas - CCE
Departamento de Engenharia Elétrica - DEL



**Projeto e Viabilidade de um Sistema
Fotovoltaico Residencial com 3,3 kW em
Indaiatuba (SP)**

ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Leonardo Wanderley Santos

ORIENTADOR: Prof. Me. Rodrigo Cássio de Barros

Viçosa, 30 de setembro de 2022.

Leonardo Wanderley Santos

Projeto e Viabilidade de um Sistema Fotovoltaico Residencial com 3,3 kW em Indaiatuba (SP)

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Viçosa para a obtenção dos créditos referentes à disciplina ELT 554 do curso de Especialização em Sistemas Fotovoltaicos Isolados e Conectados à Rede Elétrica.

Orientador: Prof. Me. Rodrigo Cássio de Barros

Viçosa, 30 de Setembro de 2022.

ATA DE APROVAÇÃO

Leonardo Wanderley Santos

Projeto e Viabilidade de um Sistema Fotovoltaico Residencial com 3,3 kW em Indaiatuba (SP)

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Viçosa para a obtenção dos créditos referentes à disciplina ELT 554 do curso de Especialização em Sistemas Fotovoltaicos Isolados e Conectados à Rede Elétrica.

Aprovada em 30 de Setembro de 2022.

Presidente e Orientador: Prof. Me. Rodrigo Cássio de Barros

Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira

Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: Prof. Me. João Marcus Callegari

Universidade Federal de Viçosa

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho

A minha esposa, Thalita Rafaela Alberti, que me apoiou na vontade de estudar um tema que, apesar de ter relação com a minha formação original, não tem tanta relação com a área na qual eu me desenvolvi profissionalmente.

Sua crença nas minhas convicções é um motor para que eu nunca duvide de mim mesmo.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à UFV e ao GESEP pela estrutura disponibilizada através das aulas online, os riquíssimos encontros síncronos. Agradeço especialmente ao corpo docente pela grande e nobre tarefa de difundir o conhecimento no tema do curso e nos guiar nesta jornada!

RESUMO

Este trabalho apresenta o projeto elétrico de um sistema fotovoltaico (SFV) para um cliente da microgeração distribuída para Autoconsumo Local com perfil residencial. O dimensionamento do sistema fotovoltaico foi feito levando em consideração o perfil de consumo do cliente.

Este é um estudo de caso real num cliente em perfil residencial. Mesmo em face de necessidade de readequação do circuito elétrico existente do cliente, feito em desacordo com as normas da concessionária, este projeto identifica viabilidade financeira, com VPL na ordem de mais de trinta e quatro mil reais e TIR de 61%. Este é um bom exemplo que instalações fotovoltaicas residenciais podem ser um bom investimento, que alia o mote sustentável a um retorno financeiro interessante.

Caso resolva instalar o sistema fotovoltaico, o cliente terá uma economia de energia na ordem de 86% nos três primeiros anos, além de garantir mais segurança na instalação elétrica vigente na sua residência.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico, Viabilidade Econômica, TIR, Sustentabilidade, Aterramento, Instalação Residencial.

Lista de Figuras

Figura 1 - Imagem do satélite da UC (Fonte: Google Maps)	12
Figura 2 - Recorte da Imagem do satélite da UC com a indicação do local de instalação dos MFV	13
Figura 3 - Vista superior da UC para medição do azimute dos módulos dispostos no telhado	13
Figura 4 - Face NE do Telhado onde os MFV serão instalados	14
Figura 5 - Local de Instalação do Inversor com a projeção dos aparelhos instalados	15
Figura 6 - Medidor de energia da UC	15
Figura 7 - Disjuntor do medidor de energia	15
Figura 8 - Análise da geometria solar da UC (registro feito no dia 25/09/2022)	16
Figura 9 - Exemplo de cabo CC para aplicações fotovoltaicas de acordo com a NBR 16690	22
Figura 10 - Diagrama de Aterramento tipo TT	25
Figura 11 - Esquema de montagem da estrutura de fixação de MFV em telhado de cerâmica com estrutura em madeira	26
Figura 12 - Gancho de sustentação de telha cerâmica	26
Figura 13 - Gancho de sustentação de telha cerâmica conectado ao perfil	26
Figura 14 - Recorte do mapa para planta de localização da instalação do SFV	31
Figura 15 - Diagrama de ruas do projeto para planta de localização da instalação do SFV	32
Figura 16: Simbologia e legenda utilizada em projetos de usinas fotovoltaicas.	33
Figura 17 - Padrão de Entrada: Caixa com lente instalado a 4 m do solo	34
Figura 18: Placa de advertência que deve ser instalada na usina FV, próxima à caixa de medição.	35
Figura 19 - Diagrama unifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica.	37

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Histórico de consumo da UC (Fonte: contas de energia da CPFL da UC)	11
Tabela 2 - Parâmetros do Módulo Fotovoltaico Modelo 565Wp da Jinko	17
Tabela 3 - Parâmetros do Inversor Fotovoltaico monofásico PHB3000N da PHB	20
Tabela 4 - Componentes da estrutura do telhado	27
Tabela 5 - Análise do percentual de consumo e Produção anual do SFV	28
Tabela 6 - Estimativas de Despesas com Manutenção e Limpeza	29
Tabela 7 - Estimativas de Custos considerados no Projeto do SFV com seis MFV	29
Tabela 8 - Análise de Fluxo de Caixa	30
Tabela 9 - Resumo de taxas para cálculo da viabilidade financeira	30

Lista de Abreviação

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
CREA	Conselho Federal de Engenharia e Agronomia
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido
TIR	Taxa Interna de Retorno
SVF	Sistema Fotovoltaico
MFV	Módulo Fotovoltaico
UC	Unidade Consumidora
CPFL	Companhia Piratininga de Força e Luz
SPMP	Seguidor de Ponto de Máxima Potência
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
QDCA	Quadro de Proteção e Corrente Alternada
QDC	Quadro de Distribuição de Circuitos

Lista de Símbolos

FC_0	Fluxo de caixa do período zero
FC_n	Fluxo de caixa no período n
W_{modulo}	Produção de energia do módulo
$\eta_{\text{módulo}}$	Eficiência do módulo fotovoltaico
C	Consumo de energia
N	Número de módulos
P_{inversor}	Potência CC máxima do inversor
P_{arranjo}	Potência da <i>string</i>
V_{inv}	Tensão CC máxima do inversor
I_{inv}	Corrente CC máxima do inversor
V_{oc}	Tensão de circuito aberto dos módulos
$P_{\text{módulo}}$	Potência do módulo
$I_{n_{\text{fusível}}}$	Corrente nominal do fusível
FT	Fator de correção por temperatura
FA	Fator de correção por agrupamento
d	Distância do inversor ao medidor de energia
E	Energia

Sumário

1-	Análise do Local da Instalação.....	11
1.1	ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA.....	11
1.2	LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	12
1.3	ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO.....	16
2-	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico.....	17
2.1	DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	17
2.2	DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES.....	19
2.3	DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO.....	22
2.4	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CC.....	22
2.5	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CA.....	24
2.6	ATERRAMENTO.....	25
2.7	ESTRUTURA DE FIXAÇÃO.....	26
3-	Análise de Viabilidade Econômica.....	28
3.1	PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO.....	28
3.2	ANÁLISE DE DESPESAS: MANUTENÇÃO, LIMPEZA, CONCESSIONÁRIA, TROCA DE EQUIPAMENTOS.....	29
3.3	FLUXO DE CAIXA.....	30
3.4	ANÁLISE DA VIABILIDADE.....	30
4-	Projeto Elétrico.....	31
4.1	PLANTA DE LOCALIZAÇÃO.....	31
4.2	PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR.....	32
4.3	MEMORIAL DESCRITIVO.....	38
5-	Referências Bibliográficas.....	39

1- Análise do Local da Instalação

O local da instalação é uma residência no bairro de Vila Rubens, município de Indaiatuba, interior de São Paulo. Na residência vivem um casal e uma criança. O cliente possui telhados em direções variadas, porém nenhum com água na direção do norte (conforme observado na Figura 1 e 2). A distribuidora que atende a região é a Companhia Piratininga de Força e Luz (CPFL), uma empresa do Grupo CPFL Energia, e está classificada no convencional B1 Residencial Bifásico 220/127V.

1.1 ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA

O consumo de energia da Unidade Consumidora (UC) apresenta uma média de 462 kWh nos últimos doze meses, o que equivale a um consumo diário de 15,4 kWh. A Tabela 1 apresenta o histórico de consumo coletado diretamente da conta de energia da UC para o mês de setembro/2022.

Ano	Mês	Consumo Mensal (kWh)	Dias de Leitura	Consumo diário (kWh)
2021	JAN	511	30	17,0
	FEV	449	28	16,0
	MAR	560	32	17,5
	ABR	406	30	13,5
	MAI	433	30	14,4
	JUN	458	28	16,4
	JUL	582	32	18,2
	AGO	639	30	21,3
	SET	566	33	17,2
	OUT	442	30	14,7
	NOV	380	30	12,7
	DEZ	441	32	13,8
2022	JAN	414	30	13,8
	FEV	383	27	14,2
	MAR	584	33	17,7
	ABR	390	30	13,0
	MAI	414	29	14,3
	JUN	511	32	16,0

Tabela 1 - Histórico de consumo da UC (Fonte: contas de energia da CPFL da UC)

Além disso o município de Indaiatuba tem Custeio de Iluminação Pública de R\$ 20,14 (vinte reais e catorze centavos).

1.2 LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

A UC fica situada no bairro de Vila Rubens, município de Indaiatuba. As coordenadas do local são 23°04'25.0"S 47°11'58.4"W (-23.074, -47.200).

A UC tem telhados em direções variadas, porém nenhum com água na direção do norte (conforme observado nas Figuras 1 e 2). As faces do telhado que num primeiro momento seriam as mais interessantes para instalação seriam as de face noroeste e nordeste, porém, avaliando a estrutura do telhado da UC, foi escolhido o telhado com face Nordeste para a instalação dos módulos fotovoltaicos (MFV).

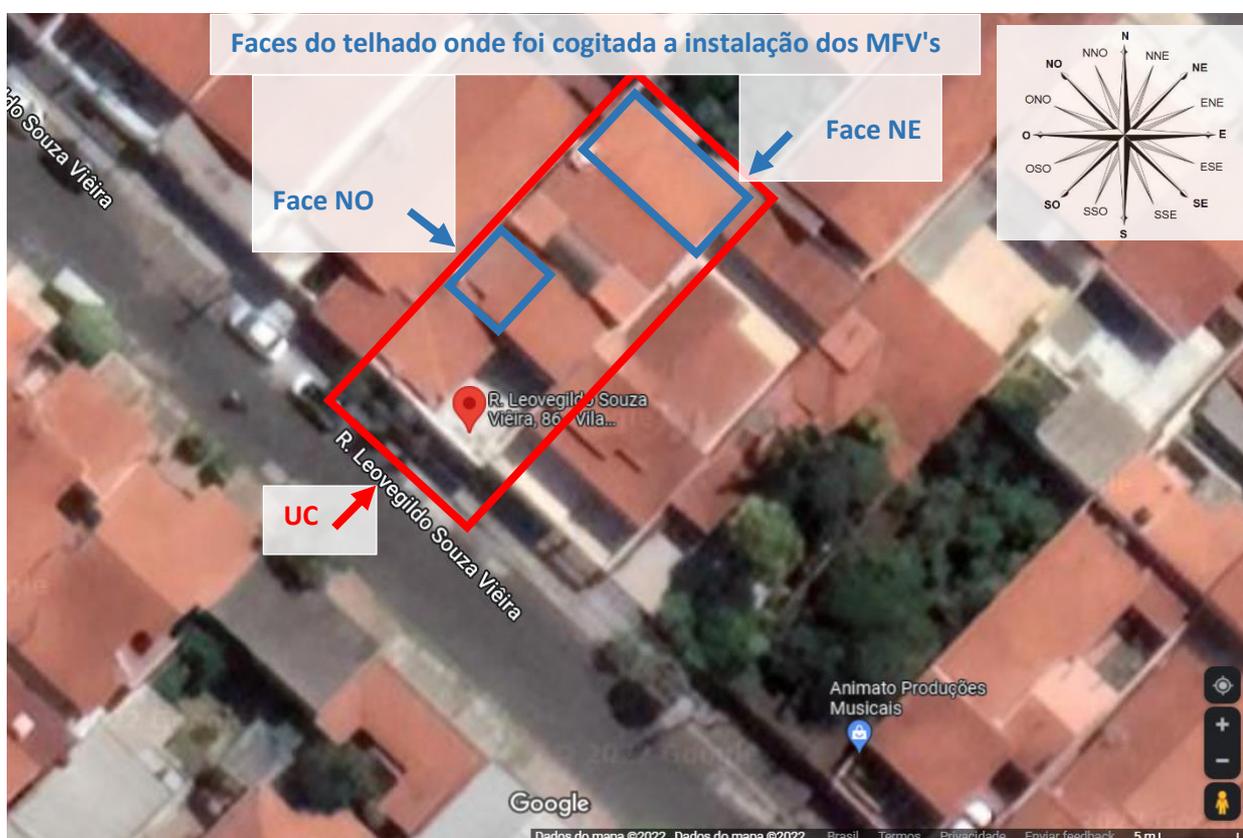


Figura 1 - Imagem do satélite da UC (Fonte: *Google Maps*)

Sendo assim, levando-se em conta a estrutura do telhado da UC, foi escolhido o telhado com face nordeste para a instalação dos módulos fotovoltaicos pois a face noroeste é um telhado frágil que precisaria de um reforço para instalação. Sendo esta a única face do telhado onde será possível instalar MFV, o projeto apresenta esta restrição de espaço: o telhado em questão tem 9,5 metros de largura por 4,8 de profundidade.

Esta configuração abriga no máximo seis módulos no sistema dando espaço para circulação nas laterais para posteriores manutenções e limpezas.



Figura 2 - Recorte da Imagem do satélite da UC com a indicação do local de instalação dos MFV

A disposição dos módulos está posicionada num azimute de 44°, ângulo medido através da medição descrita na Figura 3 (Fonte: *Google Maps*) e posteriormente confirmado na bússola.

$$A = \frac{180^\circ}{\pi} \arccos\left(\frac{\text{Cateto Norte}}{\text{Hipotenusa}}\right) \tag{1}$$

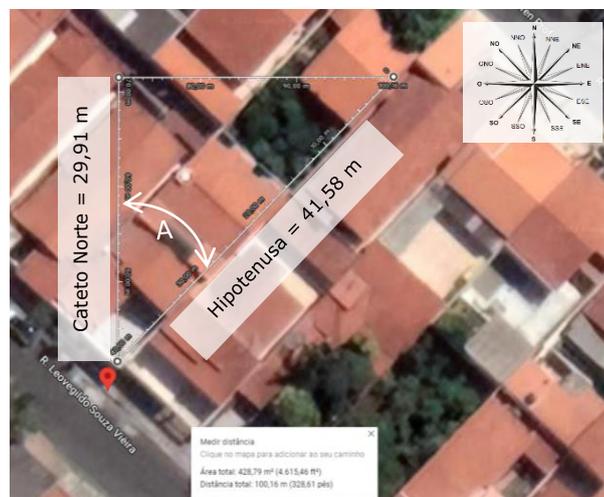


Figura 3 - Vista superior da UC para medição do azimute dos módulos dispostos no telhado

Tratando-se de uma instalação numa residência que passou por uma obra recentemente, a escolha do local de instalação do inversor precisou levar em conta aspectos além dos técnicos, isto é, houve o desafio incremental de respeitar a harmonia da disposição dos aparelhos na residência. Por exemplo, seria inviável o posicionamento do inversor fotovoltaico ao lado do armário recém-instalado pelos proprietários por motivos estéticos. Sendo assim, a vistoria técnica passou por alguns desafios de encontrar o melhor lugar para abrigar o inversor, *string-box* e QDCA que ficassem abrigados de sol e chuva, além de respeitar a estética da residência. Depois de alguma conversa, chegou-se ao consenso de que o espaço debaixo do telhado e acima da janela seria o melhor local para a instalação. A Figura 4 tem uma prévia de onde é este lugar, que fica exemplificado de forma mais detalhada na Figura 5.



Figura 4 - Face NE do Telhado onde os MFV serão instalados

Esse local minimiza a quantidade de cabo corrente contínua (CC) necessário para instalação e fica plenamente abrigado de sol e chuva.



Figura 5 - Local de Instalação do Inversor com a projeção dos aparelhos instalados

A disposição do disjuntor do medidor de energia, conforme ilustra a Figura 7, não está de acordo com a norma técnica GED-18334 da CPFL (Padrão de Entrada para Atendimento de Clientes BT em Área de Uso Comum), [8], que explicita que deve haver apenas um disjuntor conectado ao relógio. Esta característica da UC vai demandar um projeto de readequação elétrica quando da instalação do sistema fotovoltaico, adequando o disjuntor do medidor, barramento de equipotencialização e conexão com o neutro do padrão de entrada e o aterramento do SFV.



Figura 6 - Medidor de energia da UC

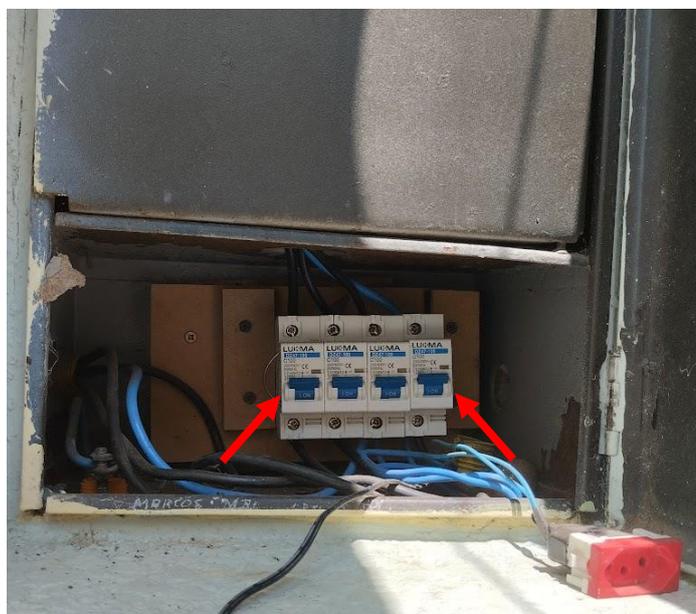


Figura 7 - Dois disjuntores de 100A conectados ao medidor de energia

1.3 ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO

A análise de sombreamento foi feita através de visita à UC com auxílio complementar do aplicativo "O Caminho do Sol". As estruturas e residências que ladeiam a UC não apresentam nenhum obstáculo físico que gere sombreamento na face do telhado escolhido para a instalação dos módulos do SFV projetado. Não existem obras ou sequer expectativa de novas construções de edificações ao redor da UC que façam crer que o fator do sombreamento possa sofrer mudanças num futuro próximo. Por isso não foram consideradas perdas por sombreamento no projeto. As perdas que foram consideradas foram por desalinhamento ao norte geográfico e as perdas do cabo CC, mais bem descritas no capítulo 2.



Figura 8 - Análise da geometria solar da UC (registro feito no dia 25/09/2022)

2- Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

Este capítulo tem como objetivo mostrar ao leitor os critérios de dimensionamento utilizados para determinar os componentes que integram o sistema fotovoltaico, tais como o modelo e quantidade de módulos fotovoltaicos e a potência do inversor. Também serão feitos os dimensionamentos dos dispositivos de proteção, dos cabos CC e CA, aterramento e da estrutura de fixação dos módulos.

2.1 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para alimentar o sistema foram escolhidos os módulos da Jinko de 565W. Os parâmetros da Tabela 2 foram retirados do *datasheet* disponível no site do fabricante [9].

Parâmetros	Valor
Potência do módulo em condição de testes padrão (STC) [W]	565
Eficiência do módulo fotovoltaico - ϵ [%]	21,87
Área do módulo fotovoltaico [m ²]	2,58
Tensão de circuito aberto [V]	50,6
Tensão de máxima potência [V]	41,92
Corrente de curto-circuito [A]	14,23
Corrente de máxima potência [A]	13,48
Tensão máxima do sistema [Vdc]	1500

Tabela 2 - Parâmetros do Módulo Fotovoltaico Modelo 565Wp da Jinko

Considerando que a região de Indaiatuba tem irradiância média anual de 4,88 kWh/m²dia [10]. Com os parâmetros da Tabela 2, pode-se encontrar a quantidade de energia E_{FV} , em Wh/dia, produzido por cada módulo por dia, que consiste em multiplicar a irradiação solar na região (E_{SOL}) pela área (A_{mod}) e pela eficiência (η_{mod}) do módulo fotovoltaico.

$$E_{FV} = E_{SOL} * A_{mod} * \eta_{mod} \quad (2)$$

$$E_{FV} = 4,88 * 2,58 * 21,87 = 2,76 \text{ kWh/dia}$$

A média de consumo já identificada no capítulo 1 é de 462 kWh por mês, ou 15,4 kWh por dia. Considerando-se a quantidade de energia produzida por cada módulo fotovoltaico diariamente, E_{FV} , em Wh, conseguimos chegar ao número de módulos necessários ($N_{T\ mod}$) para suprir a demanda energética da UC ($W_{demanda}$) dividindo o primeiro número pelo segundo. Desta forma chega-se à fórmula:

$$N_{T\ mod} = \frac{W_{demanda}}{E_{FV}} \quad (3)$$

$$N_{T\ mod} = \frac{15,4}{2,76} = 5,6\ \text{módulos} \rightarrow N_{T\ mod} \sim 6\ \text{módulos}$$

O arredondamento para cima na quantidade de módulos é possível pois está dentro das restrições de espaço do projeto e ainda garante que se produz mais energia que a média mensal de consumo da UC, o que é o esperado economicamente, ainda mais considerando que ocorrerão perdas naturais por degradação do módulo. Este é um dos motivos de se escolher um módulo com alta produção e eficiência energética frente aos padrões de mercado, pois mesmo com a restrição e o número reduzido de módulos consegue-se maximizar a produção de energia para suprir o consumo da UC.

Considerando que a produção do primeiro mês quando o sistema é instalado – $Produção_{(1)}$ – é descrita através da multiplicação da energia produzida por cada módulo fotovoltaico diariamente, E_{FV} , pela quantidade total de módulos no SFV ($N_{T\ mod}$) vezes trinta dias, chega-se à equação:

$$Produção_{(1)} = E_{FV} * N_{T\ mod} * 30\ \text{dias} \quad (4)$$

$$Produção_{(1)} = 2,76 \frac{kWh}{dia} * 6\ \text{módulos} * 30\ \text{dias} \rightarrow Produção_{(1)} = 496\ kWh$$

Esta ainda não será a produção inicial para o SFV descrito neste projeto, pois devem ser consideradas adicionalmente perdas por desalinhamento ao norte geográfico e as perdas do cabo CC. As perdas por desalinhamento foram estimadas através do aplicativo *Estimate*, em 2,5%.

As perdas do cabo CC foram estimadas em 4% e estão detalhadas posteriormente no item 2.4 Dimensionamento dos cabos CC. Sendo assim chega-se a um total de 6,5% de perdas estimadas, além de perdas por *mismatch* e temperatura, que não serão aprofundadas para este projeto.

A produção descontada das perdas será chamada neste momento de produção realista $Prod_{Realista(1)}$, dada pela fórmula:

$$Prod_{Realista(1)} = Produção_{(1)} * (1 - Perdas) \quad (5)$$

$$Prod_{Realista(1)} = 496\ kWh * (93,5\%) = 464\ kWh$$

Feita a estimativa de perdas pode-se entender que a produção realista inicial esperada do SFV está muito próxima à média de consumo da UC, de 462 kWh. O módulo escolhido apresenta uma degradação anual de 0,55% ao mês (de acordo com o *datasheet*). Com este número podemos estimar quando a produção deste SFV será igual à média de consumo mensal da UC. Para ser conservador nesta conta, optou-se por utilizar um número de degradação anual

de padrão de mercado, na ordem de 1% ao ano (ou degradação ao mês, aqui descrita através da notação $d_{a.m.}=0,083\%$ ao mês). Isto pode ser observado na equação abaixo de Produção realista do sistema em kWh para um determinado mês x , que será dada pela fórmula:

$$Prod_{Realista(x)} = Prod_{Realista(1)} * (1 - d_{a.m.})^x \quad (6)$$

Com esta equação consegue-se estimar a produção mensal do SFV em meses futuros para estimar com precisão a viabilidade financeira do projeto. Como curiosidade, pode-se também estimar em que mês a produção do SFV se iguala à demanda vigente da UC, isto é, $Prod_{Realista(x)} = 462$ kWh.

$$462 = 464kWh * (99,917\%)^x \rightarrow x = \log_{0,99917} \left(\frac{462}{464} \right) = 5,7 \text{ meses}$$

Considerando-se estritamente o fator de degradação natural do módulo, teremos que por volta sexto mês após o comissionamento do sistema ele terá sua produção igualada à média de consumo da UC. Faz-se importante lembrar que esta é uma conta com alto grau de conservadorismo, dado que o fator de degradação considerado nesta estimativa é de padrão de mercado (em 1% ao ano), valor 82% maior que a degradação anual descrita no *datasheet* do MFV.

2.2 DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES

O inversor escolhido foi o monofásico da PHB modelo PHB3000N-XS, com potência máxima de 3000 W e um seguimento de pontos de máxima de potência – ou *Maximum Power Point Tracking*, em inglês (de sigla SPMP em português e MPPT em inglês). Neste projeto será adotada a sigla em inglês por ter um uso mais difundido em mercado. Abaixo seguem alguns parâmetros deste inversor. Mais informações deste inversor constam do *datasheet* [11].

Alguns itens foram verificados para a escolha deste inversor, como:

1. Potência do inversor versus potência do arranjo;
2. Corrente CC máxima do inversor versus corrente de curto-circuito do arranjo;
3. Tensão contínua máxima do inversor versus a soma das tensões de circuito aberto dos módulos; e
4. Necessidade de um transformador para adequação de diferença de potencial.

Tabela 3 - Parâmetros do Inversor Fotovoltaico monofásico PHB3000N da PHB

Parâmetros	Valor
Máxima potência em condição de testes padrão (STC) [W]	3000
Máxima tensão CC [V]	600
Faixa de operação SPMP (MPPT) [V]	50~550
Tensão CC de partida [V]	50
Corrente CC máxima [A]	13
Número de <i>Strings</i> / Número de SPMP(MPPT)	1/1
Potência CA nominal [W]	3.000
Máxima Potência CA [W]	3.300
Saída nominal CA [Vca]	208-254
Máxima Eficiência [%]	97,4
Eficiência SPMP (MPPT) [%]	>99,9

A Potência máxima do inversor é um item importante neste dimensionamento, uma vez que se ela não for respeitada pode-se limitar a potência produzida pelo SFV nos horários de maior irradiância – por exemplo, se houver um arranjo com potência muito maior que a potência máxima do inversor. Após a escolha do modelo dos MFV e o cálculo da quantidade de módulos utilizada no SFV, consegue-se calcular a potência nominal do SFV ($P_{arranjo}$, Potência arranjo) multiplicando a quantidade de MFV no projeto ($N_{T\ mod}$) pela potência de cada MFV, P_{mod} :

$$P_{arranjo} = N_{T\ mod} * P_{mod} \rightarrow P_{arranjo} \quad (7)$$

$$P_{arranjo} = 6 * 565\ W = 3.390\ W$$

Neste ponto, uma análise que não considere as perdas descritas anteriormente neste projeto pode levar à dúvida entre escolher o inversor de 3000W ou um inversor com potência máxima maior que a potência máxima do arranjo, neste caso o inversor de 5000W. Considerando a potência do arranjo descontada das perdas CC, já descritas anteriormente, como potência realista teremos uma potência realista do arranjo, descrita por:

$$P_{Realista\ arranjo} = N_{T\ mod} * P_{Realista} \quad (8)$$

$$P_{Realista\ arranjo} = 6 * 464\ W = 2.784\ W$$

A potência realista do arranjo sana quaisquer dúvidas a respeito da escolha do inversor considerando-se o fator da potência, levando ao entendimento que o inversor de 3000W seria o melhor dimensionamento para o SFV deste projeto neste quesito.

Segue-se com a verificação da corrente de curto-circuito do módulo e neste ponto existem recomendações teóricas para a corrente CC máxima do inversor (I_{inv}^{max}) ser ao menos 10% maior que a corrente de curto-circuito (I_{SC}) ou da corrente de máxima potência (I_{mp}) do módulo fotovoltaico. Isto não ocorre na maioria das opções disponíveis de combinação entre módulos e inversores da PHB, porém o fornecedor do kit fotovoltaico apresentou argumentos para demonstrar que seus inversores conseguem trabalhar com módulos operando em corrente maior que a máxima descrita no *datasheet*. Explicando mais detalhadamente, a corrente máxima de entrada do inversor é de 13A, enquanto a corrente de curto-circuito do módulo ($I_{SC} = 14,23$) e da corrente de máxima potência ($I_{mp} = 13,48$). Elas estão acima do que seria teoricamente esperado para operação em conjunto com este inversor. Porém os técnicos da PHB apresentam uma planilha de compatibilidade de inversores e módulos alegando que eles operam em condições de teste e aguentam esta configuração em seus kits. Mais informações podem ser obtidas na Tabela de Módulos e compatibilidade com inversores [12].

O terceiro passo é verificar que a tensão contínua máxima do inversor (V_{inv}^{max}) seja maior que 120% da soma das tensões de circuito aberto dos módulos, isto é:

$$V_{inv}^{max} > 1,2 * N_{T mod} * V_{OC} \quad (9)$$

$$V_{inv}^{max} > 1,2 * 6 * 50,6 \rightarrow V_{inv}^{max} > 364,32 V$$

De acordo com a tabela 3 observa-se que esta condição é plenamente atendida, com $V_{inv}^{max} = 600 V$.

Não há necessidade de transformador para adequação de diferença de potencial. Além disso, outros fatores que são interessantes de observar são que o inversor tem disponibilidade uma *string*/MPPT, o que está plenamente em acordo com a disposição necessária dos MFV, que terão todos a mesma condição de inclinação e irradiação recebida. O fabricante do inversor tem assistência técnica no Brasil, no interior paulista, o que facilita em caso de eventuais problemas, pois é a mesma região do país onde o SFV é projetado para ser instalado. No quesito temperatura de operação do inversor, o município de Indaiatuba apresenta historicamente variação de temperatura dentro dos limiares descrito no *datasheet* do inversor, que suporta temperaturas entre $-25^{\circ}C$ e $60^{\circ}C$. De acordo com o Climatempo, Indaiatuba apresenta máxima histórica dos últimos trinta anos em $29^{\circ}C$ e mínima em $13^{\circ}C$ [13].

2.3 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO

O projeto vai utilizar um kit comercial da PHB, sendo assim a proteção utilizada é a do kit, detalhada abaixo:

QDCA com:

- 2 DPS classe 2 com e I_{max} de 40kA e tensão máxima de operação contínua de 275Vca;
- 1 Disjuntor CA Bipolar 32A (colocar no QDC um de 40A para proteção primeiro no QDCA e depois no QDC);
- Grau de proteção IP 65.

Já para o lado CC a proteção é a do inversor, com *string box* integrada, contendo:

- Interruptor com Seccionador CC (IEC60947-1 e IEC60947-3); e
- DPS CC Classe II (EN50539-11).

2.4 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CC

O dimensionamento dos cabos CC é regulamentado pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) através da norma técnica da ABNT 16690, de 2019, que diz que todos os cabos CC devem atender aos requisitos da NBR 16612, que trata do material do cabo (em cobre estanhado), classe de encordoamento 5, muito flexível, isolamento e cobertura do composto não halogenado termofixo, cobertura dos cabos nas cores preta, vermelha, verde ou verde/amarela, além de marcações no cabo com os dizeres "Uso em Sistema Fotovoltaico".



Figura 9 - Exemplo de cabo CC para aplicações fotovoltaicas de acordo com a NBR 16690

Para o dimensionamento dos cabos CC, a norma 16690 dá diretrizes de cálculo da corrente mínima de projeto para chegar-se à seção mínima dos cabos. São levados em conta dois fatores para chegar à seção final do cabo neste projeto. São eles:

1. Critério de capacidade de condução de corrente

Segundo a norma NBR 16690, para o cálculo da corrente mínima de arranjo fotovoltaico sem proteção contra sobrecorrente, I_{-b} , a corrente de projeto é dada por:

$$I_{-b} = 1,5 * SA * I_{ccm} \quad (10)$$

Onde SA é o número de séries conectadas em paralelo no arranjo (neste projeto só há uma) e I_{ccm} a corrente de curto-circuito do MFV.

$$I_b = 1,5 * 14,23 = 21,35 A$$

Adotando uma premissa conservadora de considerar a temperatura ambiente de 40°C, a tabela da norma que diz a seção dos condutores para cabos instalados ao ar livre nos padrões mp1 recomenda uma seção de 1,5mm².

2. Critério de queda de tensão

Com relação ao critério da queda de tensão, a seção nominal do cabo CC pode ser calculada por:

$$S = \frac{L * I_b}{\sigma * V_m} \quad (11)$$

Onde L é o comprimento do cabo (positivo mais negativo), σ condutividade do cobre e 90°C (que o pior cenário possível) e V_m é a queda de tensão máxima, que não deve ser superior a 3% da tensão do arranjo fotovoltaico em seu ponto de máxima potência, além de I_b , que é a corrente de projeto já calculada anteriormente. Sendo assim chega-se a:

$$S = \frac{15 * 2 m * 21,35 A}{44 \left(\frac{m}{\Omega * mm^2} \right) * (41,92 * 6 * 3\%)} = 1,93 mm^2$$

O menor cabo CC comercial que é maior que a seção calculada acima é o de 2,5mm².

Sendo assim, a seção mínima que atende a ambos os critérios dispostos é a de 2,5mm², mas por conservadorismo foram adotados cabos de 4mm² no projeto, que são parte integrante do kit da PHB.

2.5 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CA

A norma que rege o dimensionamento dos cabos CA para usinas fotovoltaicas é a NBR 5410. Ela elenca alguns critérios para este dimensionamento, como:

1. Seção mínima: de acordo com esse critério, a norma diz que a seção mínima dos cabos CA para instalações fotovoltaicas é de 2,5 mm².
2. Critério de capacidade de condução de corrente: a NBR 5410, determina a seção do condutor que satisfaz as informações de instalação (como método de instalação B1 e de condutores de cobre com isolamento PVC e três condutores carregados). Assim, acha-se a corrente imediatamente superior àquela corrente de projeto de 13,64A (que na tabela é 15,5 A) nas colunas e, posteriormente, a respectiva seção do condutor que satisfaz essas condições, que é a de 1,5mm². Esta corrente de projeto chega-se dividindo a potência de saída do inversor, 3000W, pela tensão RMS da linha, 220V.
3. Critério de queda de tensão: para o cálculo deste critério primeiramente, calcula-se a impedância do cabo Z_c :

$$Z_c = \frac{\Delta V}{L * I_b} \quad (12)$$

$$Z_c = \frac{\Delta V}{L * I_b} = 1,93 \text{ mm}^2$$

Onde arbitra-se uma queda máxima de tensão admitida de 2% e a corrente de projeto I_b já projetada anteriormente em 13,64A. Sendo assim, segue-se com:

$$Z_c = \frac{220 * 0,02 \text{ V}}{0,040 \text{ km} * 13,64 \text{ A}} = 8,1 \text{ V/Akm}$$

Com esta impedância mínima, avalia-se na tabela disponível na norma o valor de impedância mínima imediatamente menor do que a calculada acima, chegando-se à seção de 2,5mm² de bitola do condutor CA.

Sendo assim, o condutor que atende a todos critérios supracitados é o de 2,5mm².

2.6 ATERRAMENTO

O tipo de aterramento escolhido foi o TT, com um ponto diretamente aterrado e o inversor diretamente aterrado, independente do aterramento eventual do ponto de alimentação. Será usada uma haste de aterramento próxima ao inversor.

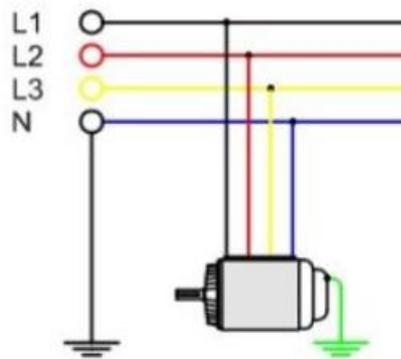


Figura 10 – Diagrama de Aterramento tipo TT

As bitolas dos condutores de proteção e o condutor de aterramento foram escolhidas seguindo-se o item 6.4.3.1.3 da norma NBR 5410, que dizem que condutores de proteção devem ter a bitola da mesma seção dos condutores de fase. Sendo assim foram escolhidas bitolas para esses condutores de 2,5 mm².

2.7 ESTRUTURA DE FIXAÇÃO

A estrutura de fixação disponível no kit da PHB é a de *Hanger Bolt Hook* para fixação em madeira de acordo com as Figuras 11, 12 e 13 (Fonte: *Datasheet* de Estrutura para Telhado Cerâmico PHB [14]).



Figura 11 – Esquema de montagem da estrutura de fixação de MFV em telhado de cerâmica com estrutura em madeira



Figura 12 – Gancho de sustentação de telha cerâmica



Figura 13 – Gancho de sustentação de telha cerâmica conectado ao perfil

Esta estrutura não fura as telhas e é presa na viga de madeira que sustenta as mesmas, de forma a fixar bem os perfis, sem gerar furos indesejáveis nas telhas que poderiam causar infiltrações ou gotejamentos futuros.

Além desta estrutura de fixação na viga das telhas, outras estruturas são fornecidas conjuntamente ao kit, chamadas componentes da estrutura do telhado, detalhados na Tabela 4, extraído do *datasheet* da estrutura do telhado.

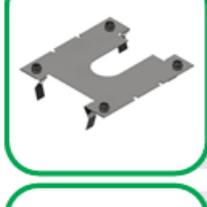
	<p>Perfil Padrão PHB</p> <ul style="list-style-type: none"> • Material: Alumínio anodizado fosco • Características: Podem ter tamanhos variados, desde 1,10m a 6,50m
	<p>Grampo intermediário</p> <ul style="list-style-type: none"> • Material: Alumínio anodizado fosco • Características: Grampo com parafuso M8x50mm, para frames de 30mm, 35mm, 40mm.
	<p>Grampo terminador</p> <ul style="list-style-type: none"> • Material: Alumínio anodizado fosco • Características: Grampo com parafuso M8x50mm, para frames de 30mm, 35mm, 40mm.
	<p>Emenda de perfil</p> <ul style="list-style-type: none"> • Material: Alumínio anodizado fosco • Características: Para qualquer variação no comprimento do perfil
	<p>Grampo de aterramento</p> <ul style="list-style-type: none"> • Material: Alumínio anodizado fosco e aço inox • Características: Para encaixe no cabo de aterramento
	<p>Clip de aterramento</p> <ul style="list-style-type: none"> • Material: Aço inox • Características: Rompe o anodizado do perfil e frame do módulo
	<p>Jumper de aterramento</p> <ul style="list-style-type: none"> • Material: Aço inox • Rompe o anodizado de cada perfil para manter a Características: condutividade

Tabela 4 - Componentes da estrutura do telhado

3- Análise de Viabilidade Econômica

Este capítulo tem como objetivo verificar a viabilidade econômica da implantação do SFV na unidade consumidora tratada neste projeto. A análise financeira não é única e o texto abaixo trata dos critérios adotados para classificar a viabilidade econômica do projeto, assim como as suas particularidades como suas receitas e despesas. Por fim, o estudo do fluxo de caixa mostra a taxa de retorno do investimento e o tempo que ele leva para dar retorno ao cliente, demonstrando ser a instalação residencial um investimento com uma taxa de retorno bem interessante ao consumidor residencial.

3.1 PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO

A redução do consumo esperada na UC parte de algumas premissas como:

1. O proprietário continua com a mesma quantidade de equipamentos elétricos na sua residência, sem adquirir nenhum novo aparelho e/ou aumentar sua demanda energética para a distribuidora.
2. Os módulos apresentam uma degradação anual na ordem de 1% ao ano.

Sendo assim estima-se que haja redução integral do consumo em kWh até o terceiro ano, com redução na conta de energia em média em 87% até o terceiro ano. Esta redução na conta de energia não contempla a análise de despesas do sistema, que serão detalhadas nos próximos itens.

Ano	Invest. R\$	R\$/kWh	Iluminação pública R\$	Pagamento Mínimo R\$	Despesa Manutenção R\$	Produção kWh	Consumo local 1	Redução de consumo (kWh)	Redução de consumo (R\$)
1	16.500	1,00	241,7	360	600	5.647,8	5.547,0	100,8	91%
2	-	1,32	319,6	476	636	5.591,3	5.547,0	145,1	86%
3	-	1,52	367,6	548	674	5.535,4	5.547,0	133,4	83%
4	-	1,75	422,7	630	715	5.480,0	5.547,0	66,5	80%
5	-	2,01	486,1	724	757	5.425,2	5.547,0	55,3	76%
6	-	2,31	559,0	833	803	5.371,0	5.547,0	231,3	72%
7	-	2,66	642,9	958	851	5.317,3	5.547,0	461,1	67%
8	-	3,06	739,3	1.101	902	5.264,1	5.547,0	744,0	62%
9	-	3,52	850,2	1.266	956	5.211,4	5.547,0	1.079,5	56%
10	-	4,05	977,7	1.568	1.014	5.159,3	5.547,0	1.467,2	47%
11	2.000	4,65	1.124,4	2.044	1.075	5.107,7	5.547,0	1.906,5	35%

Tabela 5 - Análise do percentual de consumo e Produção anual do SFV

3.2 ANÁLISE DE DESPESAS: MANUTENÇÃO, LIMPEZA, CONCESSIONÁRIA, TROCA DE EQUIPAMENTOS

Como premissas de manutenção foram estimadas quatro limpezas ao ano, pois o município de Indaiatuba é localizado em uma região com baixa incidência de chuvas e que tem potencial de acumular muita sujeira nos MFV. Além disso, estimou-se trocar o inversor no décimo ano após o comissionamento.

Limpeza	
Mão de obra – Valor das diárias (R\$)	150
Número de dias	1
Número de vezes ao ano	4
Reajuste no preço por ano (%)	6
Valor total da manutenção por ano (R\$)	600

Tabela 6 – Estimativas de Despesas com Manutenção e Limpeza

Além disso, foram considerados alguns valores específicos para custos do projeto, como os descritos abaixo na Tabela 7.

Descrição do Custo	Valor (R\$)
Kit de sistema com 6 módulos de 565W, um inversor de 3000W, cabos CC (equipamentos inclusos: Módulos, inversor, estruturas, caixas de proteção CC e CA, cabos CC)	11.500
Cabos CA, canaleta de PVC e Haste de aterramento	300
Despesas com gasolina (cinco visitas 120km desde as primeiras conversas até a instalação)	400
Custo ART	90
Projeto AutoCAD (duas diárias de 200)	400
Adequação da instalação elétrica, BEP, Neutro, QDC	500
Mão de obra	3.310
Valor total dos custos de instalação	16.500

Tabela 7 – Estimativas de Custos considerados no Projeto do SFV com seis MFV

3.3 FLUXO DE CAIXA

Além disso, foram considerados alguns valores específicos para custos do projeto, como os descritos abaixo na Tabela 7.

Ano	Invest. R\$	Receita R\$	Despesa Total R\$	Fluxo de Caixa	Saldo Acumulado	Fluxo Descont.	Fluxo Descont.	Ano
1	16.500	5.547	1.202	- 12.155	- 12.155	- 12.155	- 12.155	1
2	-	7.336	1.432	5.904	- 6.250	4.464	- 7.690	2
3	-	8.436	1.589	6.847	597	4.502	- 3.188	3
4	-	9.702	1.767	7.935	8.531	4.537	1.349	4
5	-	10.912	1.968	8.944	17.476	4.447	5.795	5
6	-	12.831	2.195	10.636	28.112	4.598	10.394	6
7	-	14.755	2.452	12.304	40.415	4.625	15.019	7
8	-	16.968	2.743	14.226	54.641	4.650	19.669	8
9	-	19.514	3.073	16.441	71.082	4.673	24.343	9
10	-	20.872	3.560	17.313	88.394	4.279	28.622	10
11	2.000	23.763	4.243	17.521	105.915	3.766	32.388	11

Tabela 8 - Análise de Fluxo de Caixa

3.4 ANÁLISE DA VIABILIDADE

As premissas iniciais de reajustes de preço de energia, valores monetários para reajuste de manutenção, diminuição de eficiência dos módulos e TMA são detalhadas na Tabela 9.

Taxas	% a.a.
Taxa de reajuste do preço da energia	15
Taxa de reajuste dos valores monetários	6
Taxa de diminuição de eficiência dos módulos	1
Taxa Mínima de Atratividade - TMA*	15

Tabela 9 - Resumo de taxas para cálculo da viabilidade financeira

A análise de fluxo de caixa mostra na Tabela 10 um VPL de R\$34.739 e uma TIR de 62%, reiterando que a instalação de SFV é um investimento de atratividade interessante, até mesmo para consumidores residenciais.

Ano	Invest. R\$	Receita R\$	Despesa Total R\$	Fluxo de Caixa	Saldo Acumulado	Fluxo Descont.	Fluxo Descont.	Ano
1	16.500	5.547	1.202	- 12.155	- 12.155	- 12.155	- 12.155	1
2	-	7.336	1.432	5.904	- 6.250	4.464	- 7.690	2
3	-	8.436	1.589	6.847	597	4.502	- 3.188	3
4	-	9.702	1.767	7.935	8.531	4.537	1.349	4
5	-	10.912	1.968	8.944	17.476	4.447	5.795	5
6	-	12.831	2.195	10.636	28.112	4.598	10.394	6
7	-	14.755	2.452	12.304	40.415	4.625	15.019	7
8	-	16.968	2.743	14.226	54.641	4.650	19.669	8
9	-	19.514	3.073	16.441	71.082	4.673	24.343	9
10	-	20.872	3.560	17.313	88.394	4.279	28.622	10
11	2.000	23.763	4.243	17.521	105.915	3.766	32.388	11

VPL (TMA = 9%)	R\$ 34.739
TIR	61,80%
Payback Simples	2,9
Payback Descontado	3,7
LCOE R\$/ kWh	0,76

4- Projeto Elétrico

Neste capítulo serão apresentadas as partes que compõem o projeto elétrico da usina fotovoltaica, como a planta de localização, os diagramas unifilar e o memorial descritivo.

4.1 PLANTA DE LOCALIZAÇÃO

A localização da instalação do cliente é detalhada neste projeto usando como fonte a aplicação *Google Maps*. A Figura 14 mostra a vista superior da unidade consumidora deste projeto, que vai solicitar acesso à rede de distribuição para instalação do SFV.

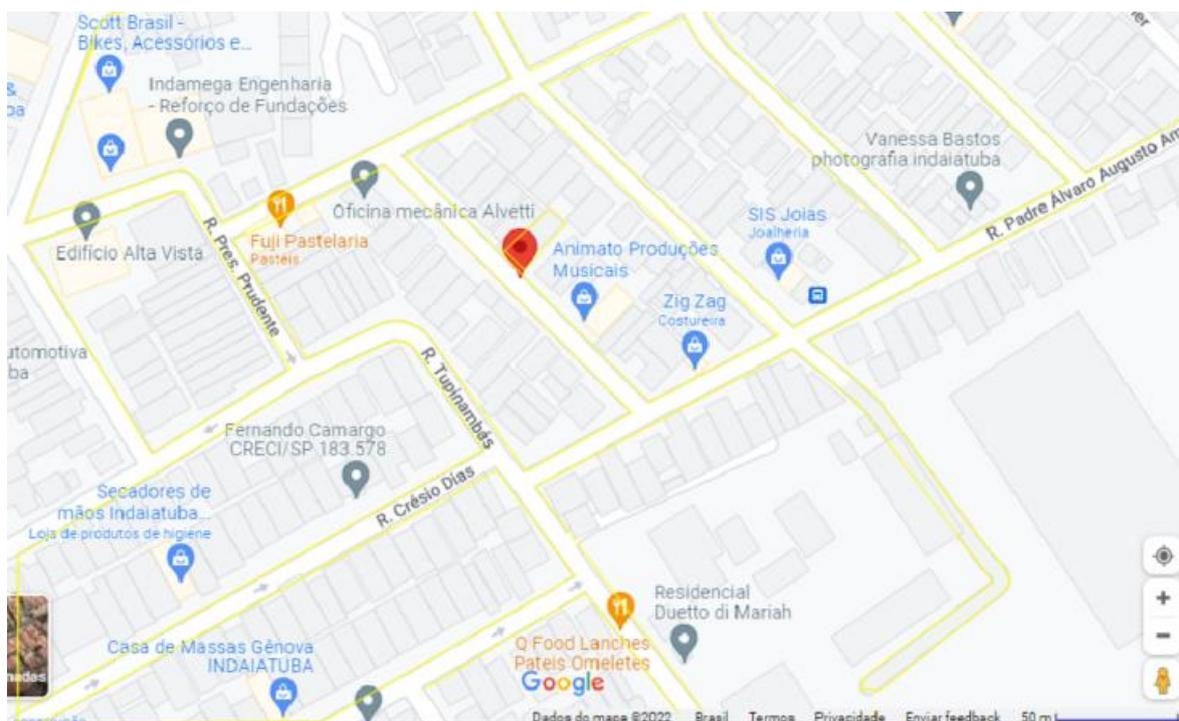


Figura 14 - Recorte do mapa para planta de localização da instalação do SFV

As coordenadas geográficas (latitude e longitude) e a localização do norte geográfico são informações importantes dispostas no memorial descritivo. Por outro lado, a Figura 15 mostra a planta de localização desta UC, detalhando pontos de referências, localização dos módulos e do transformador de conexão com a rede. Ambas as representações mostram, essencialmente, o local de instalação do SFV. No entanto, a planta de localização está disposta no projeto

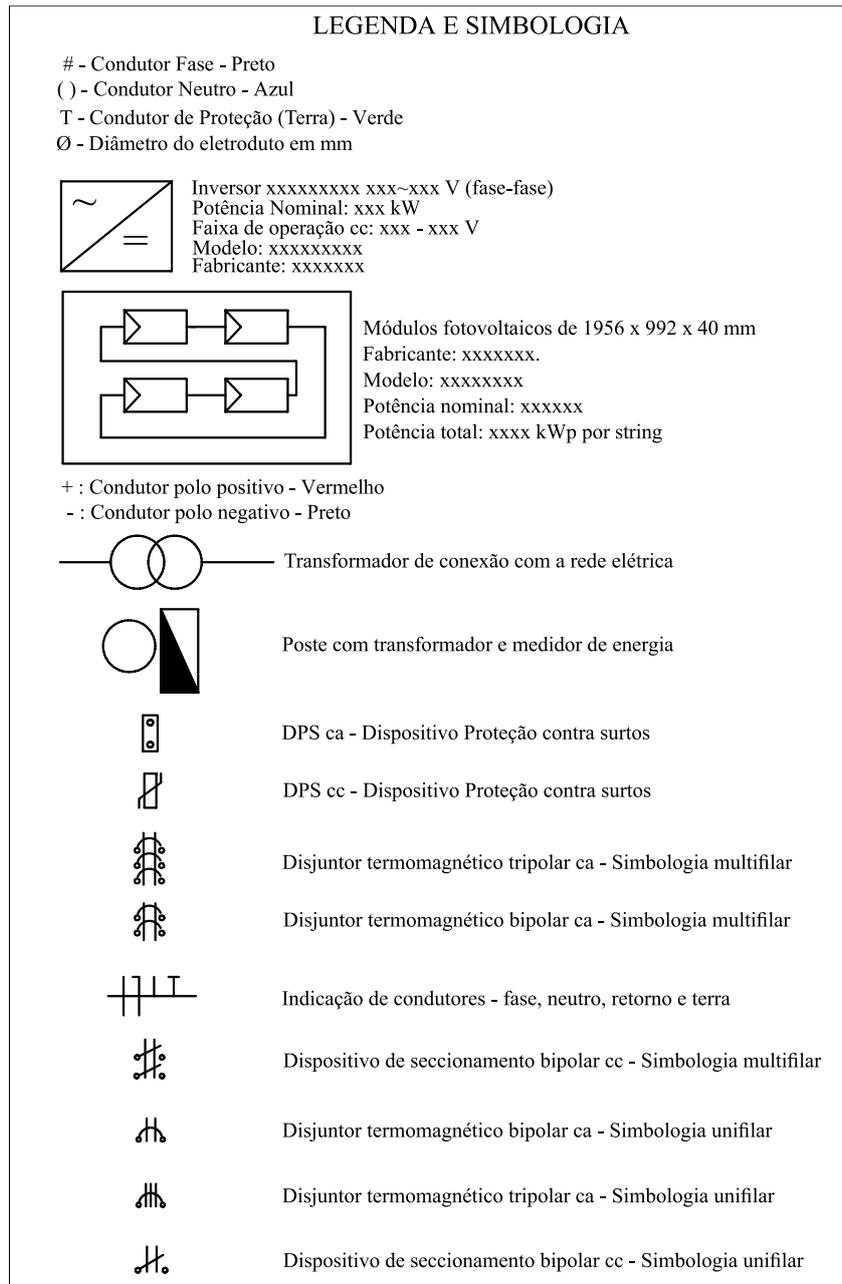


Figura 16: Simbologia e legenda utilizada em projetos de usinas fotovoltaicas.

O sistema de medição de energia deve ser bidirecional para as UC's que aderirem ao sistema de compensação de energia. A energia ativa injetada e a consumida da rede são apuradas, para gerar descontos e créditos na fatura de energia da UC.

Antes da adesão ao sistema de compensação de energia, o padrão de entrada da unidade consumidora deve estar de acordo com as normas das concessionárias competentes. No caso da CPFL, a norma de distribuição GED-18334, já descrita no item 1.2, precisa ser atendida para o acesso à rede de distribuição. A Figura 17 apresenta o padrão de entrada de acordo com as

exigências da CPFL. Caso seja constatado qualquer procedimento irregular do padrão de entrada, ele deve ser readequado.

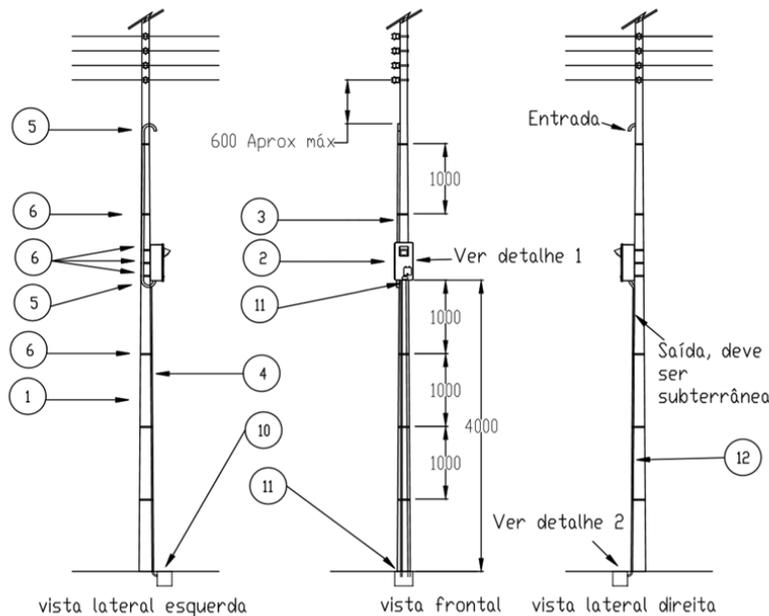


Figura 17 - Padrão de Entrada: Caixa com lente instalado a 4 m do solo

Na Figura 17, a legenda dos itens para a caixa instalada no poste da distribuidora é:

1. Poste;
2. Caixa de medição;
3. Eletroduto de entrada;
4. Eletroduto do aterramento em aço galvanizado (deve ser aterrado)
5. Curva (com luva) do eletroduto de entrada;
6. Cinta inox de 0,5 mm x 13 mm com fecho;
10. Caixa para inspeção do aterramento e passagem do circuito alimentador;
11. Curva para eletroduto do aterramento e circuito alimentador em aço galvanizado;
12. Eletroduto do circuito alimentador deve ser de aço galvanizado (deve ser aterrado)

É possível notar a caixa de medição com medidor bidirecional. O dispositivo de seccionamento poderá ser instalado tanto na parte inferior quanto na lateral direita da caixa de medição. Além disso, junto ao padrão de entrada de energia próximo à caixa de medição, deverá ser instalada uma placa de advertência conforme mostrado na Figura 18, com dimensões de 20cm x 15 cm.



Figura 18: Placa de advertência que deve ser instalada na usina FV, próxima à caixa de medição.

O projeto elétrico de um Sistema Fotovoltaico é constituído por:

- Planejamento de interconexão dos diversos componentes do sistema de forma eficiente;
- Adequação do projeto com relação aos requisitos de segurança sob ponto de vista elétrico; e
- Verificação do cumprimento das normas e regulamentos técnicos aplicáveis constituem.

Por exemplo, a escolha do tipo de condutores e bitola, dimensionamento do arranjo e inversores FV, especificação dos dispositivos de proteção e representação em planta baixa fazem parte das etapas do projeto elétrico.

A Figura 19 apresenta o digrama unifilar da instalação elétrica bifásica (2F+N) com tensão fase-fase (ou de linha) de 220 V eficaz. Um sistema fotovoltaico é conectado à esta UC, de onde as seguintes características elétricas do sistema podem ser enumeradas:

- ✓ Disjuntor bipolar CA de 200 A do padrão de entrada;
- ✓ Carga instalada existente na unidade consumidora de 60 kW;
- ✓ Condutores CA fase de bitola 16 mm² e neutro 10 mm², isolação PVC 500 V em eletrodutos de 32 mm, no padrão de entrada;
- ✓ Medidor de energia bidirecional;
- ✓ Dispositivo de proteção contra surtos de 175 V (fase-terra), classe 2, corrente nominal (corrente projetada, na qual é capaz de desviar para o aterramento de proteção) de 20 kA;
- ✓ Condutores CA fase de bitola 2,5 mm², isolação PVC 500V, dispostos em eletroduto de 1" (conecta a saída CA do inversor ao quadro geral da instalação);
- ✓ Disjuntor CA de 16 A no lado CA da *string box*;

- ✓ Condutores CC polos positivo e negativo de bitola 4 mm², isolação XLPE 1800V (conecta o arranjo FV à entrada CC do inversor);
- ✓ Dispositivo de seccionamento CC de 16 A, tensão máxima de 1000 V de isolação no lado CC da *string box*;
- ✓ Dispositivo de proteção contra surtos CC de 1000 V, classe 2, corrente nominal (corrente projetada, na qual é capaz de desviar para o aterramento de proteção) de 20 kA;
- ✓ Inversor FV 3 kW CA, 220V CA, e faixa de operação CC 50-550V, com um MPPTs; e
- ✓ MFV's de 565 Wp dispostos em uma *string* de 6 MFV cada, totalizando 3,390 kWp de potência CC instalada.

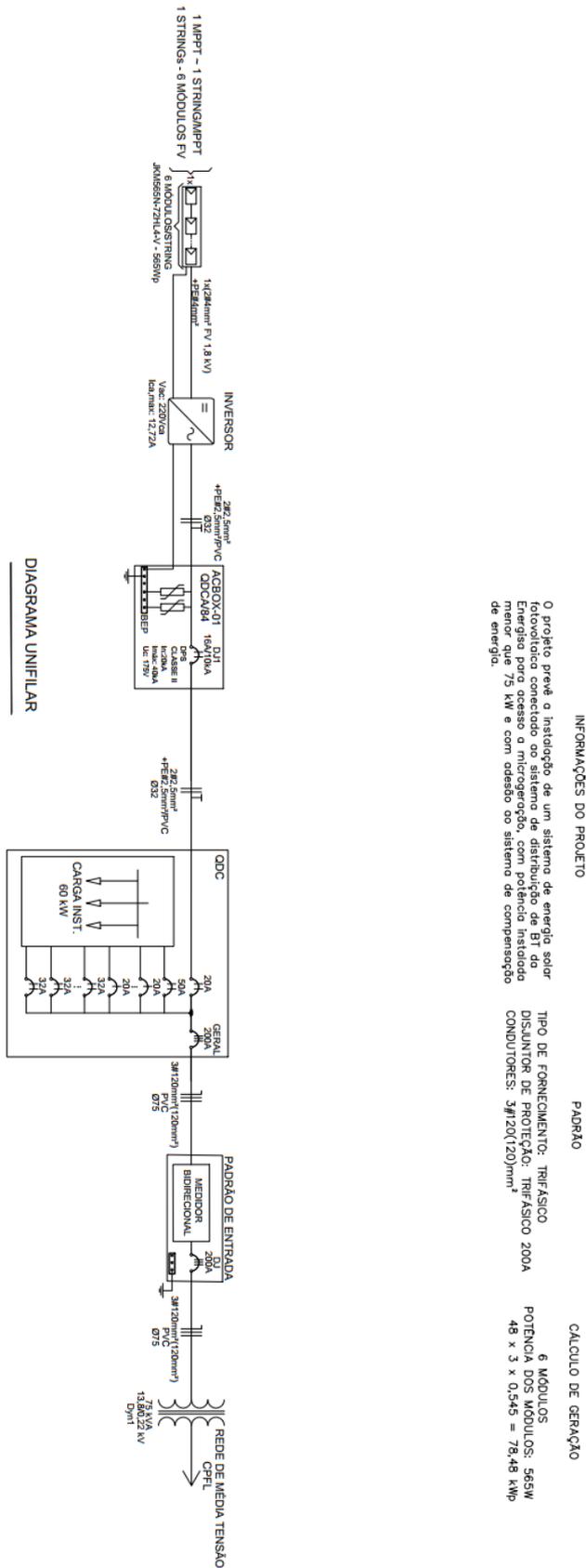


Figura 19 - Diagrama unifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica.

4.3 MEMORIAL DESCRITIVO

O memorial descritivo é um documento elaborado antes de efetuar a instalação da usina solar fotovoltaica, na qual as informações do projeto devem estar descritas de forma detalhada e aprofundada. O objetivo, portanto, consiste em descrever os componentes presentes no sistema de microgeração ou minigeração de energia solar fotovoltaica em uma unidade consumidora de pessoa física. Os seguintes itens devem ser abordados neste documento:

- ✓ Dados do projetista, devidamente registrado no Conselho Federal de Engenharia e Agronomia (CREA), e da empresa responsável pelo projeto (se aplicável);

- ✓ Dados do titular da unidade consumidora e localização da UC (coordenadas geográficas, número da instalação, classe e característica de atendimento). O tipo de atividade desenvolvido na UC também é exigido, isto é, se é uma residência, escritório, escola, comércio, zona rural ou industrial, granja ou outra atividade econômica. O histórico ou média anual de consumo da UC pode ser anexado, em kWh/mês;

- ✓ Se o cliente enquadrar no fornecimento de BT, uma foto nítida do disjuntor do padrão de entrada deve ser anexada ao documento (deve permitir a identificação da corrente nominal do disjuntor);

- ✓ Se o cliente enquadrar no fornecimento de MT, a demanda contratada e forma de atendimento devem ser anexadas;

- ✓ Descrição detalhada técnica dos módulos fotovoltaicos, inversores, estruturas de fixação, dispositivo de proteção, aterramento e outros componentes pertinentes;

- ✓ Previsão da produção energética da usina solar fotovoltaica anual;

- ✓ Anexos: folha de dados dos módulos fotovoltaicos, inversores, certificação de conformidade do inversor, formulário de solicitação de acesso, projeto elétrico e ART.

5- Referências Bibliográficas

- [1] Greener, "ESTUDO ESTRATÉGICO MERCADO FOTOVOLTAICO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA," 2019.
- [2] ANEEL, [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/a-aneel>.
- [3] ANEEL, [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/prodist>.
- [4] SistemaOCB, "Formação de Cooperativas de Geração Distribuída," 2017. [Online]. Available: <http://www.cbgd.com.br/2017/AUDA2610/Marco%20Morato%20%20OCB.pdf>. [Acesso em 09 12 2018].
- [5] CPFL [Online] "Microgeradores e Minigeradores". Available: <https://www.cpfl.com.br/microgeradores-e-minigeradores>. [Acesso em 26/09/2022].
- [6] Gf2. [Online]. Available: <https://gf2.ind.br/>.
- [7] PHB. [Online]. Available: <https://www.energiasolarphb.com.br/inversor-monofasico-phb3000-ns.php>.
- [8] CPFL, Norma GED-18334 - Padrão de Entrada para Atendimento de Clientes BT em Área de Uso Comum (consultado dia 26/09/2022)
<http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-18334.pdf>
- [9] JINKO, *Datasheet* Módulo 565w (consultado dia 20/09/2022)
<https://jinkosolar.eu/files/jinko/download/2020/datasheet/Tiger-Pro/Mono-78/TR%20JKM560-580M-7RL4-V-D5-EN.pdf>
- [10] CRESESB - Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sergio de S. Brito
(<http://www.cresesb.cepel.br/>)
- [11] PHB - PHB3000N-XS, INVERSOR FV MONO 220V/1MPPT/DPS II (consultado dia 20/09/2022)
<https://www.energiasolarphb.com.br/wp-content/uploads/2021/10/Inversor-PHB3000N-XS-datasheet-v2.4-20220721.pdf>
- [12] PHB - Tabela de Módulos e compatibilidade com inversores (consultado dia 25/09/2022)
https://www.plataformaphbsolar.com.br/imagensite/diversos/folha_de_dados.pdf
- [13] Climatempo - Histórico de temperaturas dos últimos trinta anos no município de Indaiatuba (consultado dia 25/09/2022) <https://www.climatempo.com.br/climatologia/455/indaiatuba-sp>
- [14] PHB - Dataheet Estrutura para Sustentação de Módulos Fotovoltaicos em Telhados (consultado em 27/09/2022) <https://www.energiasolarphb.com.br/wp-content/uploads/2021/05/Datasheet-Estrutura-de-Telhado-v2.3.pdf>



Coordenadoria de
Educação Aberta e a Distância