

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



Projeto de microgeração fotovoltaica de 3,85 kWp localizado em Itapira-SP

ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Nathalia Heloisa Dullius

ORIENTADOR: Prof. Dr. Rodrigo Cassio de Barros

Viçosa, 19 de Agosto de 2022.

Nathalia Heloisa Dullius

Projeto de microgeração fotovoltaica de 3,85 kWp localizado em Itapira-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 Cassio de Barros

Viçosa, 29 de Agosto de 2022.

ATA DE APROVAÇÃO

Nathalia Heloisa Dullius

Projeto de microgeração fotovoltaica de 3,85 kWp localizado em Itapira-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 19 de Agosto de 2022.

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

Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: Prof. Me. William Caires Silva Amorim

Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: Diuary Gonçalves

Universidade Federal de Viçosa

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho

*Ao meu amor, que esteve sempre ao meu lado durante os incansáveis
domingos de estudos.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço à UFV e ao GESEP por todo o conhecimento compartilhado.

Agradeço especialmente o professor Rodrigo pelo auxílio para a consolidação deste trabalho.

RESUMO

Este trabalho apresenta o projeto elétrico de um sistema fotovoltaico para um cliente da microgeração. O dimensionamento do sistema fotovoltaico foi feito levando em consideração o perfil de consumo do cliente em sua residência considerando perdas de 20 % e um aumento de consumo de energia equivalente a um ar-condicionado de 12000 BTU. Diante disso, resultou-se em um sistema com um inversor de 3 kW e sete módulos fotovoltaicos de 550 Wp cada, totalizando em um sistema de 3,85 kWp. Considerando um reajuste da energia em 5 % a.a., taxa mínima de atratividade de 9 % a.a. aumento de consumo de energia em 3 % a.a. e uma troca do inversor no seu 11º ano, o *payback* simples do investimento ocorre em 5 anos e uma TIR de 19,84 %, sustentando a viabilidade do sistema fotovoltaico.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico, Projeto elétrico, Memorial descritivo e Análise de viabilidade.

Lista de Figuras

Figura 1: Imagem de satélite da UC retirada do Google Maps.....	14
Figura 2: Irradiação solar no plano horizontal na cidade de Itapira-SP.....	14
Figura 3: Imagem do telhado da residência com detalhe da presença de uma antena.	15
Figura 4: Transformador de alimentação.....	15
Figura 5: Padrão de entrada da UC.....	16
Figura 6: Medidor de energia da UC.....	16
Figura 7: Disjuntor geral da UC.....	17
Figura 8: Quadro Geral de Distribuição da UC.....	17
Figura 9: Disposição dos módulos e inversor.....	18
Figura 10: Estrutura do telhado.....	18
Figura 11: Dimensionamento do ramal de entrada em tensão 127/220 V.....	20
Figura 12: Análise de viabilidade do sistema fotovoltaico a) <i>Payback</i> simples b) <i>Payback</i> descontado.....	32
Figura 13: Local da instalação da unidade geradora fotovoltaica.....	34
Figura 14: Planta de localização, disposta no projeto elétrico.....	35
Figura 15: Planta baixa com detalhe para a localização e disposição dos módulos no telhado.....	35
Figura 16: Simbologia e legenda utilizada no projeto fotovoltaico.....	36
Figura 17: Padrão de entrada com caixa de medição e medidor bidirecional.....	37
Figura 18: Placa de advertência que deve ser instalada na usina FV.....	38
Figura 19: Sistema de aterramento com detalhe para caixa de inspeção.....	38
Figura 20: Diagrama unifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica.....	40
Figura 21: Diagrama multifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica.....	41
Figura 22 Diagrama unifilar da UC ampliado.....	43
Figura 23: Diagrama multifilar da UC ampliado.....	44

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Consumo mensal de energia da UC.....	13
Tabela 2 - Consumo mensal de energia da UC.....	21
Tabela 3 - Parâmetros do Módulo Fotovoltaico modelo JKM550M-72HL4-V do fabricante Jinko.....	22
Tabela 4 - Parâmetros do Inversor Fotovoltaico modelo MIN3000TL-X do fabricante Growatt.....	23
Tabela 5 - Seção mínima do condutor de proteção.....	26
Tabela 6 - Geração e consumo de energia da UC.	28
Tabela 7 - Valores de manutenção do sistema.	28
Tabela 8 - Despesas anuais da UC.	29
Tabela 9 - Energia abatida e receita gerada pelo sistema fotovoltaico.....	30
Tabela 10 - Variáveis financeiras e de dimensionamento para análise do fluxo de caixa.....	30
Tabela 11- Fluxo de caixa gerado pelo sistema fotovoltaico.....	31
Tabela 12 - Taxas e custos de análise de viabilidade.	32

Lista de Abreviação

UFV	Usina Fotovoltaica
UC	Unidade Consumidora
DPS	Dispositivos de Proteção contra Surtos
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido
TIR	Taxa Interna de Retorno
LCOE	<i>Levelized cost of electricity</i>
CAPEX	Despesas de Capitais
OPEX	Despesas Operacionais
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>

Lista de Símbolos

C	Capacidade para instalação de carga individual ou soma de dois ou mais clientes (kW)
$W_{arranjo}$	Produção de energia do módulo
N	Número de módulos
ϵ	Eficiência do módulo fotovoltaico
I	Irradiância – medida em kW/(m ² dia), para um determinado local
$A_{mód}$	Área do módulo fotovoltaico
φ	Eficiência do sistema
$P_{inversor}$	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
$P_{módulo}$	Potência do módulo

Sumário

1-	Análise do Local da Instalação	13
1.1	ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA	13
1.2	LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	14
1.3	ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO	19
2-	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico	20
2.1	ADEQUAÇÃO DO PADRÃO DE ENTRADA.....	20
2.2	DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	21
2.3	DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR	22
2.4	DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO	24
2.5	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C.	24
2.6	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A.	25
2.7	ATERRAMENTO	25
2.8	ESTRUTURA DE FIXAÇÃO.....	26
3-	Análise de Viabilidade Econômica	27
3.1	PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO	27
3.2	ANÁLISE DE DESPESAS: MANUTENÇÃO, LIMPEZA, CONCESSIONÁRIA, TROCA DE EQUIPAMENTOS.....	28
3.3	FLUXO DE CAIXA	29
3.4	ANÁLISE DA VIABILIDADE	31
4-	Projeto Elétrico	34
4.1	PLANTA DE LOCALIZAÇÃO.....	34
4.2	PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR	36
4.3	PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA MULTIFILAR.....	40
5-	Referências Bibliográficas	42

6- Anexos	43
6.1 ANEXO I	43
6.2 ANEXO II	44

1- Análise do Local da Instalação

Este capítulo tem objetivo de informar ao leitor sobre o estudo do local de instalação da usina fotovoltaica (UFV), incluindo as análises do consumo de energia da unidade consumidora (UC), da área de instalação, assim como os efeitos de sombreamento no sistema de geração.

A UC onde será instalado o sistema fotovoltaico está na concessão da CPFL Paulista, sendo um sistema residencial, bifásico e com tensão de fornecimento de 220/127 V.

O interesse do cliente ao instalar o sistema de geração de energia é ter a redução do custo das próximas faturas para o custo mínimo. Além disso, há uma previsão de aumento do consumo de energia, o qual será considerado no dimensionamento.

1.1 ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA

A seguir, é apresentado o consumo de energia da residência, onde pode ser observado que o maior consumo ocorre nos meses de verão, devido a um maior tempo de uso de ar-condicionado. A relação de consumo mensal por cada mês está mostrada na Tabela 1.

Tabela 1 - Consumo mensal de energia da UC.

Mês	Consumo (kWh)
Janeiro	424
Fevereiro	403
Março	381
Abril	349
Maio	288
Junho	286
Julho	297
Agosto	281
Setembro	302
Outubro	388
Novembro	411
Dezembro	452
Média mensal	355,17

Fonte: Retirado da conta de energia do cliente.

Além do aumento do consumo de energia nos meses de verão, será instalado mais um ar-condicionado de 12000 BTU e esse aumento de consumo deverá ser considerado no dimensionamento do sistema fotovoltaico.

1.2 LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

A Unidade Consumidora está localizada na Rua José Pereira na cidade de Itapira-SP, suas coordenadas geográficas são: -22.44172, -46.82185 e altitude de 650 metros.

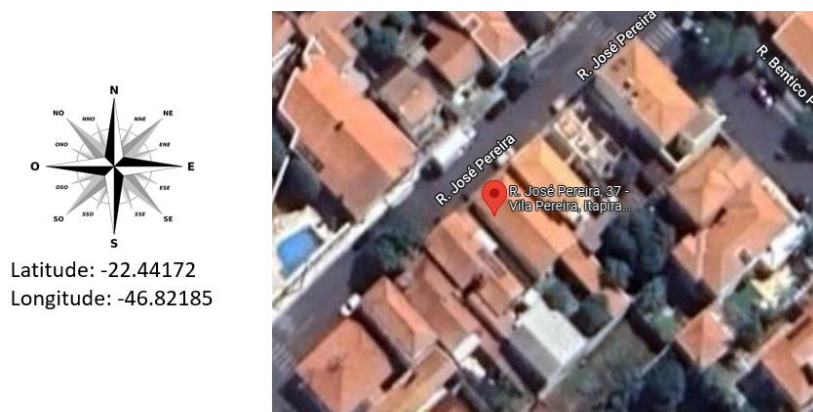


Figura 1: Imagem de satélite da UC retirada do Google Maps.

Fonte: O autor (2022).

De acordo com CRESESB (2022), a cidade de Itapira-SP apresenta irradiação solar diária média mensal de 4,97 kWh/m².dia e na figura abaixo, é apresentada a variação mensal da irradiação solar no plano horizontal.

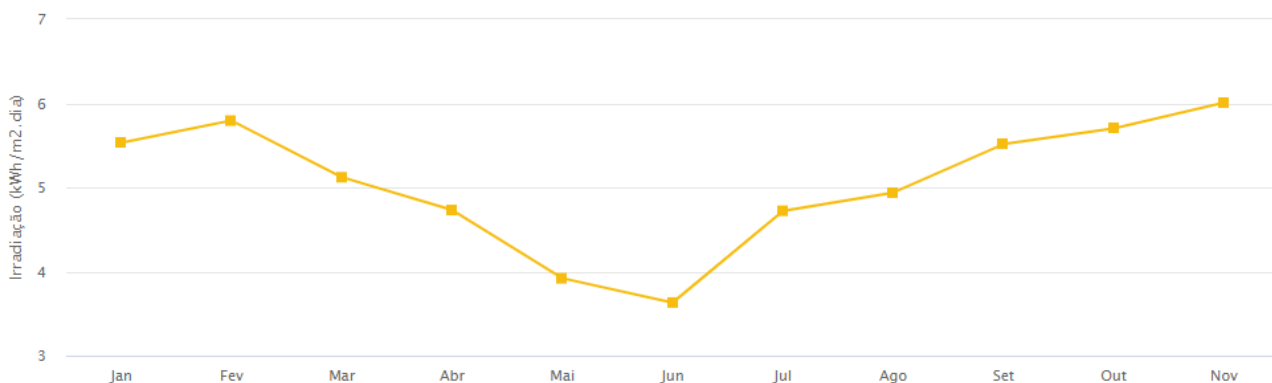


Figura 2: Irradiação solar no plano horizontal na cidade de Itapira-SP.

Fonte: CRESESB (2022).

Na Figura 3 é apresentada uma foto retirada por um drone, onde pode ser observado o telhado da UC com mais detalhes. Além disso, é indicado a presença de uma antena, onde deve ser evitada a instalação dos módulos fotovoltaicos ou fazer a sua remoção.

X



Figura 3: Imagem do telhado da residência com detalhe da presença de uma antena.

Fonte: O autor (2022).

A tensão dos enrolamentos do transformador de alimentação da UC é 13,8/0,22 kV e potência de 45 kVA.



Figura 4: Transformador de alimentação.

Fonte: O autor (2022).

O padrão de entrada de da UC é apresentado a seguir onde é visível o livre acesso ao medidor para a realização da vistoria. O poste padrão (daN) é do tipo 100 - Multi 100, categoria B1 com capacidade para instalação de carga (C) individual ou soma de dois ou mais clientes de $12 \text{ kW} < C \leq 18 \text{ kW}$. A Figura 5 a seguir mostra uma foto do padrão de entrada da UC.



Figura 5: Padrão de entrada da UC.

Fonte: O autor (2022).

O medidor de energia da UC é eletromecânico, o qual será substituído por um modelo digital pela concessionária após a vistoria do sistema fotovoltaico. O medidor de energia da UC está mostrado na Figura 6.



Figura 6: Medidor de energia da UC.

Fonte: O autor (2022).

A UC apresenta um sistema bifásico com tensões de 220/127 V. O disjuntor geral é de 70 A do modelo NEMA e os cabos de alimentação são de cobre (PVC) e apresentam uma seção nominal de 16 mm². Além disso, não há proteção do padrão com Dispositivos de Proteção Contra Surtos (DPS). Uma foto do disjuntor geral da UC está mostrada na Figura 7.



Figura 7: Disjuntor geral da UC.

Fonte: O autor (2022).

Os elementos observados no padrão da UC deverão ser adequados de acordo com a norma atual da CPFL, a qual solicita DPS e disjuntor do tipo DIN. Há também a necessidade de padronizar a seção nominal dos cabos de alimentação com o disjuntor a ser utilizado. Além disso, esses valores serão definidos durante o dimensionamento do sistema.

Conforme pode ser observado na Figura 8, a residência não possui sistema de aterramento para seus equipamentos, dessa forma, deverá ser considerado um aterramento exclusivo para o sistema fotovoltaico.

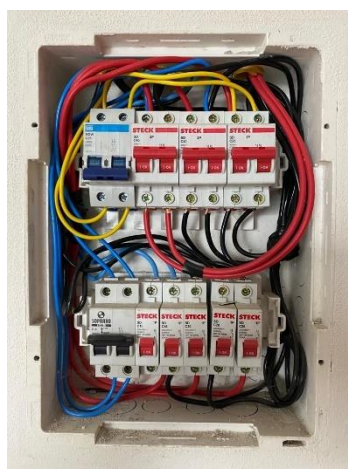


Figura 8: Quadro Geral de Distribuição da UC.

Fonte: O autor (2022).

O inversor será instalado em uma parede disponível na garagem, onde têm-se fácil acesso ao equipamento e circulação de ar para seu arrefecimento. Nessa mesma parede, o aterramento do sistema fotovoltaico irá descer ao solo através de um eletroduto.

Os módulos serão instalados no telhado com face voltada ao Nordeste (NE), tendo em vista que, o telhado voltado ao Sudoeste (SO) também está disponível, caso seja necessário.



Figura 9: Disposição dos módulos e inversor.

Fonte: O autor (2022).

O telhado é composto por telhas de cerâmica e sua estrutura é de madeira, assim, deve ser considerado uma estrutura de fixação de módulos apropriada. A inclinação do telhado é $\beta = 20$.



Figura 10: Estrutura do telhado.

Fonte: O autor (2022).

1.3 ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO

A partir da Figura 3, observa-se que não haverá sombreamento nos módulos, pois não há árvores ou prédios próximos da área dos módulos, deste modo, essa análise não será realizada neste trabalho.

2- Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

Este capítulo tem objetivo apresentar as estratégias de dimensionamento utilizados para determinar os componentes que integram a UFV, tais como o modelo e número 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.

Além disso, foi apresentado no capítulo anterior que o padrão de entrada do cliente necessita adequações, as quais serão realizadas considerando a norma GED-13 – Fornecimento em Tensão Secundária de Distribuição da CPFL.

2.1 ADEQUAÇÃO DO PADRÃO DE ENTRADA

Para homologação do sistema fotovoltaico, a concessionária solicita a adequação do padrão conforme requisitos apresentados na

Dimensionamento em Tensão 127/220V – Ramal de Entrada Cobre PVC											
Categoria	A1 ⁽¹⁾	A2 ⁽¹⁾	B1	B2	C1	C2	C3	C4 ⁽⁵⁾	C5 ⁽⁵⁾	C6 ⁽⁵⁾	
Carga Instalada (kW)	C ≤ 6	6 < C ≤ 12	12 < C ≤ 18	18 < C ≤ 25	25 < C ≤ 75						
Demanda Total (kVA)	-	-	-	-	D ≤ 23	23 < D ≤ 30	30 < D ≤ 38	38 < D ≤ 47	47 < D ≤ 57	57 < D ≤ 76	
Limitação motores (cv)	FN ⁽¹⁾	1	2	2	2	2	3	5	7,5	7,5	
	FF	-	-	3	5	3	5	7,5	7,5	10	15
	FFFN ⁽³⁾	-	-	-	-	15	20	25	30	40	50
Ramal de Entrada Cabo Cu PVC mm ² BWF 70°C 750 V	6	16	16	25	16	25	35	50	70 ⁽⁴⁾	95 ⁽⁴⁾	
Caixa	Polycarbonato ou tipo II ⁽²⁾				Polycarbonato ou tipo III			H			
Disjuntor (A)	32	63	63	80	63	80	100	125	150	200	
Eletroduto mm (pol)	32 (1)		40 (1 ¼)				50 (1 ½)		60 (2)		
Aterramento	Condutor nu (mm ²)	6	10				16	25	35		
	Eletroduto mm (pol)	20 (½)									
Poste de Concreto Poste Padrão, DT ou FV	90 daN							200 daN	300 daN		
Poste Tubular de Aço (mm)	Circular 101,6 x 5,0 (diâmetro ext. x esp.) ou Quadrado 80 x 80 x 3 mm							-			
Pontaete Tubular de Aço (mm)	60,33 x 3,35 ou 80 x 80 x 3 (diâmetro externo x espessura)						-	-	-	-	
Ramal de conexão	10 mm ² Duplex	10 mm ² Triplex 10 mm ² Triplex 10 mm ² Triplex Neutro Isolado ⁽¹⁾	16 mm ² Triplex	25 mm ² Triplex	10 mm ² Quadru-plex	16 mm ² Quadru-plex	25 mm ² Quadru-plex	35 mm ² Quadru-plex	50 mm ² Quadru-plex	70 mm ² Quadru-plex	

Figura

11

Dimensionamento em Tensão 127/220V – Ramal de Entrada Cobre PVC											
Categoria	A1 ⁽¹⁾	A2 ⁽¹⁾	B1	B2	C1	C2	C3	C4 ⁽⁵⁾	C5 ⁽⁵⁾	C6 ⁽⁵⁾	
Carga Instalada (kW)	C ≤ 6	6 < C ≤ 12	12 < C ≤ 18	18 < C ≤ 25	25 < C ≤ 75						
Demanda Total (kVA)	-	-	-	-	D ≤ 23	23 < D ≤ 30	30 < D ≤ 38	38 < D ≤ 47	47 < D ≤ 57	57 < D ≤ 76	
Limitação motores (cv)	FN ⁽¹⁾	1	2	2	2	2	3	5	7,5	7,5	
	FF	-	-	3	5	3	5	7,5	7,5	10	15
	FFFN ⁽³⁾	-	-	-	-	15	20	25	30	40	50
Ramal de Entrada Cabo Cu PVC mm ² BWF 70°C 750 V	6	16	16	25	16	25	35	50	70 ⁽⁴⁾	95 ⁽⁴⁾	
Caixa	Polycarbonato ou tipo II ⁽²⁾				Polycarbonato ou tipo III			H			
Disjuntor (A)	32	63	63	80	63	80	100	125	150	200	
Eletroduto mm (pol)	32 (1)		40 (1 ¼)				50 (1 ½)		60 (2)		
Aterramento	Condutor nu (mm ²)	6	10				16	25	35		
	Eletroduto mm (pol)	20 (½)									
Poste de Concreto Poste Padrão, DT ou FV	90 daN							200 daN	300 daN		
Poste Tubular de Aço (mm)	Circular 101,6 x 5,0 (diâmetro ext. x esp.) ou Quadrado 80 x 80 x 3 mm							-			
Pontaete Tubular de Aço (mm)	60,33 x 3,35 ou 80 x 80 x 3 (diâmetro externo x espessura)						-	-	-	-	
Ramal de conexão	10 mm ² Duplex	10 mm ² Triplex 10 mm ² Triplex 10 mm ² Triplex Neutro Isolado ⁽¹⁾	16 mm ² Triplex	25 mm ² Triplex	10 mm ² Quadru-plex	16 mm ² Quadru-plex	25 mm ² Quadru-plex	35 mm ² Quadru-plex	50 mm ² Quadru-plex	70 mm ² Quadru-plex	

Figura 11.

Dimensionamento em Tensão 127/220V – Ramal de Entrada Cobre PVC											
Categoria	A1 ⁽¹⁾	A2 ⁽¹⁾	B1	B2	C1	C2	C3	C4 ⁽⁵⁾	C5 ⁽⁵⁾	C6 ⁽⁵⁾	
Carga Instalada (kW)	C ≤ 6	6 < C ≤ 12	12 < C ≤ 18	18 < C ≤ 25	25 < C ≤ 75						
Demanda Total (kVA)	-	-	-	-	D ≤ 23	23 < D ≤ 30	30 < D ≤ 38	38 < D ≤ 47	47 < D ≤ 57	57 < D ≤ 76	
Limitação motores (cv)	FN ⁽¹⁾	1	2	2	2	2	3	5	7,5	7,5	
	FF	-	-	3	5	3	5	7,5	7,5	10	15
	FFFN ⁽³⁾	-	-	-	-	15	20	25	30	40	50
Ramal de Entrada Cabo Cu PVC mm ² BWF 70°C 750 V	6	16	16	25	16	25	35	50	70 ⁽⁴⁾	95 ⁽⁴⁾	
Caixa	Policarbonato ou tipo II ⁽²⁾				Policarbonato ou tipo III			H			
Disjuntor (A)	32	63	63	80	63	80	100	125	150	200	
Eletroduto mm (pol)	32 (1)		40 (1 ¼)				50 (1 ½)		60 (2)		
Aterramento	Condutor nu (mm ²)	6	10				16	25	35		
	Eletroduto mm (pol)	20 (½)									
Poste de Concreto Poste Padrão, DT ou FV	90 daN						200 daN	300 daN			
Poste Tubular de Aço (mm)	Circular 101,6 x 5,0 (diâmetro ext. x esp.) ou Quadrado 80 x 80 x 3 mm						-				
Pontaleta Tubular de Aço (mm)	60,33 x 3,35 ou 80 x 80 x 3 (diâmetro externo x espessura)						-	-	-	-	
Ramal de conexão	10 mm ² Duplex	10 mm ² Triplex 10 mm ² Triplex Neutro Isolado ⁽¹⁾	16 mm ² Triplex	25 mm ² Triplex	10 mm ² Quadru-plex	16 mm ² Quadru-plex	25 mm ² Quadru-plex	35 mm ² Quadru-plex	50 mm ² Quadru-plex	70 mm ² Quadru-plex	

Figura 11: Dimensionamento do ramal de entrada em tensão 127/220 V.

Fonte: GED 13 (CPFL, 2022).

De acordo com os dados apresentados da UC, para a adequação do padrão, deve ser adotado um disjuntor de 63 A, condutor de alimentação de cobre de 16 mm², conforme definido na categoria B1.

2.2 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para realizar o dimensionamento do número de módulos fotovoltaicos N , devemos levar em consideração o consumo de energia médio mensal da UC, especificações do módulo escolhido como a área do módulo $A_{mód}$, irradiância do local I de instalação e eficiência do sistema φ . Deste modo, a estimativa da energia média gerada por dia $W_{arranjo}$ pelo sistema fotovoltaico pode ser calculada de acordo com a Equação 1.

$$W_{arranjo} = N \times I \times A_{mód} \times \epsilon \times \varphi \quad (1)$$

Está prevista a instalação de um ar-condicionado de 12000 BTU, o qual está será utilizado nos meses de verão e o aumento de consumo será considerado no dimensionamento. Para essa análise, foi considerado um equipamento que é projetado para consumir 25 kWh por mês sendo usado 1 hora por dia, entretanto, o cliente pretende utilizar por pelo menos 5 horas ao dia, totalizando 125 kWh/mês. Dessa maneira, o consumo anual de energia ajustado é apresentado na Tabela 2 a seguir.

Tabela 2 - Consumo mensal de energia da UC.

Mês	Consumo atual (kWh)	Consumo ar-condicionado (kWh)	Novo consumo (kWh)
Janeiro	424	125	549
Fevereiro	403	125	528
Março	381	-	381
Abril	349	-	349
Mai	288	-	288
Junho	286	-	286
Julho	297	-	297
Agosto	281	-	281
Setembro	302	-	302
Outubro	388	-	388
Novembro	411	125	536
Dezembro	452	125	577

Fonte: O autor (2022).

Considerando o aumento de consumo de energia da UC a nova média mensal é 396,83 kWh/mês ou 13,23 kWh/dia. O módulo fotovoltaico escolhido para o dimensionamento é da marca Jinko modelo JKM550M-72HL4-V de 550 Wp. As principais especificações técnicas do módulo estão apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Parâmetros do Módulo Fotovoltaico modelo JKM550M-72HL4-V do fabricante Jinko.

Parâmetros	Valor
Potência do módulo em condição de testes padrão (STC) (W)	550
Eficiência do módulo fotovoltaico – ϵ (%)	21,33
Degradação anual nos dois primeiros anos (%)	2
Degradação anual a partir do terceiro ano (%)	0,55
Área do módulo fotovoltaico (m ²)	2,58
Tensão de circuito aberto (V)	49,62
Tensão de máxima potência (V)	40,90
Corrente de curto-circuito (A)	14,03
Corrente de máxima potência (A)	13,45

Tensão máxima do sistema (Vdc)	1500
--------------------------------	------

Fonte: Jinko Solar Co., Ltd (2021).

Além disso, para o dimensionamento do número de módulos do sistema fotovoltaico é considerado uma eficiência do sistema de 80 %, considerando que a inclinação e orientação dos módulos não ser a ideal, perdas nos cabos e sujeira nos módulos.

Deste modo, a partir da Equação 1, determinou-se que para esse sistema são necessários 7 módulos conectados em série e a potência nominal do sistema é de 3,85 kWp e produz em média 396 kWh por mês.

2.3 DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR

Para o dimensionamento do inversor, três condições devem ser analisados:

- Potência máxima do inversor (P_{inv}^{max});
- Corrente máxima do inversor (I_{inv}^{max});
- Tensão máxima do inversor (V_{inv}^{max}).

Para fins de segurança do projeto, a potência do arranjo fotovoltaico ($P_{arranjo}$) não deve ser muito superior a potência do inversor.

$$P_{inv}^{max} > P_{arranjo} \quad (2)$$

A corrente de curto-circuito do módulo (I_{SC}) não deve ultrapassar em 10 % da corrente máxima do inversor, assim, garante uma maior segurança devido as variações climáticas do Brasil.

$$I_{inv}^{max} > 1,1 \times I_{SC} \quad (3)$$

A tensão de circuito aberto (V_{OC}) do inversor deve ser 20 % maior do que a soma de todas as tensões de circuito aberto dos módulos.

$$V_{inv}^{max} > 1,2 \times N \times V_{OC} \quad (4)$$

O inversor em estudo para o sistema é o modelo MIN3000TL-X da marca Growatt, com as seguintes especificações.

Tabela 4 - Parâmetros do Inversor Fotovoltaico modelo MIN3000TL-X do fabricante Growatt.

Parâmetros	Valor
Máxima potência em condição de testes padrão (STC) (W)	4200
Máxima tensão CC (V)	500
Faixa de operação SPMP (MPPT) (V)	60~500
Tensão CC de partida (V)	60
Corrente CC máxima (A)	16
Número de Strings / Número de SPMP (MPPT)	2/1
Potência CA nominal (W)	3000
Máxima Potência CA (W)	4200
Saída nominal CA (Vca)	160-300
Máxima Eficiência (%)	98,2
Eficiência SPMP (MPPT) (%)	99,9

Fonte: Growatt New Energy Technology Co., Ltd (2021).

Considerando esse inversor, fica evidente de que a potência máxima do inversor atende o sistema fotovoltaico. Além disso, a corrente máxima do inversor é maior do que a máxima corrente gerada pelos módulos fotovoltaicos e a tensão do inversor é maior do que a tensão máxima do arranjo.

Com isso, podemos concluir que o inversor escolhido é compatível com o arranjo fotovoltaico dimensionado.

2.4 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO

Nessa seção, é realizado o dimensionamento da proteção do sistema fotovoltaico. A proteção do lado de corrente contínua (CC) é composta por Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS), fusíveis e chave seccionadora, já o lado de corrente alternada (CA) inclui DPS e disjuntor.

No lado CC, o dimensionamento do DPS o é feita baseado na tensão V_{OC} do circuito CC, corrente de surto e corrente de carga máxima baseada na corrente da *string*.

Neste sistema, a V_{OC} da string é de 347,34 V, dessa forma, foi optado pela utilização do DPS da marca Dehn, com tensão máxima de 1005 V. A corrente de surto do modelo é de 20 kA tipo II e a corrente máxima de entrada do DPS é de 16 A, atendendo o arranjo que tem corrente máxima de 14,03 A.

Para a chave seccionadora, deve ser analisado a corrente máxima de entrada e a tensão de curto-circuito do arranjo. A chave seccionadora escolhida é do modelo MDC10A-442V da marca Merz, a qual possui corrente máxima de 32 A a 1000 V.

Esses componentes podem ser encontrados na *stringbox* Merz modelo MSB-244-16-1000-MDM-BC, com 2 MPPTs as quais cada uma possui 2 entradas.

No lado CA, um minidisjuntor é dimensionado considerando uma temperatura ambiente de 30 °C, sem agrupamento, corrente de projeto (Ib) 12,17 A, corrente nominal do condutor fase (Iz) de 14 A e utilização de cabos de cobre com isolamento de PVC. Deste modo, o minidisjuntor escolhido é da marca Weg modelo MDW-c 16A 2P, com corrente nominal (In) de 16 A.

O DPS CA do sistema fotovoltaico possui tensão nominal de 175 V, tipo II e máxima corrente de descarga de 20 kA da marca Campler modelo Front Monopolar.

2.5 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C.

Os cabos de corrente contínua foram dimensionados a partir do método de referência MP1, com isolamento XLPE/EPR e temperatura ambiente de 30 °C, resultando em uma seção nominal de 2,5 mm², entretanto, é comum encontrar em kits fotovoltaicos cabos CC de 4 mm², o qual será adotado nesse sistema.

2.6 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A.

Os cabos de corrente contínua foram dimensionados a partir do método B1, da norma NBR 5410, isolamento de PVC, condutores de cobre unipolar, temperatura ambiente de 30 °C e queda de tensão de 2 %.

Diante disto, a seção nominal do cabo CA resulta em 2,5 mm², estando de acordo com a NBR 5410, onde a seção nominal mínima para circuitos de iluminação é força é de 2,5 mm².

2.7 ATERRAMENTO

Sistemas de aterramento possuem três funções principais:

- Devem garantir a proteção das pessoas e animais em situações de falhas elétricas;
- Funcionar como escoamento de cargas eletrostáticas;
- Devem garantir o bom funcionamento de proteções contra curtos-circuitos e contra sobretensões.

A falta do sistema de aterramento traz riscos as pessoas e a própria instalação, dessa forma, em sistemas fotovoltaico, mesmo que residenciais, deve ser considerado a implantação ou adequação do sistema de aterramento.

Conforme apresentado na Figura 8: Quadro Geral de Distribuição da UC. Figura 8, a residência possui aterramento apenas no padrão de entrada, deste modo, adotou-se um sistema de aterramento TN-S.

Nesse sistema de aterramento um condutor PEN, condutor de proteção que combina funções de proteção e neutro, deve vir do ponto de aterramento do padrão de entrada e seguir até o quadro geral da instalação em uma barra de equipotencialização principal (BEP) e uma barra de neutro. Além disso, deve ser realizada a equipotencialização dos módulos e inversor até o quadro onde se encontra o BEP e o dimensionamento desse inversor segue a norma NBR 5410, conforme apresentado na Tabela 5.

Tabela 5 – Seção mínima do condutor de proteção.

Seção dos condutores de fase S mm²	Seção do condutor de proteção correspondente mm²
$S \leq 16$	S
$16 < S \leq 35$	16
$S > 35$	S/2

Fonte: NBR 5410.

Deste modo, a seção do condutor PEN pode ser dimensionada em 16 mm², sendo igual ao condutor de alimentação. Já o condutor de proteção do sistema fotovoltaico é dimensionado em 4 mm², entretanto, de acordo com a norma NBR 16612 (2020), no caso em que não há risco de raios diretos, é exigindo uma bitola de 6 mm².

Além disso, é determinada a utilização de uma haste de aterramento, o qual deverá ser conectada ao BEP.

2.8 ESTRUTURA DE FIXAÇÃO

Conforme apresentado, o telhado da unidade consumidora é de cerâmica com caibros de madeira. Desta forma, a estrutura de fixação escolhida é da empresa Solar Group para telha colonial do modelo Smart Tiger

Não será considerado estruturas que modifiquem a inclinação ou a orientação dos módulos, visto que, a inclinação do telhado é $\beta=20^\circ$, e a melhor inclinação possível para esse local é de $22,44^\circ$, sendo esse o valor da latitude do local.

3- Análise de Viabilidade Econômica

Este capítulo tem como objetivo verificar a viabilidade econômica da implantação da usina fotovoltaica na unidade consumidora em estudo neste projeto. Além da análise financeira, o capítulo 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.

A partir do dimensionamento realizado, adotou-se um kit fotovoltaico composto por conectores MC4, *stringbox*, inversor, módulos e estrutura de fixação. O valor total do kit é de R\$ 17.729,00, sendo esse valor considerado para realizar a análise de viabilidade econômica do sistema.

Além disso, é considerado na análise um valor estimado de R\$ 600,00 para a adequação necessária no padrão de entrada da UC, conforme norma da concessionária. Esse valor considera itens para o aterramento do sistema fotovoltaico, cabos CA e miscelâneas.

O custo de mão de obra foi definido no valor de R\$ 3000,00. Desta forma, o custo total do sistema é R\$ 21.329,00 o qual será pago sem financiamento.

3.1 PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO

Para o cálculo do percentual de redução de consumo, considerou-se que além do reajuste anual da conta de energia em 5 %, o consumidor terá um aumento anual de consumo de energia de 3 %.

Ao longo dos anos, é previsto uma redução da produção de energia do sistema fotovoltaico, contabilizada pela perda de eficiência dos módulos. Considerou-se que nos dois primeiros anos, a perda de eficiência é de 2 % e de 1 % a partir do 3º ano. Na Tabela 6, é apresentado a geração de energia até o 11º ano, pois é o período em que é considerada a necessidade de troca do inversor.

Tabela 6 – Geração e consumo de energia da UC.

Ano	Produção (kWh)	Consumo (kWh)	Percentual de redução de consumo (%)
1	5.479	4.762	115,05
2	5.369	4.905	109,46
3	5.340	5.052	105,69
4	5.310	5.204	102,05
5	5.281	5.360	98,53
6	5.252	5.520	95,14
7	5.223	5.686	91,86
8	5.194	5.857	88,69
9	5.166	6.032	85,63
10	5.137	6.213	82,68
11	5.109	6.400	79,83

Fonte: O autor (2022).

Os períodos em que apresentam um percentual de redução de consumo superior a 100 %, indica que há uma geração maior do que o consumo, deste modo, há um saldo positivo de créditos para um consumo posterior.

Além disso, nota-se que até o quarto ano, o sistema gera mais energia do que o cliente consome e a média percentual de redução de consumo no período de 11 anos é de 96 %.

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

Para a posterior análise do fluxo de caixa e de viabilidade, custos de manutenção, limpeza, troca de equipamentos e custos fixos com a concessionária foram determinados.

Para a realização da manutenção do sistema, os valores considerados são apresentados na tabela a seguir.

Tabela 7 – Valores de manutenção do sistema.

Manutenção	Valor
Mão de obra - Valor da diária	R\$ 150,00
Número de dias	1
Número de vezes por ano	2
Reajuste no preço por ano	5 %

Fonte: O autor (2022).

Deste modo, com o cliente realizando a limpeza dos módulos e inversor 2 vezes ao ano, o valor do serviço no primeiro ano é R\$ 300,00.

Na Tabela 8, é apresentado o valor de reajuste de energia de 5 % ao ano, o qual impacta diretamente nos valores a serem pagos de iluminação pública e de taxa de disponibilidade e, além disso, também é apresentado o custo anual de manutenção da usina.

Tabela 8 – Despesas anuais da UC.

Ano	R\$/k Wh	Iluminação pública (R\$)	Taxa de disponibilidade (R\$)	Despesa de Manutenção (R\$)	Despesa com troca de inversor (R\$)	Despesa Total (R\$)
1	0,98	720,00	588,00	300,00	0,00	1.608,00
2	1,08	793,80	648,00	315,00	0,00	1.757,00
3	1,13	833,50	681,00	331,00	0,00	1.845,00
4	1,19	875,20	715,00	347,00	0,00	1.937,00
5	1,25	918,90	750,00	365,00	0,00	2.034,00
6	1,31	964,90	788,00	383,00	0,00	2.136,00
7	1,38	1.013,10	827,00	402,00	0,00	2.243,00
8	1,45	1.063,80	869,00	422,00	0,00	2.355,00
9	1,52	1.117,00	912,00	443,00	0,00	2.472,00
10	1,60	1.172,80	1.718,00	465,00	0,00	3.356,00
11	1,68	1.231,40	2.163,00	489,00	4.886,68	8.770,08

Fonte: O autor (2022).

Outra despesa que o cliente terá é de uma troca do inversor, a qual foi estimada para ocorrer no 11º ano, estimado no valor de R\$ 4.886,68. Essa troca ocorre devido a grande quantidade de equipamentos eletrônicos presentes no inversor, os quais são suscetíveis a defeitos após um longo período de trabalho.

3.3 FLUXO DE CAIXA

A partir dos valores de geração e consumo de energia, pode-se determinar a energia abatida e a receita gerada ao longo dos anos analisados, podendo ser observado na Tabela 8.

Tabela 9 – Energia abatida e receita gerada pelo sistema fotovoltaico.

Ano	Energia Abatida (kWh)	Receita (R\$)	Despesa Total (R\$)	Fluxo de caixa (R\$)
1	4.762,00	4.667,00	1.608,00	-R\$ 18.270,24
2	4.905,00	5.299,00	1.757,00	R\$ 3.542,39
3	5.052,00	5.731,00	1.845,00	R\$ 3.886,44
4	5.204,00	6.198,00	1.937,00	R\$ 4.261,30
5	5.360,00	6.704,00	2.034,00	R\$ 4.669,61
6	5.520,00	7.250,00	2.136,00	R\$ 5.114,26
7	5.686,00	7.841,00	2.243,00	R\$ 5.598,35
8	5.857,00	8.480,00	2.355,00	R\$ 6.125,25
9	5.166,00	7.854,00	2.472,00	R\$ 5.381,13
10	5.137,00	8.201,00	3.356,00	R\$ 4.845,00
11	5.109,00	8.564,00	3.883,00	-R\$ 206,58

Fonte: O autor (2022).

A energia abatida, foi calculada a partir do consumo da UC e um balanço dos créditos de energia gerado e que estão disponíveis para abater nas próximas faturas. Já a receita é determinada a partir do produto da energia abatida e o valor atual da energia.

O fluxo de caixa do sistema fotovoltaico, foi calculado com base nos valores apresentados na tabela abaixo.

Tabela 10 - Variáveis financeiras e de dimensionamento para análise do fluxo de caixa.

Variáveis	% a.a.
Taxa Mínima de Atratividade - TMA	9
Taxa de reajuste dos valores monetários	5
Aumento de consumo de energia	3
Perda de eficiência do módulo nos dois primeiros anos	2
Perda de eficiência do módulo após o terceiro ano	0,55

Fonte: O autor (2022).

A partir dos dados apresentados, o fluxo de caixa gerado pelo sistema fotovoltaico é apresentado na Tabela 11.

Tabela 11- Fluxo de caixa gerado pelo sistema fotovoltaico.

Ano	Fluxo de Caixa (R\$)	Saldo Acumulado (R\$)	Fluxo Descontado (R\$)	Saldo Descontado (R\$)
1	-18.270,24	-18.270,24	-18.270,24	-18.270,24
2	3.542,39	-14.727,85	2.981,56	-15.288,68
3	3.886,44	-10.841,42	3.001,04	-12.287,64
4	4.261,30	-6.580,12	3.018,81	-9.268,83
5	4.669,61	-1.910,50	3.034,93	-6.233,90
6	5.114,26	3.203,76	3.049,47	-3.184,44
7	5.598,35	8.802,10	3.062,49	-121,95
8	6.125,25	14.927,36	3.074,06	2.952,11
9	5.381,13	20.308,48	2.477,62	5.429,73
10	4.845,00	25.153,48	2.046,58	7.476,31
11	-206,58	24.946,90	-80,06	7.396,25

Fonte: O autor (2022).

Pode ser observado que no primeiro ano, o valor apresentado de fluxo de caixa é de - R\$ 18.270,24, sendo esse a diferença do valor investido a receita gerada e as despesas anuais da usina, já nos anos seguintes não se considera o valor de investimento. O Saldo Acumulado é determinado pela diferença entre o fluxo acumulado atual e o saldo acumulado do mês anterior. A partir dessa análise simples, determina-se que o *payback* do sistema é de 5,4 anos.

Os valores apresentados em fluxo e saldo descontado, levam em consideração a taxa mínima de atratividade, sendo essa uma taxa de juros que representa os riscos em investimentos, dessa forma, o *payback* descontado acontece no 7º ano.

Além disso, pode ser observado que no 11º ano o fluxo retorna ao valor negativo e isso se deve ao investimento realizado na substituição do inversor.

3.4 ANÁLISE DA VIABILIDADE

Diante dos dados apresentados, pode-se analisar a viabilidade desse sistema. A partir do fluxo de caixa, podemos determinar o *payback* simples e descontado como forma de prever em quanto tempo o sistema está pago e começa a gerar renda. Essa análise é apresentada no Figura 12.

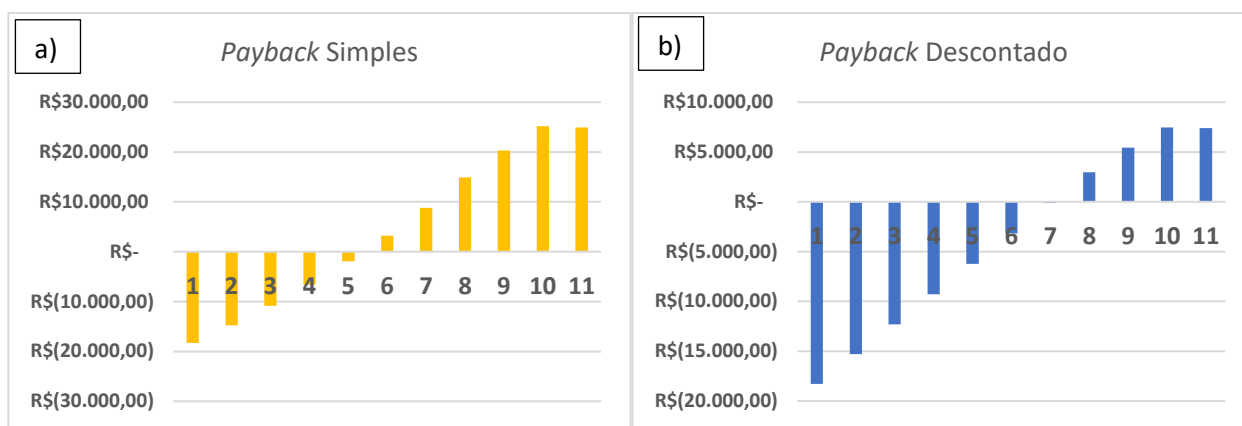


Figura 12: Análise de viabilidade do sistema fotovoltaico a) *Payback* simples b) *Payback* descontado.

Fonte: O autor (2022).

A análise a partir do *payback* simples, determina um retorno do investimento em 5 anos, já o *payback* descontado em 7 anos, sendo valores atrativos para esse investimento.

Além disso, na Tabela 12, são apresentados o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR) e do inglês *Levelized cost of electricity* (LCOE) podendo ser traduzido como custo nivelado da energia.

Tabela 12 – Taxas e custos de análise de viabilidade.

	Valor
Valor presente líquido - VPL	R\$ 9.706
Taxa interna de retorno - TIR	19,84 %
<i>Levelized cost of electricity</i> - LCOE (R\$ / kWh)	0,90

Fonte: O autor (2022).

A partir do VPL, sendo este um valor positivo, podemos determinar que o sistema fotovoltaico é um investimento rentável, ou seja, as receitas são maiores do que as despesas, estando de acordo com os dados apresentados na Tabela 9 e nas análises de *payback*.

Outro ponto a se destacar é a TIR obtida no valor de 19,84 %, sendo maior do que a TMA de 9,0 %, indicando novamente que o investimento é atrativo com rentabilidade maior do que aplicações livres de risco.

Já o LCOE leva em consideração as despesas de capitais (CAPEX), despesas operacionais (OPEX) e a geração de energia produzida pelo sistema ao longo da sua vida. Entretanto, nesta análise considerou-se os dados até o 11º ano,

obtendo um valor de 0,90 R\$ / kWh, sendo um valor abaixo do que o valor adotado para o custo da energia elétrica atual de 0,98 R\$/kWh, apresentando assim, outra análise que confirma a viabilidade do sistema fotovoltaico.

4- Projeto Elétrico

Neste capítulo serão apresentadas as partes que compõem o projeto elétrico da usina fotovoltaica, como a planta de localização, o diagrama unifilar, vista esquemática da instalação do inversor e da *stringbox*, planta baixa dos módulos

4.1 PLANTA DE LOCALIZAÇÃO

A localização da instalação do cliente é apresentada na figura abaixo, onde tem-se uma imagem retirada por meio de satélite.

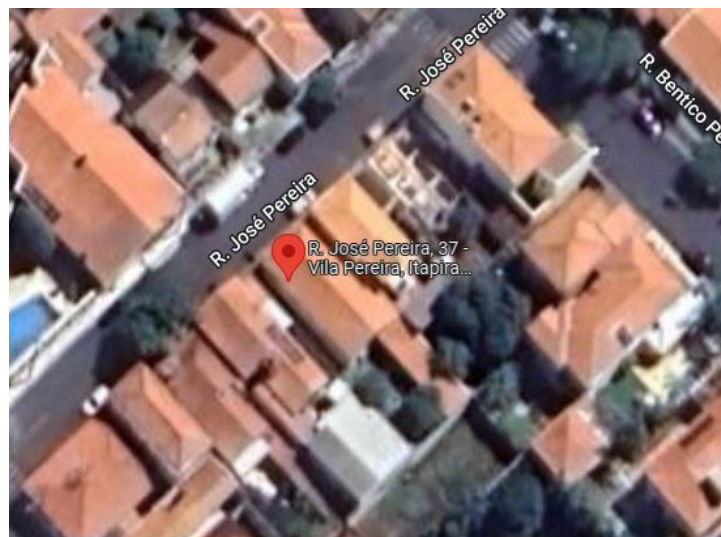
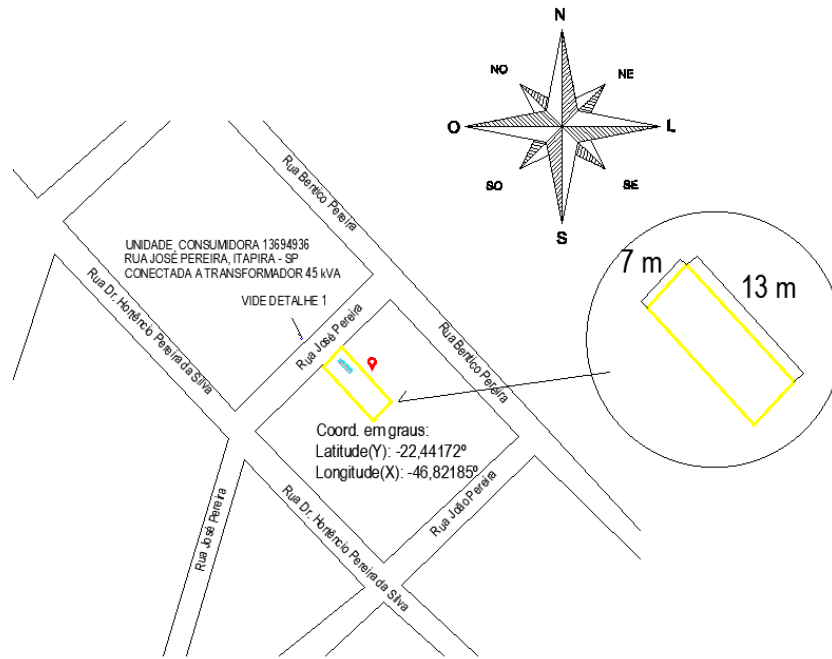


Figura 13: Local da instalação da unidade geradora fotovoltaica.

Fonte: *Google Maps* (2022).

Uma planta de localização com as vias de acesso a UC e o local do transformador de conexão com a rede pode ser observado na Figura 14.



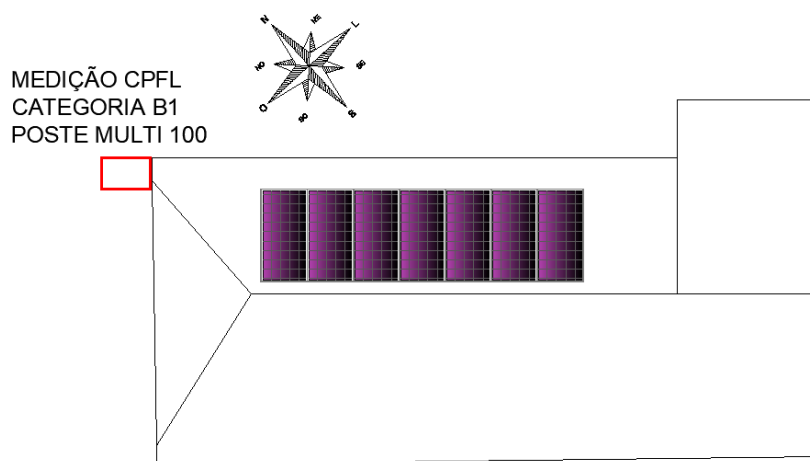
PLANTA DE LOCALIZAÇÃO

SEM ESCALA

Figura 14: Planta de localização, disposta no projeto elétrico.

Fonte: O autor (2022).

No memorial descritivo, ainda é apresentado uma planta baixa com detalhe sobre o posicionamento dos módulos fotovoltaicos, localização do norte geográfico e a localização do padrão de entrada, como mostrado na Figura 15



PLANTA BAIXA - MÓDULOS

ESCALA 1:200

Figura 15: Planta baixa com detalhe para a localização e disposição dos módulos no telhado.

Fonte: O autor (2022).

A partir da figura acima, pode ser verificado que há espaço suficiente para a fixação dos módulos em apenas uma das faces do telhado.

4.2 PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR

Na Figura 16 é apresentada a simbologia e a legenda adotada no projeto elétrico fotovoltaico, a qual tem o objetivo de simplificar o entendimento do projeto elétrico.

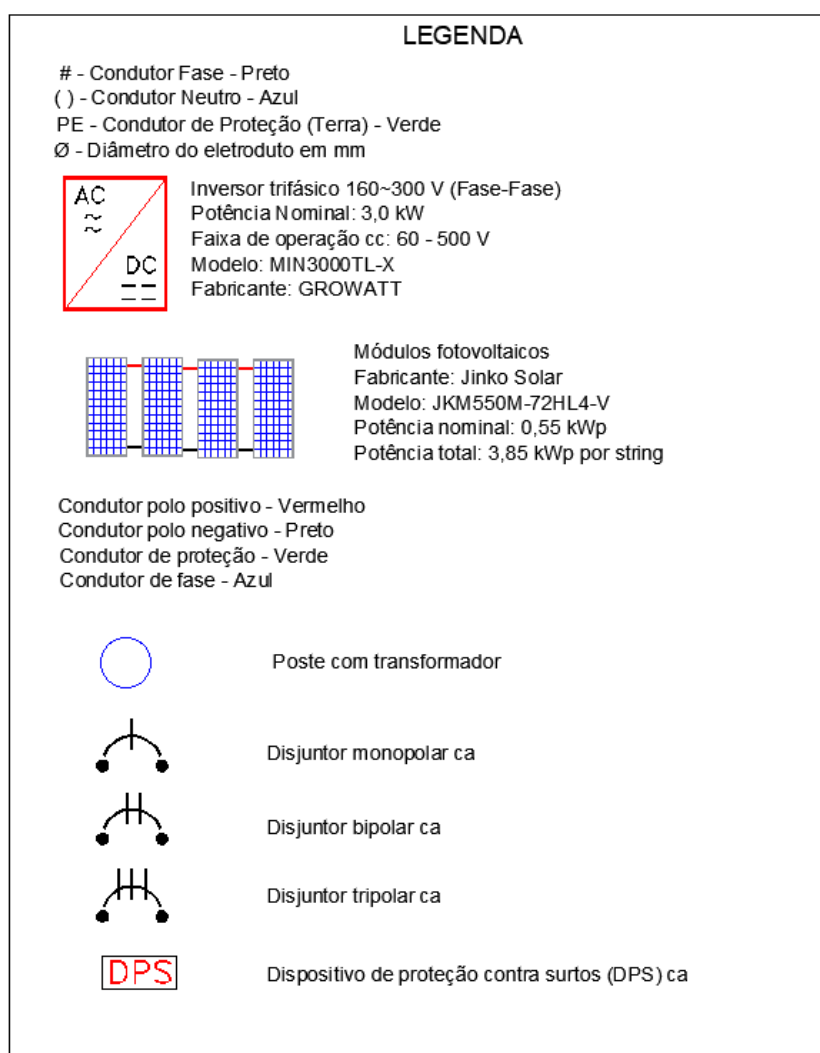


Figura 16: Simbologia e legenda utilizada no projeto fotovoltaico.

Fonte: O autor (2022).

O sistema de medição de energia deve ser bidirecional para as unidades consumidoras 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 13 e GED 15303 precisam ser atendidas 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.

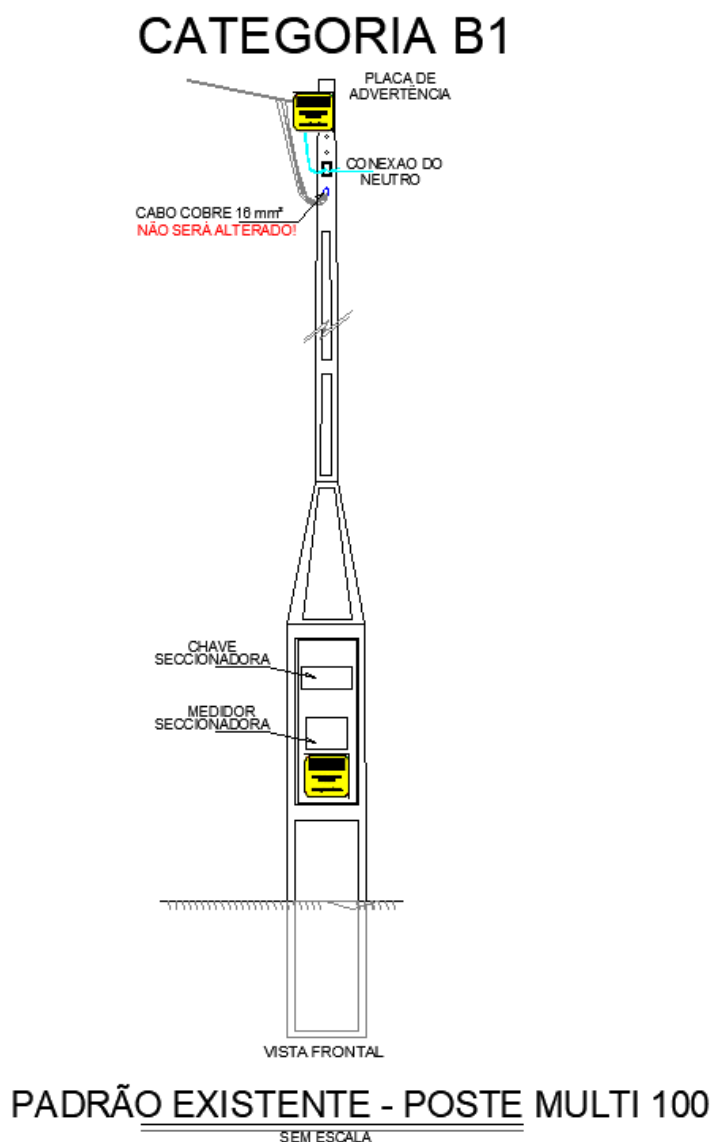


Figura 17: Padrão de entrada com caixa de medição e medidor bidirecional.

Fonte: O autor (2022).

É possível notar a caixa de medição com medidor bidirecional, além disso, junto ao padrão de entrada de energia próximo à caixa de medição e no topo do poste, deverão ser instaladas placas de advertência, conforme mostrado na Figura 18.

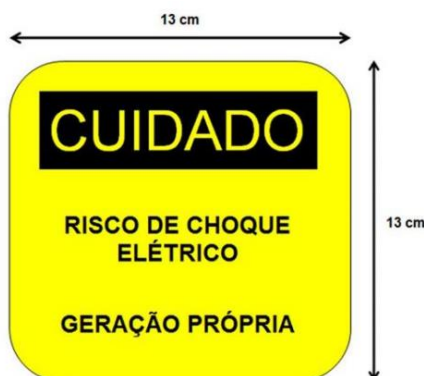


Figura 18: Placa de advertência que deve ser instalada na usina FV.

Fonte: GED-15303 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica (CPFL, 2022).

O sistema de aterramento do sistema fotovoltaico constitui de uma haste cobreada e galvanizada à fogo de 2400 mm de comprimento envolvida com massa calafetadora e uma caixa de inspeção de 25 cm de diâmetro, conforme Figura 19.

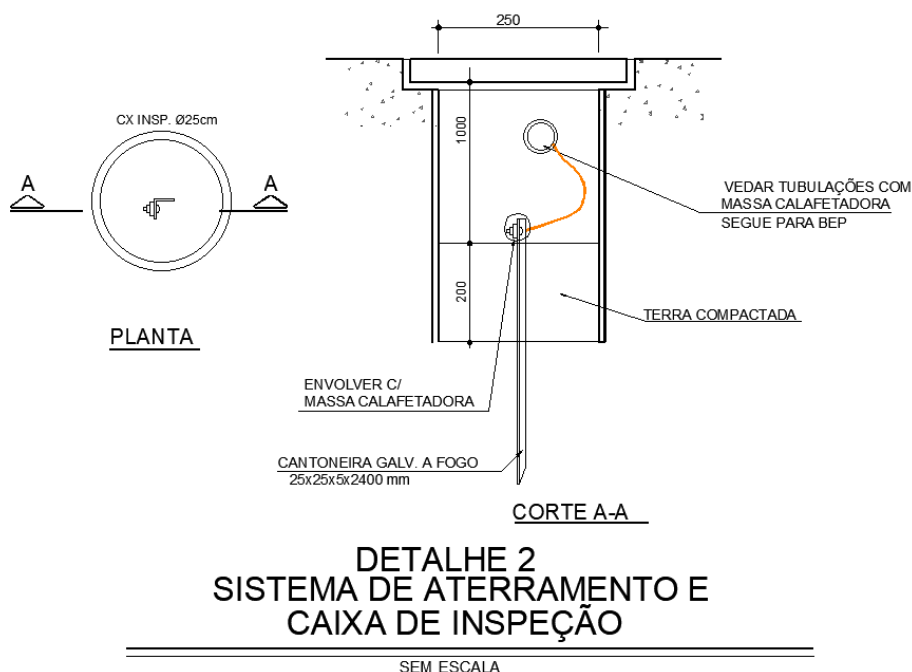


Figura 19: Sistema de aterramento com detalhe para caixa de inspeção.

Fonte: O autor (2022).

O planejamento de interconexão dos diversos componentes do sistema de forma eficiente; a adequação do projeto com relação aos requisitos de segurança sob ponto de vista elétrico; e a verificação do cumprimento das normas e regulamentos técnicos aplicáveis constituem o projeto elétrico de uma usina FV. 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 20 apresenta o digrama unifilar da instalação elétrica bifásica (2F+N) com tensão fase-fase (ou de linha) de 220 V eficaz. Uma usina solar fotovoltaica é conectada à esta UC, de onde as seguintes características elétricas do sistema podem ser enumeradas:

- ✓ Disjuntor bipolar CA de 63 A do padrão de entrada;
- ✓ Carga instalada existente na unidade consumidora de 15 kW;
- ✓ Condutores CA fase de bitola 16 mm² e neutro 16 mm², isolação PVC 750 V em eletrodutos de 40 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 4 mm², isolação PVC 750 V, 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 *stringbox*;
- ✓ Condutores CC polos positivo e negativo de bitola 4 mm², isolação XLPE 1000 V (conecta o arranjo FV à entrada CC do inversor);
- ✓ Dispositivo de seccionamento CC de 32 A, tensão máxima de 1000 V de isolação no lado CC da *stringbox*;
- ✓ 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, 220 V CA, e faixa de operação CC 60-550 V, com dois MPPTs;
- ✓ Módulos fotovoltaicos 550 Wp dispostos em uma *string* de 7 módulos FV cada, totalizando 3,85 kWp de potência CC instalada.

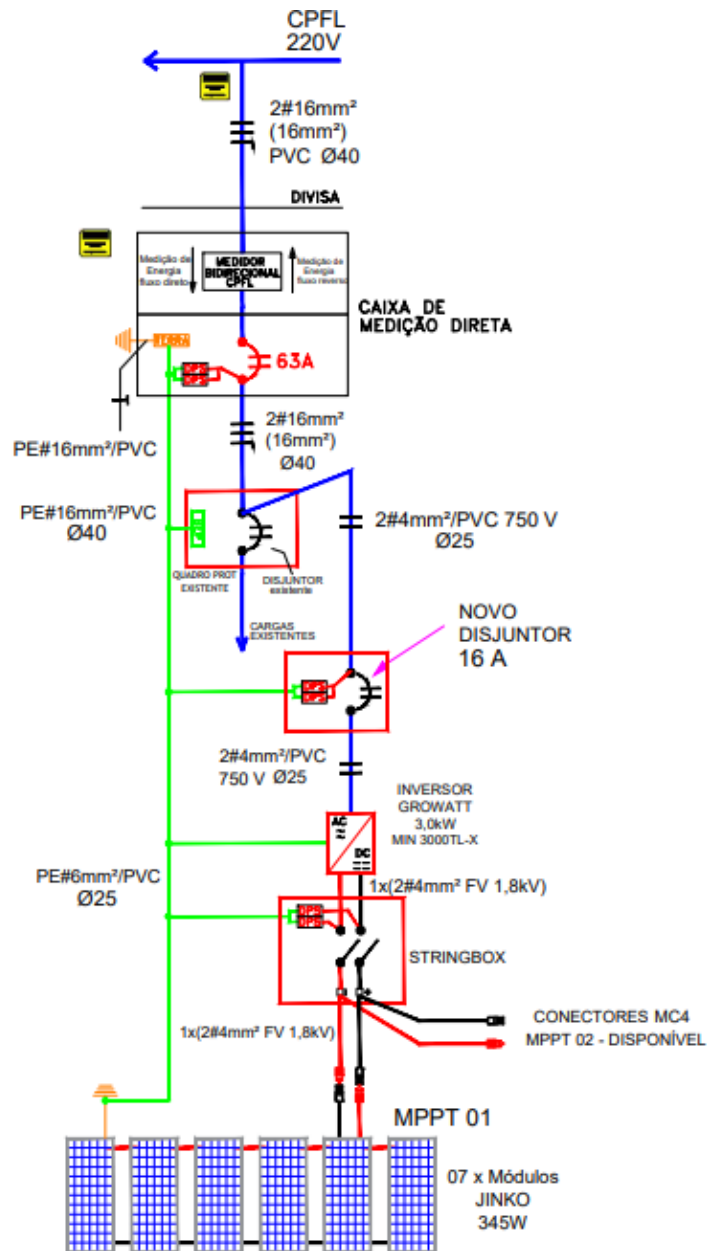


Figura 20: Diagrama unifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica.

Fonte: O autor (2022).

A Figura 20 é apresentada com mais detalhes em Anexo I.

4.3 PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA MULTIFILAR

A Figura 21 apresenta o diagrama multifilar da UC, com enfoque nas ligações elétricas entre os componentes da usina solar fotovoltaica. Este diagrama traduz fielmente as conexões efetuadas no ato da instalação física do sistema.

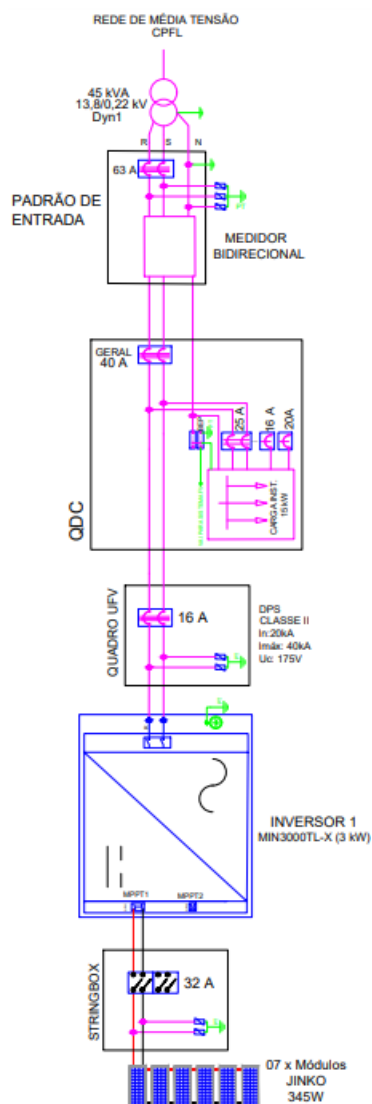


Figura 21: Diagrama multifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica.

Fonte: O autor (2022).

A Figura 21 é apresentada com mais detalhes no Anexo II.

5- Referências Bibliográficas

- [1] CRESESB, [Online]. Disponível em : <http://cresesb.cepel.br/index.php#data>. [Acesso em 16 07 2022].
- [2] GROWATT, [Online]. Disponível em: https://download.aldo.com.br/pdfprodutos/Produto68202IdArquivo26626.pdf?_ga=2.115636613.247394596.1659928182-1141360404.1632793702. [Acesso em 16 07 2022].
- [3] JINKO, [Online]. Disponível em: https://download.aldo.com.br/pdfprodutos/Produto176680IdArquivo26720.PDF?_ga=2.115636613.247394596.1659928182-1141360404.1632793702. [Acesso em 16 07 2022].
- [4] CPFL, [Online]. Disponível em: <http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-15303.pdf>. [Acesso em 07 08 2022].
- [5] CPFL, [Online]. Disponível em: <http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-13.pdf>. [Acesso em 07 08 2022].
- [6] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro, 2004.
- [7] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16612: Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8 kV C.C. entre condutores - Requisitos de desempenho. Rio de Janeiro, 2020.

6- Anexos

6.1 ANEXO I

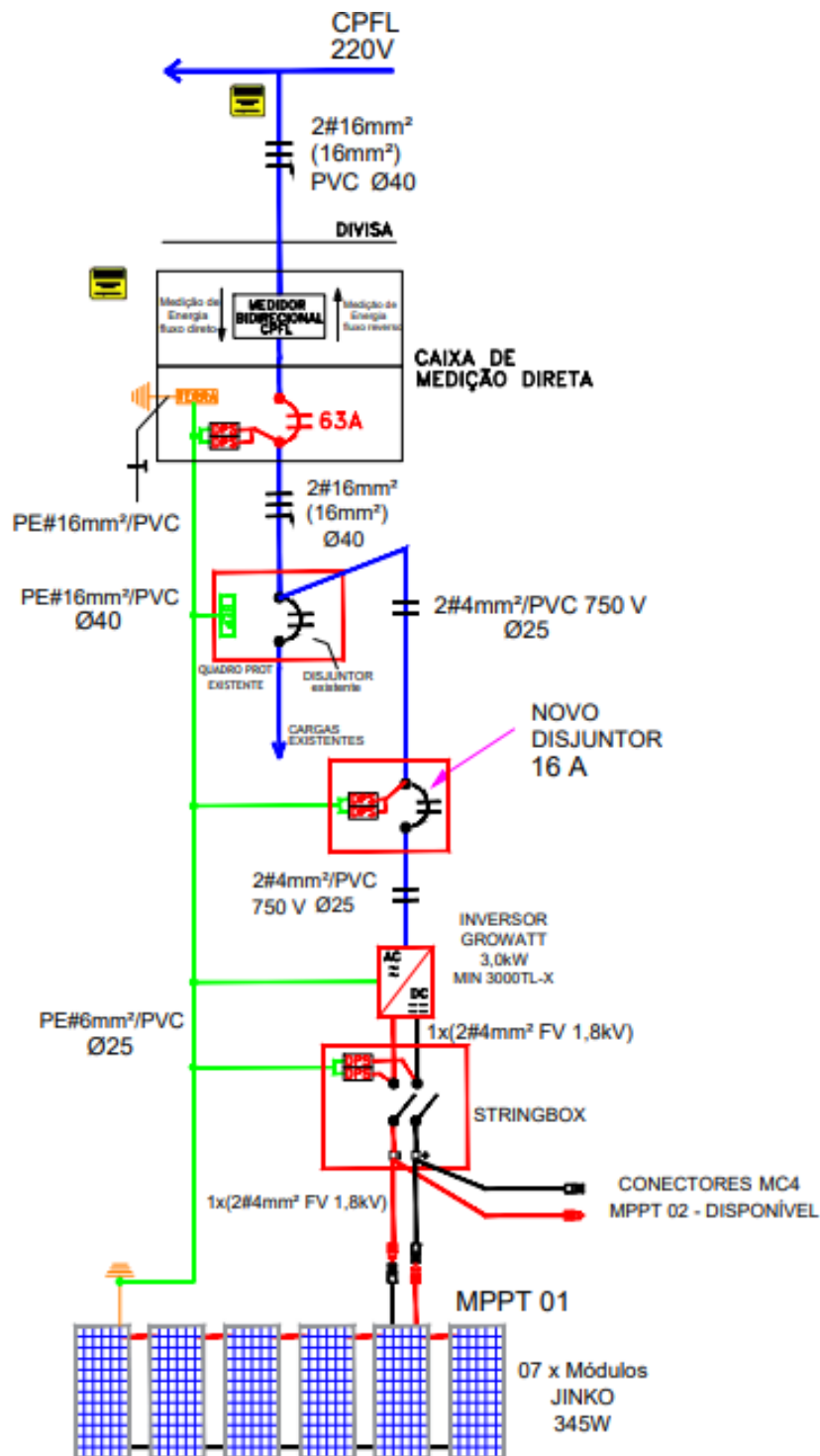


Figura 22 Diagrama unifilar da UC ampliado.

Fonte: O autor (2022).

6.2 ANEXO II

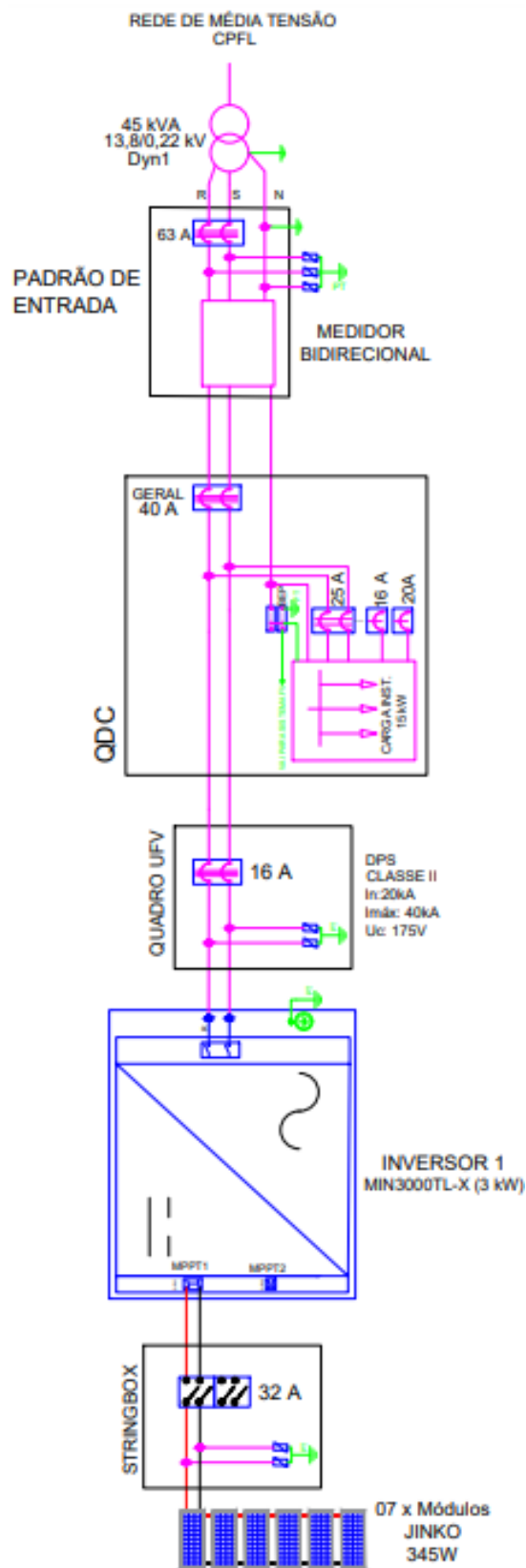


Figura 23: Diagrama multifilar da UC ampliado.

Fonte: O autor (2022).

