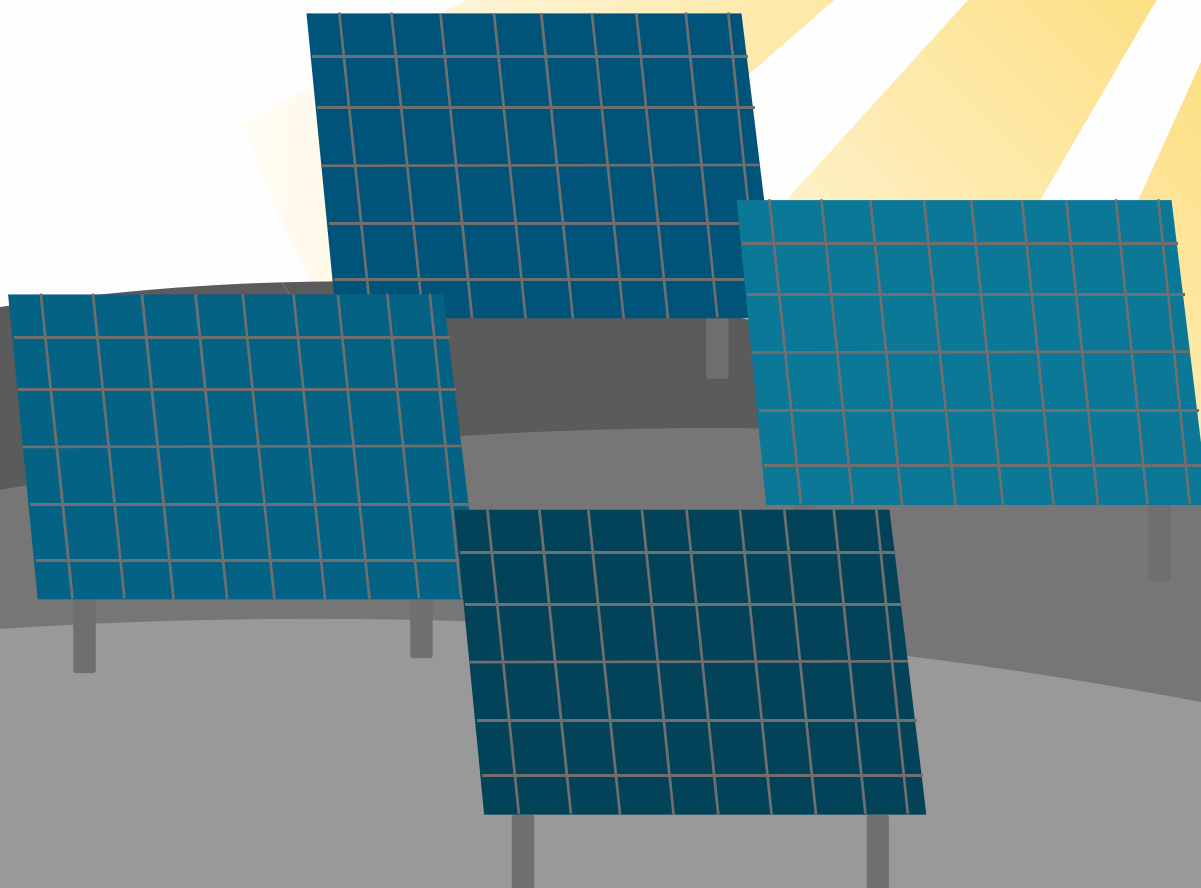


Universidade Federal de Viçosa - UFV
Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas - CCE
Departamento de Engenharia Elétrica - DEL



**Dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico de
33,75kWp e 45,45kWp para o mesmo cliente no município de
Tamandaré PE.**

ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Aluno: Antônio da Cunha Cavalcante Neto
Orientador: Prof. Me. William Caires Silva Amorim
Viçosa, 30 de setembro de 2022.

Antônio da Cunha Cavalcante Neto

Dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico de 33,75kWp e 45,45kWp para o mesmo cliente no município de Tamandaré PE.

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. William Caires Silva Amorim

Viçosa, 30 de setembro de 2022.

ATA DE APROVAÇÃO

Antônio da Cunha Cavalcante Neto

Dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico de 33,75kWp e 45,45kWp para o mesmo cliente no município de Tamandaré PE.

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. William Caires Silva Amorim

Instituto Federal de Minas Gerais - Campus Itabirito

Membro Titular: Prof. Diury Gonçalves

Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: Prof. Rodrigo Cassio de Barros

Universidade Federal de Viçosa

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho

Aos meus pais, Antônio Cavalcante e Rosineide Gomes, que estiveram sempre ao meu lado, demonstrando um apoio incondicional em todos os momentos.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de dirigir meus sinceros agradecimentos a todos os elementos e funcionários da Universidade Federal de Viçosa e ao Gesep, que me acolheram durante todo o meu curso.

Ao meu orientador, professor William Caires Silva Amorim, gostaria de agradecer todo apoio e toda disponibilidade prestada durante a realização do TCC.

Agradeço também ao meu sócio Felipe Silva e toda equipe da empresa Solar Cavalcante Engenharia, pelo apoio e excelência no desenvolvimento das atividades. E ao parceiro e cliente Manoel Pedrosa, proprietário das Pousada Solar da Praia e Solar dos Carneiros, por autorizar a realização do estudo e compartilhar os dados necessários.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo apresentar o estudo solar fotovoltaico para um cliente de microgeração. O sistema solar foi dimensionado a partir da análise do consumo energético mensal em duas unidades consumidoras no mesmo município. Foram elaborados projetos individuais para cada UC, deixando-as com geração junto a carga. A usina fotovoltaica 01 tem 75 módulos, totalizando 33,75 KWp e a usina 02 tem 101 módulos com potência total de 45,45 KWp. Os dois sistemas foram instalados nos telhados de cada edificação, onde um foi direcionado para o leste e o outro para o sul, ambos em telhado cerâmico e sem sombreamento. A verificação de redução no consumo em cada uma das contas, ficou em média 98%, após a instalação do sistema solar fotovoltaico.

Palavras-chave: Microgeração, Sistema Fotovoltaico, Geração junto a carga.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Histórico de consumo do imóvel 01.	14
Figura 2: Histórico de consumo do imóvel 02.	15
Figura 3: Detalhes de faturamento do imóvel 01.....	16
Figura 4: Detalhes de faturamento do imóvel 02.....	16
Figura 5: Imagem de satélite da UC 01 retirada go google maps.	17
Figura 6: Imagem de satélite da UC 02 retirada go google maps.	17
Figura 7: Medidor de energia da UC 01.	18
Figura 8: Medidor de energia da UC 02.	18
Figura 9: Disjuntor do medidor de energia da UC 01.	19
Figura 10: Disjuntor do medidor de energia da UC 02.	19
Figura 11: Local de instalação do inversor da Usina Fotovoltaica (UF) 01.	20
Figura 12: Local de instalação do inversor da Usina Fotovoltaica (UF) 02.	20
Figura 13: Local de instalação dos módulos fotovoltaicos da UF 01.....	21
Figura 14: Local de instalação dos módulos fotovoltaicos da UF 02.....	21
Figura 15: Detalhamento das perdas no sistema (calculadora de perdas no site da NREL) ...	22
Figura 16: Detalhamento da posição dos módulos na UF 01	24
Figura 17: Detalhamento da posição dos módulos na UF 02	24
Figura 18: Irradiação solar na cidade de Tamandaré PE. Com inclinação em 20° e azimute em 90°.....	25
Figura 19: Irradiação solar na cidade de Tamandaré PE. Com inclinação em 20° e azimute em 180°.....	26
Figura 20: Inversor solar Sofar 30.000TL-G2.....	29
Figura 21: Inversor solar Sofar 50.000TL.....	29
Figura 22: Chave seccionador e DPS CC.....	30
Figura 23: Disjuntores e DPS CA.....	31
Figura 24: Esquema de aterramento da usina fotovoltaica. A caixa do medidor é indicada na figura como “CM”	34
Figura 25: Conexão do aterramento na haste, com conector GTDU. Na caixa de inspeção. ...	34
Figura 26: Modelo de perfuração com o parafuso autobracante prisioneiro para estrutura de madeira, em anox inox, 25cm, 10mm de bitola.....	35
Figura 27: Modelo de fixação do trilho no parafuso prisioneiro	35

Figura 28: Modelo de fixação do terminal final no trilho e módulos.....	36
Figura 29: Modelo de fixação do terminal intermediário no trilho e módulos	36
Figura 30: Trilhos e parafusos prisioneiros fixados no telhado do projeto	37
Figura 31: Estrutura completamente fixadas, com vedações nas partes que foram furadas, onde foi utilizada manta asfáltica de 10cm.	37
Figura 32: Antes e depois dos valores na conta de luz da UF01	39
Figura 33: Antes e depois dos valores na conta de luz da UF02	39
Figura 34: Fluxo de caixa em 25 anos	41
Figura 35: Payback de acordo com o fluxo de caixa acumulado	42
Figura 36: Diagrama unifilar básico para a Celpe. Usina UF01	43
Figura 37: Diagrama unifilar básico para a Celpe. Usina UF02	44
Figura 38: Padrão de entrada com caixa de medição e medidor bidirecional.	44
Figura 39: Modelo da lista de rateio solicitada pela Celpe.	45
Figura 40: Placa de advertência que deve ser instalada na usina FV, próxima à caixa de medição (medidas 25 x 18 cm).	47

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Consumo médio atual e futuro do imóvel 01.....	15
Tabela 2: Consumo médio atual e futuro do imóvel 02.....	15
Tabela 3: Parâmetros do Módulo Fotovoltaico modelo PS450M4-24/TH do fabricante PhonoSolar.....	26
Tabela 4: Parâmetros do Inversor Fotovoltaico modelo 30.000TL-G2 do fabricante Sofar.....	28
Tabela 5: Parâmetros do Inversor Fotovoltaico modelo 50.000TL do fabricante Sofar.....	28
Tabela 6: Redução de consumo nas contas de luz.....	38
Tabela 7: Parâmetros financeiros das micro usinas.....	40
Tabela 8: Resultados financeiros.....	42
Tabela 9: Requisitos de segurança e qualidade de acordo com o PRODIST – Celpe.....	46
Tabela 10: Condições de tensão ponto de conexão comum e tempo de desligamento máximo.....	47

LISTA DE ABREVIÇÃO

UF	Usina Fotovoltaica
UC	Unidade Consumidora
NREL	National Renewable Energy Laboratory
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
STC	Condições de Teste Padrão / Standard Testing Conditions
MFV	Módulo Fotovoltaico
MPPT	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência / Maximum Power Point Tracking
NBR	Norma Brasileira

LISTA DE SÍMBOLOS

$W_{\text{módulo}}$	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
FT	Fator de correção por temperatura
FA	Fator de correção por agrupamento
d	Distância do inversor ao medidor de energia
σ	Impedância
E	Energia

SUMÁRIO

1	ANÁLISE DO LOCAL DA INSTALAÇÃO	14
1.1	Análise do consumo de energia	14
1.2	Localização do sistema fotovoltaico	16
1.3	Análise do efeito de sombreamento e perdas no sistema	22
2	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	25
2.1	Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos	25
2.2	Dimensionamento dos inversores	27
2.3	Dimensionamento da proteção.....	30
2.4	Dimensionamento dos cabos c.c.....	31
2.5	Dimensionamento dos cabos CA.	32
2.6	Aterramento.....	33
2.7	Estrutura de fixação.....	35
3	ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA	38
3.1	Percentual de redução do consumo.....	38
3.2	Análise de despesas: manutenção, limpeza, concessionária, troca de equipamentos .	39
3.3	Fluxo de caixa	41
4	PROJETO ELÉTRICO	43
4.1	Diagrama unifilar básico	43
4.2	Lista de rateio	45
4.3	Memorial descritivo.....	45
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	48
5	ANEXOS	49
5.1	DATASHEET DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	49
5.2	DATASHEET DO INVERSOR UF 01	50
	50

DATASHEET DO INVERSOR UF 02.....51

5.3 IMPEDÂNCIA MÍNIMA PARA CALCULA DE QUEDA DE TENSÃO.....52

1 ANÁLISE DO LOCAL DA INSTALAÇÃO

Este capítulo tem objetivo de informar ao leitor sobre o estudo do local de instalação da usina fotovoltaica (UF), incluindo as análises do consumo de energia das unidades consumidoras, da área de instalação, assim como os efeitos de sombreamento e outras perdas no sistema de geração. O cliente possui duas unidades consumidoras e pretende fazer o uso do autoconsumo para diminuir seus custos mensais com a energia elétrica.

1.1 Análise do consumo de energia

O custo mensal com a conta de luz, depende do consumo energético em KWh (quilowatt-hora), tarifa de iluminação pública, icms e reativos. Cada unidade consumidora (UC) pode ter preços e tarifas diferentes, caso sejam alimentadas por concessionárias distintas. As duas UC's estão localizadas no município de Tamandaré, situado em Pernambuco e atendidas pela Neoenergia PE. As figuras 1 e 2 mostram os seus históricos de consumos reais, e as tabelas 1 e 2 mostram a média atual e o consumo estimado futuro, solicitado pelo cliente.

Figura 1: Histórico de consumo do imóvel 01.

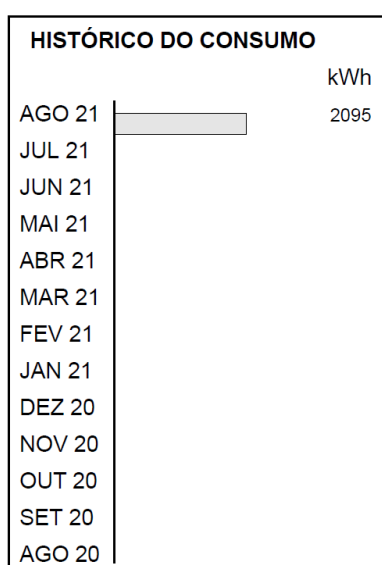


Tabela 1: Consumo médio atual e futuro do imóvel 01.

Item	KWh/mês médio no último ano
Consumo médio na conta de luz	2.095
Consumo futuro calculado	5.000

Figura 2: Histórico de consumo do imóvel 02.

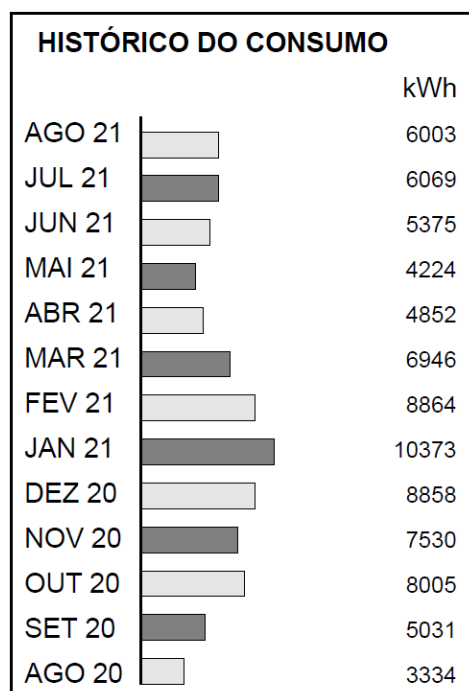


Tabela 2: Consumo médio atual e futuro do imóvel 02.

Item	KWh/mês médio no último ano
Consumo médio na conta de luz	6.574
Consumo futuro calculado	6.574

As informações sobre tarifas e custos mensais cobrados pela concessionária de energia local, podem ser observadas nas figuras 3 e 4:

Figura 3: Detalhes de faturamento do imóvel 01.

	QUANTIDADE	PREÇO(R\$)	VALOR(R\$)
Consumo Ativo(kWh)-TUSD	2.095,0000000	0,50460526	1.057,14
Consumo Ativo(kWh)-TE	2.095,0000000	0,40106725	840,23
Acréscimo Bandeira VERMELHA			290,71
Contrib. Ilum. Pública Municipal			189,53

Figura 4: Detalhes de faturamento do imóvel 02.

	QUANTIDADE	PREÇO(R\$)	VALOR(R\$)
Consumo Ativo(kWh)-TUSD	6.003,0000000	0,50460526	3.029,14
Consumo Ativo(kWh)-TE	6.003,0000000	0,40106725	2.407,60
Acréscimo Bandeira VERMELHA			833,04
Contrib. Ilum. Pública Municipal			189,53
ICMS Subvenção-CDE-NF 162195793-28/06/21			32,73

1.2 Localização do sistema fotovoltaico

O estudo e análise do local de instalação é fundamental para que o sistema solar fotovoltaico instalado para o cliente, possa ter a melhor eficiência e geração possível. Devem ser levados em consideração a área disponível para instalação, distância entre as conexões dos equipamentos e fatores que afetam a geração, como sombreamentos. Como o cliente possui dois imóveis, ambos foram analisados, onde foi verificado a necessidade de dividir o sistema na área de cada unidade consumidora, pois devido a quantidade de módulos fotovoltaicos, a área de apenas um dos imóveis não iria atender a necessidade para instalação.

O imóvel 01 está localizado no endereço: Rua Voluntários da Pátria, s/n - Ponta Verde. O imóvel 02 localiza-se em: Lote 2 quadra 25, Praia dos Carneiros, São José do Pontal, Rua 13. Ambos em Tamandaré - PE, CEP 55578-000. A imagem de satélite da UC 01 pode ser vista na figura 5 e da UC 02 na figura 6.

Figura 5: Imagem de satélite da UC 01 retirada do google maps.

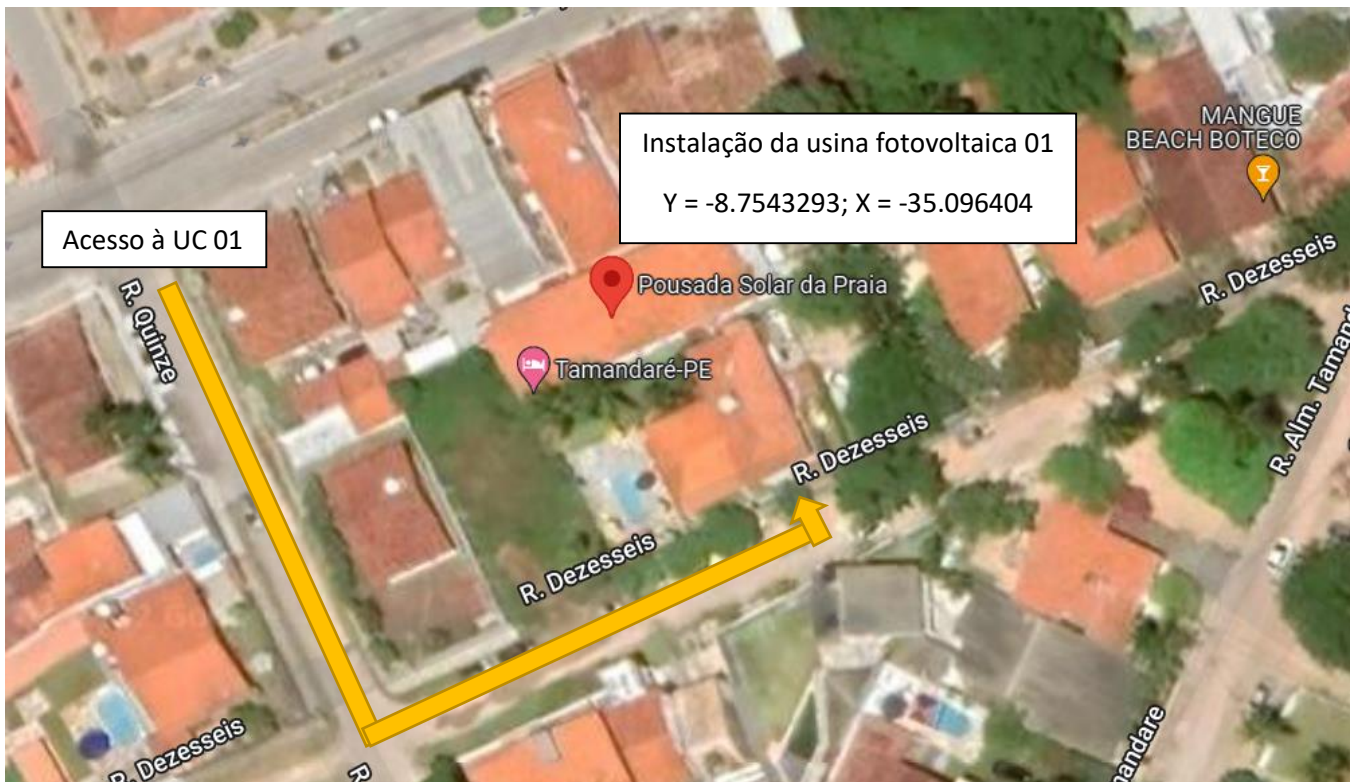


Figura 6: Imagem de satélite da UC 02 retirada do google maps.



O medidor de energia, conforme a figura 7 e 8, está localizado na frente de ambos os imóveis, e possui disjuntores de 100 A, conforme as figuras 9 e 10.

Figura 7: Medidor de energia da UC 01.



Figura 8: Medidor de energia da UC 02.



Figura 9: Disjuntor do medidor de energia da UC 01.



Figura 10: Disjuntor do medidor de energia da UC 02.



A Figura 11 e 12 ilustram onde os inversores serão instalados, sendo que a distância até o medidor no imóvel 01 é de 15 metros e no imóvel 2 de 13 metros.

Figura 11: Local de instalação do inversor da Usina Fotovoltaica (UF) 01.

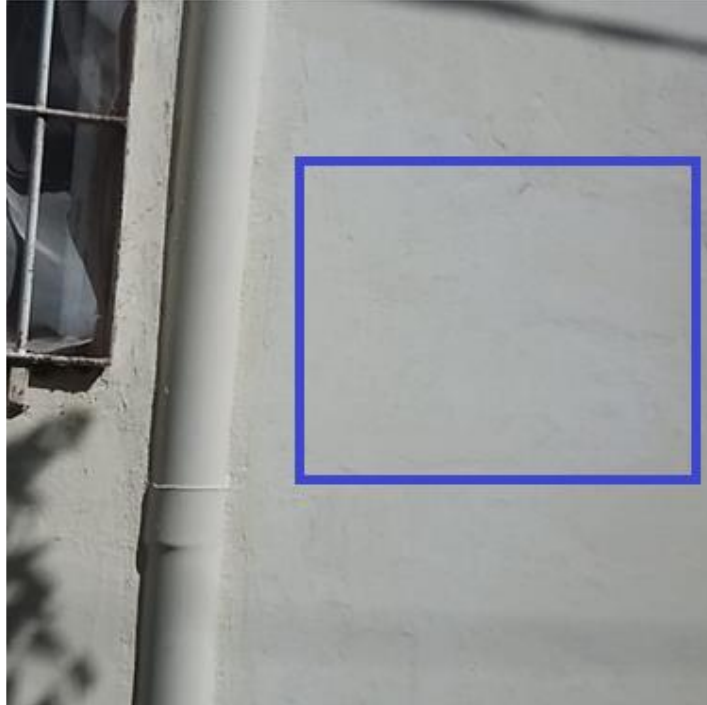


Figura 12: Local de instalação do inversor da Usina Fotovoltaica (UF) 02.



As figuras 13 e 14, registradas por satélite, mostram os melhores locais no telhado dos imóveis 01 e 02, com a melhor área e livre de sombreamento.

Figura 13: Local de instalação dos módulos fotovoltaicos da UF 01.













Figura 14: Local de instalação dos módulos fotovoltaicos da UF 02.



1.3 Análise do efeito de sombreamento e perdas no sistema

Nem sempre é possível posicionar os módulos fotovoltaicos de modo a ter a melhor geração de energia ao longo do ano. Para o correto dimensionamento da UF, é necessário fazer a análise das perdas que podem ocorrer por efeito de sombreamento, pelo posicionamento dos módulos em arranjo não ótimo e pelos cabos elétricos. Nos parágrafos abaixo, os percentuais de perdas foram determinados pelo PVWatts – NREL (National Renewable Energy Laboratory), com detalhamento e valores estimados citados nos parágrafos abaixo e aplicados na figura 15, obtendo-se o valor total de perdas. A porcentagem de perdas do sistema padrão é apropriada para a maioria dos sistemas fotovoltaicos típicos.

Figura 15: Detalhamento das perdas no sistema (calculadora de perdas no site da NREL)

Sujeira (%):	<input type="text" value="2"/>	
Sombreamento (%):	<input type="text" value="3"/>	
Neve (%):	<input type="text" value="0"/>	
Incompatibilidade (%):	<input type="text" value="2"/>	
Fiação (%):	<input type="text" value="2"/>	
Conexões (%):	<input type="text" value="0.5"/>	
Degradação Induzida por Luz		
(%):	<input type="text" value="1.5"/>	
Classificação da placa de identificação (%):	<input type="text" value="1"/>	
Era (%):	<input type="text" value="0"/>	
Disponibilidade (%):	<input type="text" value="3"/>	

Perdas Estimadas do Sistema:

14,08%

As perdas devido a sujeira e outros materiais estranhos na superfície do módulo fotovoltaico que impedem que a radiação solar atinja as células. A sujeira depende da localização e do clima. Há maiores perdas de sujeira em áreas de alto tráfego, alta poluição e chuvas pouco frequentes. Para uma UF livre de sombreamento, adota-se o valor padrão de 2%.

Quanto ao sombreamento, é a redução da radiação solar incidente de sombras causadas por objetos próximos a UF, como prédios ou árvores. O valor padrão de 1% representa uma UF com pouco ou nenhum sombreamento.

Redução da produção anual do sistema devido à neve que cobre a UF é zero (0%), supondo que nunca haja neve no arranjo ou que o arranjo seja mantido livre de neve.

A incompatibilidade são perdas elétricas devido a pequenas diferenças causadas por imperfeições de fabricação entre os módulos na matriz que fazem com que os módulos tenham características de corrente-tensão ligeiramente diferentes. O valor padrão de é 2%.

Na fiação, tem as perdas resistivas nos fios CC e CA conectando módulos, inversores e outras partes do sistema. O valor padrão é 2%.

Nas conexões, considera as perdas resistivas em conectores elétricos no sistema. O valor padrão é 0,5%.

A degradação é o efeito da redução da potência do arranjo durante os primeiros meses de operação causada pela degradação induzida pela luz das células fotovoltaicas. O valor padrão é 1,5%.

A perda de classificação da placa de identificação é responsável pela precisão da classificação da placa de identificação do fabricante. As medições de campo das características elétricas dos módulos fotovoltaicos na UF podem mostrar que eles diferem de sua classificação na placa de identificação. Uma perda de classificação de placa de identificação de 5% indicaria que o teste produziu medições de potência em Condições de Teste Padrão (STC) que foram 5% menores que a classificação de placa de identificação do fabricante. O valor padrão é 1%.

A Era é o efeito do intemperismo dos módulos fotovoltaicos no desempenho da UF ao longo do tempo. O valor padrão é zero (0%).

E por fim, a disponibilidade, que é a redução na saída do sistema devido ao desligamento programado e não programado do sistema para manutenção, interrupções na rede e outros fatores operacionais. O valor padrão é 3%.

Considerando todas as perdas, o valor total é igual a 14,08%, resultando numa eficiência global, do sistema, de 85,92%.

Na figura 16 e 17, foram aplicados os valores de acordo com o posicionamento do arranjo de módulos no telhado, com auxílio do Google Maps, onde mostra a orientação do telhado com relação ao norte verdadeiro. Foi medido in loco o ângulo azimutal de $\gamma = 90^\circ$ e inclinação de $\beta = 20^\circ$ na UF 01 e $\gamma = 180^\circ$ e inclinação de $\beta = 20^\circ$ na UF 02. Ambas em telhado cerâmico com módulos tipo padrão no mercado.

Figura 16: Detalhamento da posição dos módulos na UF 01

Tamanho do Sistema DC (kW):	1
Tipo de módulo:	Padrão
Tipo de matriz:	Fixo (montagem no teto)
Perdas do Sistema (%):	14.08
Inclinação (graus):	20
Azimute (graus):	90

Figura 17: Detalhamento da posição dos módulos na UF 02

Tamanho do Sistema DC (kW):	1
Tipo de módulo:	Padrão
Tipo de matriz:	Fixo (montagem no teto)
Perdas do Sistema (%):	14.08
Inclinação (graus):	20
Azimute (graus):	180

2 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Este capítulo tem como objetivo apresentar os critérios de dimensionamento utilizados para determinar os componentes que integram a UF, tais como modelo, quantidade, parâmetros e potência dos módulos e inversores. Também serão dimensionados os dispositivos de proteção, dos cabos CC e CA, aterramento e da estrutura de fixação dos módulos.

2.1 Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos (MFV) são dimensionados de acordo com a necessidade energética do cliente, a irradiância solar do local de instalação e a eficiência da UF. Iniciando consumo, de acordo com o perfil das duas UFs, segundo as tabelas 1 e 2, o consumo médio diário total é igual a:

$$\text{Consumo UF 01} = 5000/30 \approx 166,67 \text{ KWh/dia}$$

$$\text{Consumo UF 02} = 6574/30 \approx 219,14 \text{ KWh/dia}$$

A irradiação solar da cidade pode ser determinada pelo site do PVWatts [2]. A cidade de Tamandaré possui o perfil conforme a figura 18 e 19, resultando numa média de 5,88KWh/m²/dia para a UF 01 e 5,66 KWh/m²/dia para a UF 02.

Figura 18: Irradiação solar na cidade de Tamandaré PE. Com inclinação em 20° e azimute em 90°.

Mês	Radiação solar ² (kWh / m ² / dia)	Energia CA (kwh)
Janeiro	6.53	148
Fevereiro	6.33	130
Marçar	6.39	144
abril	5.73	125
Poderia	4.75	109
Junho	4.43	100
Julho	4.66	108
Agosto	5.38	125
Setembro	6.15	137
Outubro	6.54	149
novembro	6.90	151
dezembro	6.71	152
Anual	5.88	1,578

Figura 19: Irradiação solar na cidade de Tamandaré PE. Com inclinação em 20° e azimute em 180°.

Mês	Radiação solar ² (kWh / m ² / dia)	Energia CA (kwh)
Janeiro	7,16	163
Fevereiro	6,56	134
Marchar	6,11	139
abril	4,99	109
Poderia	3,88	88
Junho	3,49	78
Julho	3,72	86
Agosto	4,59	106
Setembro	5,74	128
Outubro	6,64	152
novembro	7,52	165
dezembro	7,46	169
Anual	5,66	1.517

Já a eficiência da UF dependerá, dentre outros fatores, dos MFV. Para este projeto, em ambas as usinas, foram escolhidos módulos da empresa PhonoSolar, cujo *datasheet* se encontra no anexo 6.1, com as seguintes propriedades:

Tabela 3: Parâmetros do Módulo Fotovoltaico modelo PS450M4-24/TH do fabricante PhonoSolar.

Parâmetros	Valor
Potência do módulo em condição de testes padrão (STC) [W]	450
Eficiência do módulo fotovoltaico - ϵ [%]	20,61
Área do módulo fotovoltaico [m ²]	2,183
Tensão de circuito aberto - Voc [V]	49,24
Tensão de máxima potência - Vmp [V]	41,40
Corrente de curto-circuito - Isc [A]	11,38
Corrente de máxima potência - Imp [A]	10,87
Coef V [%/°C] [Voc]	-0,30%
Tensão máxima do sistema [Vdc]	1.000

O número de módulos, N, necessários para atender a necessidade energética do cliente vai depender da quantidade de energia gerada por cada unidade, $W_{\text{módulo}}$. Esse quantitativo leva em consideração a irradiação solar no local de instalação, área dos módulos, da eficiência de cada MFV e das perdas do sistema, segundo a seção 1.3. Sendo assim, temos que:

$$W_{\text{módulo}} = \text{Irradiação média} \times \text{Área módulo} \times \eta_{\text{módulo}} \times \text{Perda sistema}$$

$\eta_{\text{módulo}}$ = Eficiência do módulo.

Substituindo os dados na fórmula, obtém-se:

$$W_{\text{módulo, UF01}} = 5,88 \times 2,183 \times 0,2061 \times 0,8592 = 2,273 \text{ KWh/dia}$$

$$W_{\text{módulo, UF02}} = 5,66 \times 2,183 \times 0,2061 \times 0,8592 = 2,188 \text{ KWh/dia}$$

O número de módulos necessários é determinado por:

$$N = \text{Consumo diário} / W_{\text{módulo}}$$

$$NUF01 = 166,67 / 2,273 \approx 75 \text{ módulos}$$

$$NUF02 = 219,14 / 2,188 \approx 101 \text{ módulos}$$

2.2 Dimensionamento dos inversores

Para dimensionar os inversores, é necessário levar em consideração a potência total, a corrente de curto circuito e a tensão de circuito aberto dos MFV. Sendo desejável que:

$$P_{\text{inversor}} > P_{\text{arranjo}}$$

$$I_{\text{inversor}} > I_{\text{sc}}$$

$$V_{\text{inversor}} > N_{\text{string}} \times 1,2 \times V_{\text{oc}}$$

Onde o número 1,2 é utilizado como fator de segurança, P_{inversor} , I_{inversor} e V_{inversor} são a potência, a corrente e a tensão máxima suportada pelo inversor.

E P_{arranjo} é a potência de pico do arranjo dos MFV e totaliza:

$$P_{\text{arranjo}} = N \times P_{\text{módulo}}$$

$$P_{\text{arranjo, UF01}} = 75 \times 450 = 33.300 \text{ Wp} = 33,75 \text{ KWp}$$

$$P_{\text{arranjo, UF02}} = 101 \times 450 = 45.450 \text{ Wp} = 45,45 \text{ KWp}$$

Considerando que na UF01 e UF02 tem 15 módulos no máximo por string (linha de módulos a serem conectados na entrada do inversor), então:

$$I_{\text{inversor, UF01, UF02}} > I_{\text{sc, UF01, UF02}} > 11,38 \text{ A}$$

$$V_{\text{inversor, UF01, UF02}} > 15 \times 1,2 \times 49,24 > 886,32 \text{ V}$$

Alguns modelos de inversores atendem as condições acima, onde foi escolhido para análise e aplicação os inversores de modelo 30.000TL-G2 e 50.000TL, ambos do fabricante Sofar, conforme *datasheet* no anexo 6.2. Seguem nas tabelas 4 e 5 os parâmetros:

Tabela 4: Parâmetros do Inversor Fotovoltaico modelo 30.000TL-G2 do fabricante Sofar.

Parâmetros	Valor
Máxima potência em condição de testes padrão (STC) [W]	43.890
Máxima tensão CC [V]	1.100
Faixa de operação SPMP (MPPT) [m ²]	580~850
Tensão CC de partida [V]	250
Corrente CC máxima [A]	37,5
Número de Strings	6
Número de SPMP(MPPT)	2
Potência CA nominal [W]	30.000
Máxima Potência CA [W]	30.000
Saída nominal CA [Vca]	220-380
Máxima corrente de saída (A)	48A
Máxima Eficiência [%]	98,4
Eficiência SPMP (MPPT) [%]	>99,9

Tabela 5: Parâmetros do Inversor Fotovoltaico modelo 50.000TL do fabricante Sofar.

Parâmetros	Valor
Máxima potência em condição de testes padrão (STC) [W]	66.500
Máxima tensão CC [V]	1.000
Faixa de operação SPMP (MPPT) [m ²]	530~800
Tensão CC de partida [V]	350
Corrente CC máxima [A]	48/36/36
Número de Strings	12 (4/3/3)
Número de SPMP(MPPT)	3
Potência CA nominal [W]	50.000
Máxima Potência CA [W]	50.000
Saída nominal CA [Vca]	220-380
Máxima corrente de saída (A)	80A
Máxima Eficiência [%]	98,5
Eficiência SPMP (MPPT) [%]	>99,9

Nota-se que os parâmetros dos inversores atendem as condições de tensão e corrente, segundo as especificações técnicas, disponibilizada pelo próprio fabricante, sendo assim, esses modelos podem ser utilizados nas UF01 e UF02.

Já para o critério de potência, temos que:

$$P_{\text{inversor}} < P_{\text{arranjo}}$$

$$P_{\text{inversor,UF01}} < P_{\text{arranjo,UF01}} = 33,75 \text{ KWp}$$

$$P_{\text{inversor,UF02}} < P_{\text{Parranjo,UF02}} = 45,45 \text{ KWp}$$

Sendo assim, os modelos de inversores atendem completamente as duas UF, pois o inversor da UF01 tem máxima potência de entrada igual a 43,89 KWp e o da UF02 igual a 66,50KWp, de acordo com as especificações do fabricante. Abaixo nas figuras 20 e 21, os dois modelos de inversores utilizados no projeto.

Figura 20: Inversor solar Sofar 30.000TL-G2



Figura 21: Inversor solar Sofar 50.000TL



2.3 Dimensionamento da proteção

Dois tipos de dimensionamento de proteção são necessários para o sistema solar. Sendo a proteção para Corrente Contínua (CC) e Corrente Alternada (CA). O primeira refere-se a proteção entre os módulos fotovoltaicos e o inversor e o segunda do inversor até a conexão na rede da concessionária local de energia.

Proteção em CC

Os componentes utilizados para a proteção do lado CC foram a chave seccionadora e DPS (Dispositivo de proteção contra surtos), apresentados na figura 22. Estes são normalmente acondicionados dentro de caixas conhecidas como string box/combiner box ou dentro do próprio inversor.

Figura 22: Chave seccionador e DPS CC



Para dimensionar a chave seccionadora, apresentada na Figura 22, deve levar em consideração a máxima tensão e corrente da string. Os módulos da UF01 serão conectados em dois MPPTs com três strings com 15 módulos no MPPT1 e duas strings com 15 módulos no MPPT2. Já na UF02, serão três MPPTs, sendo três strings com 15 módulos no MPPT1, três strings com 14 módulos no MPPT2 e uma string com 14 módulos no MPPT3:

$$V_{m\acute{a}x, UF01, UF02} = 15 \times 49,24 = 738,60 \text{ V}$$

$$I_{m\acute{a}x, UF01 \text{ e } UF02} = 11,38 \text{ A}$$

A chave seccionadora de 1000 V/16 A atende os requisitos para cada string.

Por fim, os DPSs são dimensionados de acordo com a tensão V_{oc} do circuito. De acordo com os valores encontrados para $V_{m\acute{a}x, UF01} = 689,36 \text{ V}$ e $V_{m\acute{a}x, UF02} = 738,60 \text{ V}$, o DPS de 1040 V/40 KA atende os requisitos.

Proteção em CA

Os componentes que fazem parte da proteção CA são os DPS e o disjuntor, de acordo com a figura 23. O dimensionamento do primeiro depende da tensão entre a fase e o terra. Para uma rede de 220 V, o DPS 275 V / 20 kA é adequado.

Para dimensionar o disjuntor, é feito observando o seguinte critério:

$$I_{projeto} < I_{disjuntor} < I_{cabo}$$

onde $I_{projeto}$ é a corrente CA considerando a potência máxima da usina, $I_{disjuntor}$ é a corrente nominal do disjuntor e I_{cabo} a corrente que o cabo consegue conduzir com segurança. Este critério garante que em condições normais, ou seja, o circuito conduzindo uma corrente menor ou igual a de projeto, o disjuntor não abra o circuito. Também garante que, em caso de uma falha, o disjuntor desarme antes que a corrente exceda a capacidade de condução do cabo. De acordo com a corrente de saída dos inversores, UF01 = 48A e UF02 = 80A, disjuntores de 63A e 100A atendem aos requisitos.

Figura 23: Disjuntores e DPS CA



2.4 Dimensionamento dos cabos c.c.

Os cabos CC são dimensionados de acordo com a norma NBR 16612. Tendo como parâmetros o tipo de instalação, temperatura do ambiente, tamanho do circuito e a corrente conduzida. Determina-se a seção dos cabos de acordo com a sua capacidade de condução e pela queda de tensão.

A norma informa que quando o lado CC da instalação é protegido por dispositivos de proteção, a corrente nominal deve ser considerada como corrente de projeto CC, ou seja, aquela que o cabo deve suportar. De acordo a seção 2.3, a corrente nominal da chave seccionadora no lado CC é 16A por string.

$$I_{projetoCC} = I_{chave.seccionadora} = 16 A$$

A capacidade de condução de corrente é alterada de acordo como os cabos estão instalados. Para cabos unipolares na horizontal, encostados um ao outro, instalados ao ar livre protegidos do sol, uma temperatura ambiente de 30 °C e uma corrente de projeto de 15 A, de acordo com a Tabela C.2 em anexo C, retirada da norma 16612, a seção dos cabos CC deve ser de 1,5 mm².

Já o critério de queda de tensão é pensado para que o potencial elétrico, nos terminais do inversor, não diminua de um certo percentual. Segundo este critério, a seção do cabo pode ser determinada por:

$$S = (L \times I_{projeto}) / (\sigma \times V_m)$$

onde L é o comprimento do cabo, σ a condutividade do cobre em 90 °C e V_m é a queda de tensão máxima permitida. Para o comprimento de cabo igual a 30 m, $\sigma = 44 S$, queda de tensão máxima de 2 % e $V_m = 15 \times V_{oc} = 738,6 V$, temos que:

$$S = (30 \times 16) / (44 \times 0,02 \times 738,6) = 0,739 \text{ mm}^2$$

Sendo assim, com esses resultados, deve-se escolher o cabo de maior seção, no caso, o de 1,5 mm².

Para o projeto, de acordo com disponibilidade de cabos no mercado e estoque de fornecedores, foram instalados cabos CC com 6mm², para todas as strings na UF01e UF02.

2.5 Dimensionamento dos cabos CA.

O cabeamento CA é utilizado entre o inversor e o medidor, já que o inversor transforma corrente contínua em alternada. Para o dimensionamento, é necessário levar em conta a seção mínima, queda de tensão e capacidade de condução de corrente.

De acordo com a norma NBR 5410, para o cálculo da corrente de projeto CA, outras informações se fazem necessária, são elas:

- Potência CA (limitada pelo inversor): 30 kW e 50 KW
- Tensão RMS da linha: 380 V
- Distância ao medidor de energia: 15 m
- Temperatura ambiente: 30 °C
- Número de condutores carregados: 3
- Número de circuitos na linha elétrica: 1
- Fator de correção de temperatura: 1
- Fator de correção de agrupamento: 1

A corrente RMS nominal, para o circuito bifásico, é determinada por:

$$I_{uf,01} = P/V = 30.000/380 = 78,95 \text{ A}$$

$$I_{uf,02} = P/V = 50.000/380 = 131,58 \text{ A}$$

Deve ser levado em consideração os fatores de correção da temperatura ambiente (FT) e o agrupamento de circuitos dentro do eletroduto (FA). Ambos os fatores são unitários para o projeto da usina. Assim temos:

$$I_{projetoCA,UF01} = I \times FT \times FA = 78,95 \times 1 \times 1 = 78,95 \text{ A}$$

$$I_{projetoCA,UF02} = I \times FT \times FA = 131,58 \times 1 \times 1 = 131,58 \text{ A}$$

De acordo com a Tabela 36 no item 6 da norma NBR 5410, a seção mínima pelo critério de capacidade de corrente é de 25 mm² para a UF01 e de 50 mm² para a usina UF02.

Para o critério de queda de tensão, é necessário considerar a resistência elétrica do circuito e a corrente de projeto. Para uma queda de tensão máxima de 2% e uma distância do inversor ao medidor de 15 m, temos que a impedância mínima nestas condições vale:

$$Impedânciamínima,UF01 = (V \times 2\%) / I_{projeto} / d = (380 \times 0,02) / 78,95 / (15/1000) = 6,42 \text{ V/A}\cdot\text{Km}$$

$$Impedânciamínima,UF02 = (V \times 2\%) / I_{projeto} / d = (380 \times 0,02) / 131,58 / (15/1000) = 3,85 \text{ V/A}\cdot\text{Km}$$

onde d é a distância entre o inversor e medidor em quilômetros.

De acordo com o Anexo 5.2, a seção mínima para o cabo cobre da marca Cobrecom modelo GTEPROM Flex HEPR 90 °C 0,6/1 kV (condutor + isolamento PVC) é de 4 mm² para a UF01 e 6mm² para a UF02.

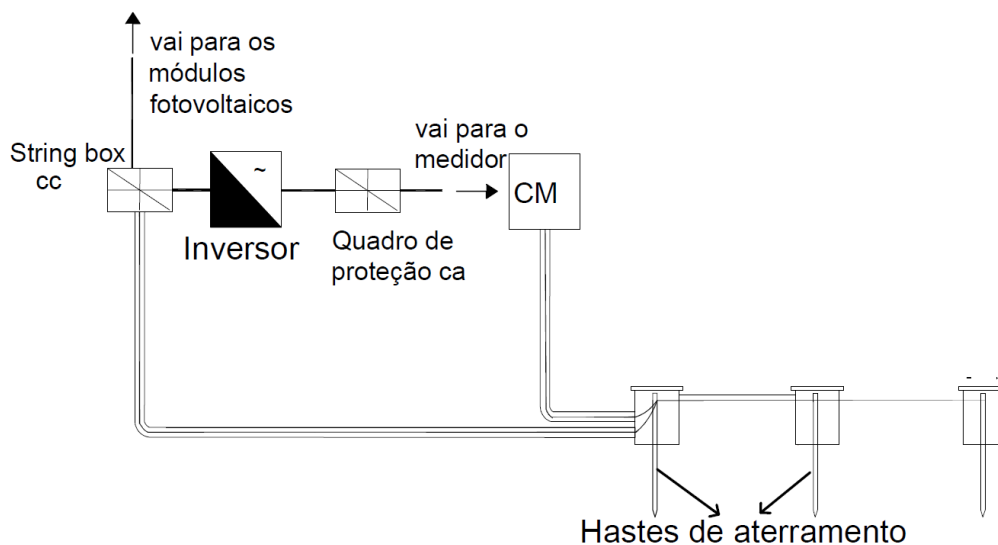
O cabo CA utilizado é escolhido para o pior caso considerando os 3 critérios.

Sendo assim, a seção do cabo CA para a usina 01 será 25 mm² e para a usina 02 será 50 mm².

2.6 Aterramento

No aterramento foram utilizadas três hastes de aterramento de 2,40m cada, instaladas em malha com distância de 2m entre cada uma, de acordo com a figura 24.

Figura 24: Esquema de aterramento da usina fotovoltaica. A caixa do medidor é indicada na figura como “CM”.



A ligação entre as hastes, foi realizada utilizando cabos de cobre nu com bitola de 16mm² e conectores GTDU também de cobre, de acordo com a figura 25.

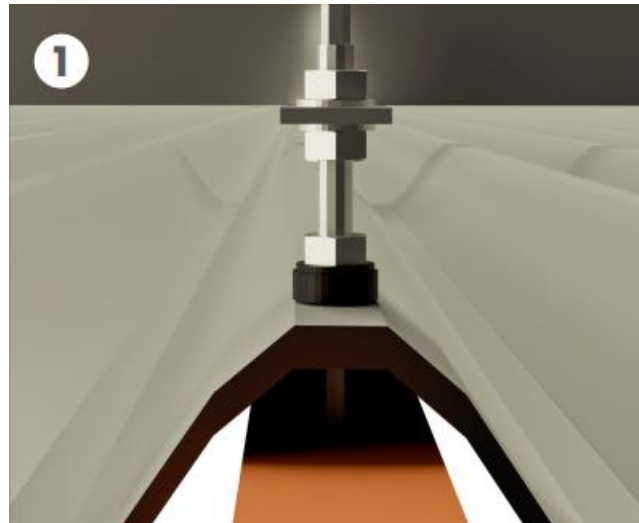
Figura 25: Conexão do aterramento na haste, com conector GTDU. Na caixa de inspeção.



2.7 Estrutura de fixação

Foram utilizadas estruturas de metálica de fixação da marca Romagnole. Os fixadores de ancoragem da estrutura no telhado, foram os Parafusos autobrocantes Rosca Dupla Pratic Lite, em aço inox com borrachas de vedação, de acordo com a figura 26.

Figura 26: Modelo de perfuração com o parafuso autobracante prisioneiro para estrutura de madeira, em anox inox, 25cm, 10mm de bitola.



Os trilhos para suporte dos módulos fotovoltaicos, foram de alumínio, com vão de apoio entre os fixadores de 1,8m e distanciamento entre os dois trilhos de suporte de 1,60m, como é mostrado na figura 27.

Figura 27: Modelo de fixação do trilho no parafuso prisioneiro



Os terminais finais (que ficam nas extremidades das mesas) e os terminais intermediários (ficam entre os módulos) são fixados diretamente nos trilhos e regulados de acordo com a espessura dos MFV, que no caso, foi de 35mm, como pode ver nas figuras 28 e 29.

Figura 28: Modelo de fixação do terminal final no trilho e módulos

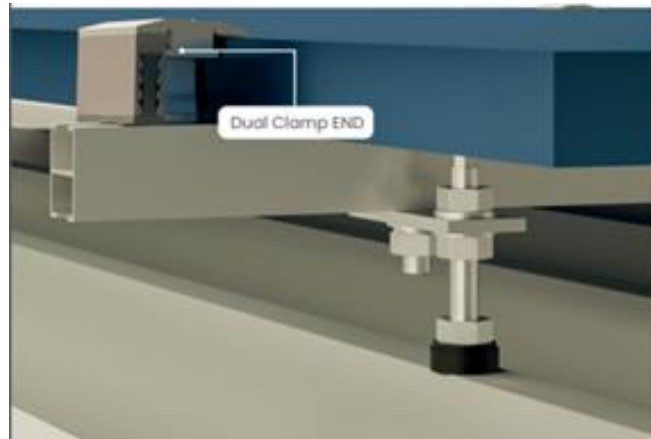


Figura 29: Modelo de fixação do terminal intermediário no trilho e módulos



A estrutura de metálica de fixação é instalada de forma linear, ancorada diretamente na estrutura de madeira e vedada no manta asfáltica. Para instalação, é necessário realizar um laudo estrutural do telhado, visando trazer uma maior segurança para a edificação do cliente, eliminando riscos de flambagem e desabar. Nota-se na figura 30 o arranjo de instalação das estrutura e módulos e na figura 31 o processo de vedação e impermeabilização.

Figura 30: Trilhos e parafusos prisioneiros fixados no telhado do projeto



Figura 31: Estrutura completamente fixadas, com vedações nas partes que foram furadas, onde foi utilizada manta asfáltica de 10cm.



3 ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA

Este capítulo tem como objetivo verificar a viabilidade financeira da implantação da usina fotovoltaica nas unidades consumidoras tratada neste projeto. Será tratado como critérios a redução no consumo energético, despesas e o retorno do investimento.

3.1 Percentual de redução do consumo

Para analisar a redução do consumo na conta de luz após a aquisição do sistema solar, foi verificado a média de consumo antes e depois do sistema, como podemos ver na tabela 6. Onde temos como resultado o percentual de redução aproximadamente 98% nas duas unidades consumidoras que fazem parte do projeto.

Tabela 6: Redução de consumo nas contas de luz

Redução no Consumo			
Nome	Consumo médio anual sem energia solar (KWh/mês)	Consumo com energia solar (KWh/mês)	Percentual de Redução
Pousada Solar da Praia	5.000	100	98,00%
Pousada Solar dos Carneiros	6.500	100	98,46%

$$\text{Redução (\%)} = \text{consumo com energia solar} / \text{consumo sem energia solar}.$$

Nas figuras 32 e 33, são apresentadas as contas de luz antes e depois da instalação do sistema solar.

Figura 32: Antes e depois dos valores na conta de luz da UF01

ANTES		
DATA DE VENCIMENTO 09/09/2021	DATA DA EMISSÃO DA NOTA FISCAL 25/08/2021	CONTA CONTRATO
TOTAL A PAGAR (R\$) 2.377,61	DATA DA APRESENTAÇÃO 01/09/2021	Nº DO CLIENTE
	NÚMERO DA NOTA FISCAL	Nº DA INSTALAÇÃO
CLASSIFICAÇÃO B3 COMERCIAL - OUTROS SERVIÇOS E OUTRAS ATIVIDADES Conv. Monômia - Trifásico		
DEPOIS		
DATA DE VENCIMENTO 08/08/2022	DATA DA EMISSÃO DA NOTA FISCAL 25/07/2022	CONTA CONTRATO
TOTAL A PAGAR (R\$) 109,83	DATA DA APRESENTAÇÃO 01/08/2022	Nº DO CLIENTE
	NÚMERO DA NOTA FISCAL	Nº DA INSTALAÇÃO
CLASSIFICAÇÃO B3 COMERCIAL - OUTROS SERVIÇOS E OUTRAS ATIVIDADES Conv. Monômia - Trifásico		

Figura 33: Antes e depois dos valores na conta de luz da UF02

ANTES		
DATA DE VENCIMENTO 06/09/2021	DATA DA EMISSÃO DA NOTA FISCAL 26/08/2021	CONTA CONTRATO 7026408746
TOTAL A PAGAR (R\$) 7.092,14	DATA DA APRESENTAÇÃO 30/08/2021	Nº DO CLIENTE 2015942523
	NÚMERO DA NOTA FISCAL 170627789	Nº DA INSTALAÇÃO 6478263
CLASSIFICAÇÃO B3 COMERCIAL - OUTROS SERVIÇOS E OUTRAS ATIVIDADES Conv. Monômia - Trifásico		
DEPOIS		
DATA DE VENCIMENTO 05/08/2022	DATA DA EMISSÃO DA NOTA FISCAL 27/07/2022	CONTA CONTRATO 7026408746
TOTAL A PAGAR (R\$) 155,81	DATA DA APRESENTAÇÃO 29/07/2022	Nº DO CLIENTE 2015942523
	NÚMERO DA NOTA FISCAL 217702657	Nº DA INSTALAÇÃO 6478263
CLASSIFICAÇÃO B3 COMERCIAL - OUTROS SERVIÇOS E OUTRAS ATIVIDADES Conv. Monômia - Trifásico		

3.2 Análise de despesas: manutenção, limpeza, concessionária, troca de equipamentos

Para chegar nos dados necessários referentes a esse item, levamos em consideração os seguintes dados, os quais estão resumidos na tabela 7.

Tabela 7: Parâmetros financeiros das micro usinas

Parâmetros financeiros	
Tarifa da energia [R\$ / kWh]	0,8500
Degradação anual dos módulos	0,80%
Prazo do projeto [anos]	25
Investimento específico [R\$ / kWp]	4.266,67
Custo anual Operação e Manutenção [%]	0,20%
Inflação anual	10,00%

- Tarifa energética: na conta de luz no mês de aquisição do sistema o kWh estava no valor de R\$0,85;
- Degradação dos módulos: de acordo com o datasheet dos MFV, a eficiência do módulos será de no mínimo 80% em 25 anos, ou seja, 0,80% ao ano;

$$20\% / 25 = 0,80\%$$

- Vida útil do projeto: nesse item foi considerado o tempo máximo de garantia dos módulos, que é de 25 anos;
- Valor do investimento no sistema: Os equipamentos foram comprados no fornecedor Brassunny num único pedido, tendo os valores de:

$$\text{Custo}_{\text{equipamentos}} = \text{R}\$211.200,00$$

O valor do serviço foi de 60% aplicado no valor dos equipamentos. Os serviços contemplaram a instalação do equipamentos, homologação do projeto na concessionária e monitoramento.

$$\text{Valor}_{\text{serviço}} = \text{R}\$126.720,00$$

$$\text{Valor}_{\text{Total}_{\text{projeto}}} = \text{R}\$337.920,00$$

Para chegar no valor do indicador financeiro por kWp, devemos levar em consideração o investimento total do projeto de acordo com a potência total da usina;

$$\begin{aligned} \text{Potencia}_{\text{Total}_{\text{Usina}}} &= P_{UF01} + P_{UF02} = 33,75 + 45,45 = 79,20 \text{ kWp} \\ \text{Valor}_{\text{KWp}} &= \text{R}\$337.920,00 / 79,20 \text{ kWp} = \text{R}\$4.266,67 \end{aligned}$$

- Custo anual de operação: Tem o valor médio de 0,20% anual diante do valor total do projeto, na região de Pernambuco;

$$\text{Custo}_{\text{operação}} = \text{R}\$337.920,00 * 0,20\% = \text{R}\$675,84$$

- Inflação anual: Para esse dado, foi considerada uma média de 10% ao ano, aplicado na tarifa energética na conta de luz do cliente.

3.3 Fluxo de caixa

Para calcular o fluxo de caixa referente ao investimento na usina solar fotovoltaica, de acordo com a tabela 17, é levado em consideração a análise anual durante 25 anos, que é a garantia para eficiência dos módulos fotovoltaicos, e os critérios são:

- Geração anual total das duas usinas:

$$\text{Geração}_{total,anual} = (\text{Geração}_{mensal,UF01} + \text{Geração}_{mensal,UF02}) * 12 =$$

$$[(2,273*75*30) + (2,188*101*30)] * 12$$

$$\text{Geração}_{total,anual} = 140.926,68 \text{ KWh/ano}$$
- Aumento da tarifa energética anual de acordo com a inflação:
 Inflação Estimada = 10% ao ano
- Tarifa energética junto a concessionária de energia local:
 Tarifa = R\$0,85/KWh
- Economia anual de acordo com a geração:

$$\text{Economia} = \text{Geração}_{total,anual} * \text{Tarifa} = 140.926,68 * 0,85 = \text{R}\$119.788,00$$
- Custo de Operação e Manutenção:
 Na tabela, foi considerado um percentual de 0,20% anual de acordo com o valor total do projeto, sendo assim:

$$\text{O\&M} = 0,20\% * \text{R}\$337.920,00 = \text{R}\$676,00$$
- Fluxo de Caixa de Operação:

$$\text{Fluxo}_{operação} = \text{Economia} - \text{Custo O\&M} = \text{R}\$119.788,00 - \text{R}\$676,00 =$$

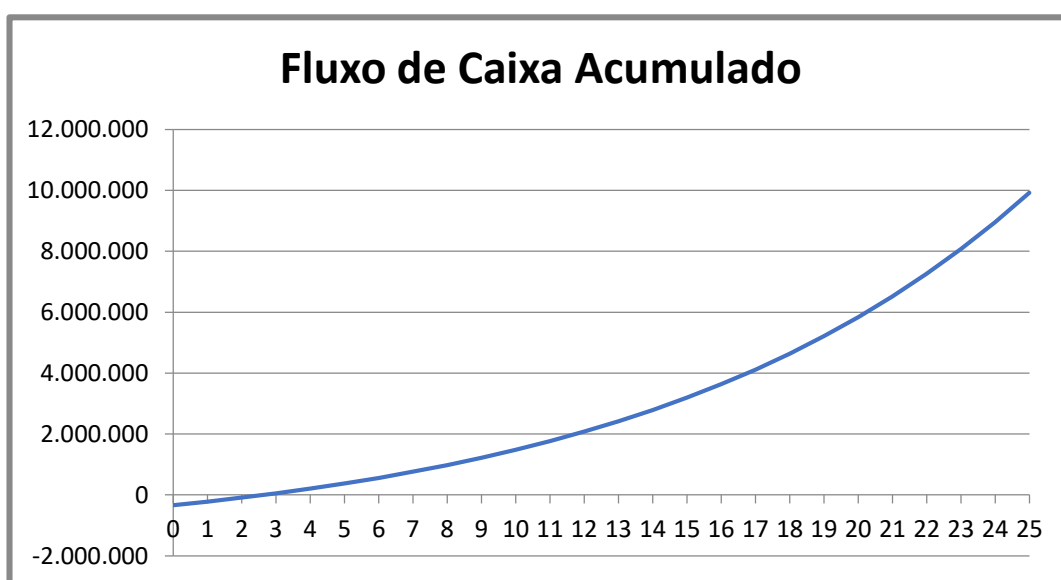
$$\text{R}\$119.112,00$$
- Fluxo de caixa acumulado: Esse é o indicador referente ao período em que o cliente terá o retorno do investimento, o qual é conhecido como payback. Ocorre quando o fluxo de caixa acumulado deixa de ser negativo. De acordo com a figura 34, o fluxo de caixa se torna positivo no terceiro ano do projeto, ou seja, o payback do investimento é de 3 anos. A inversão do indicador de valores do negativo para o positivo no espaço de tempo em anos, pode ser enxergada mais facilmente na figura 35.

Figura 34: Fluxo de caixa em 25 anos

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Geração anual [kWh]		140.927	139.799	138.681	137.571	136.471	135.379	134.296	133.222	132.156	131.099
Aumento da tarifa [%]			10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
Tarifa de energia [R\$ / kWh]		0,85	0,94	1,03	1,13	1,24	1,37	1,51	1,66	1,82	2,00
Economia [R\$]		119.788	130.712	142.633	155.641	169.836	185.325	202.227	220.670	240.795	262.755
Custo O & M [R\$]		-676	-743	-818	-900	-989	-1.088	-1.197	-1.317	-1.449	-1.594
Fluxo de caixa operação [R\$]		119.112	129.969	141.816	154.742	168.846	184.237	201.029	219.353	239.346	261.162
Investimento [R\$]	-337.920										
Fluxo de caixa anual [R\$]	-337.920	119.112	129.969	141.816	154.742	168.846	184.237	201.029	219.353	239.346	261.162
Fluxo de caixa acumulado [R\$]	-337.920	-218.808	-88.839	52.976	207.718	376.565	560.801	761.830	981.183	1.220.529	1.481.691

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
130.050	129.009	127.977	126.954	125.938	124.930	123.931	122.940	121.956	120.980	120.013	119.052	118.100	117.155	116.218
10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
2,20	2,43	2,67	2,93	3,23	3,55	3,91	4,30	4,73	5,20	5,72	6,29	6,92	7,61	8,37
286.719	312.867	341.401	372.536	406.512	443.586	484.041	528.185	576.356	628.919	686.277	748.865	817.162	891.687	973.009
-1.753	-1.928	-2.121	-2.333	-2.567	-2.823	-3.105	-3.416	-3.758	-4.133	-4.547	-5.001	-5.502	-6.052	-6.657
284.966	310.939	339.280	370.203	403.945	440.763	480.935	524.769	572.598	624.786	681.730	743.864	811.660	885.635	966.352
284.966	310.939	339.280	370.203	403.945	440.763	480.935	524.769	572.598	624.786	681.730	743.864	811.660	885.635	966.352
1.766.656	2.077.595	2.416.875	2.787.078	3.191.023	3.631.786	4.112.721	4.637.490	5.210.088	5.834.874	6.516.604	7.260.468	8.072.128	8.957.764	9.924.115

Figura 35: Payback de acordo com o fluxo de caixa acumulado



Na tabela 8, podemos identificar um resumo dos resultados financeiros do projeto solar. Trazendo como referência três parâmetros econômicos. Sendo o retorno do investimento (payback) que foi de aproximadamente 3 anos.

A taxa interna de retorno (TIR) é uma taxa de desconto hipotética, calculada a partir da projeção do fluxo de caixa (previsão de receitas geradas por um investimento ao longo de determinado período). Nesse projeto o TIR foi de 44,30%.

E por fim, o valor presente líquido (VPL) que é a fórmula econômico financeira capaz de determinar o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de juros apropriada, menos o custo do investimento inicial.

Tabela 8: Resultados financeiros

Resultados	
Retorno do investimento [anos]	3,0
Taxa interna de retorno TIR	44,3%
Valor presente líquido VPL [R\$]	2.123.160

4 PROJETO ELÉTRICO

Neste capítulo serão apresentadas as partes que compõem o projeto elétrico da usina fotovoltaica para homologação na concessionária de energia local – Celpe, como os diagramas unifilares básicos, lista de rateio e o memorial descritivo. Cada concessionária tem suas regras e requisitos próprios para documentos exigidas, seguindo a resolução 482/2012.

4.1 Diagrama unifilar básico

O diagrama unifilar serve para a análise do sistema elétrico. É o primeiro passo na preparação de um plano de ação, permitindo familiarização com o layout do sistema elétrico e sua instalação. Ele mostra claramente como os principais componentes do sistema elétrico estão conectados, incluindo equipamentos, proteções e componentes. As 36 e 37 mostram o modelo de solicitado pela concessionária de energia local em PE, para aprovação e homologação dos projetos de energia solar fotovoltaica, os mesmos são referentes a UF01 e UF02.

Figura 36: Diagrama unifilar básico para a Celpe. Usina UF01

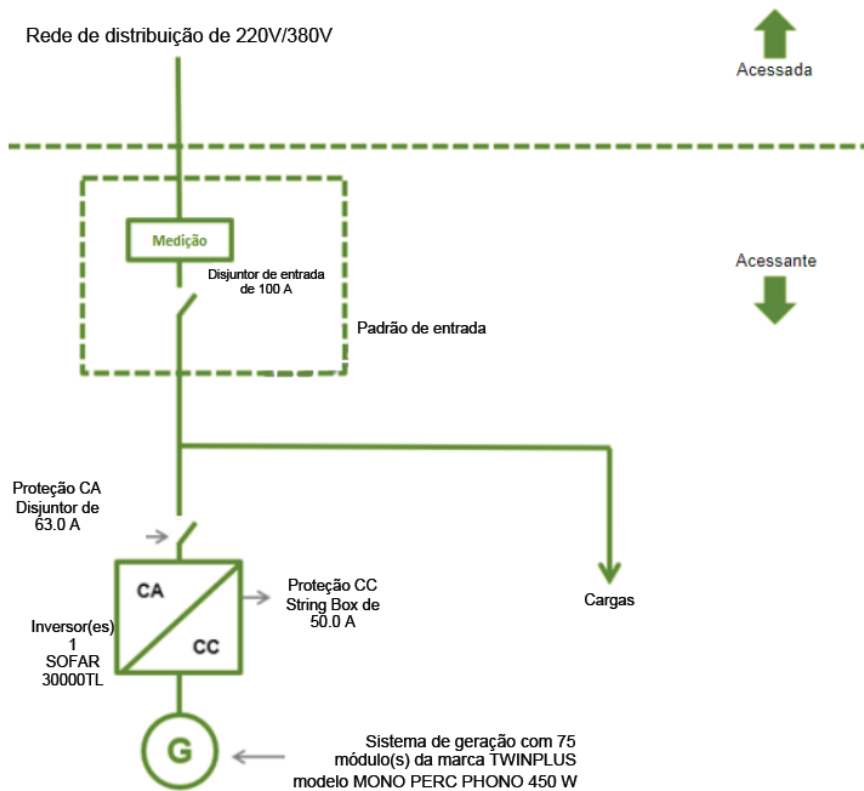
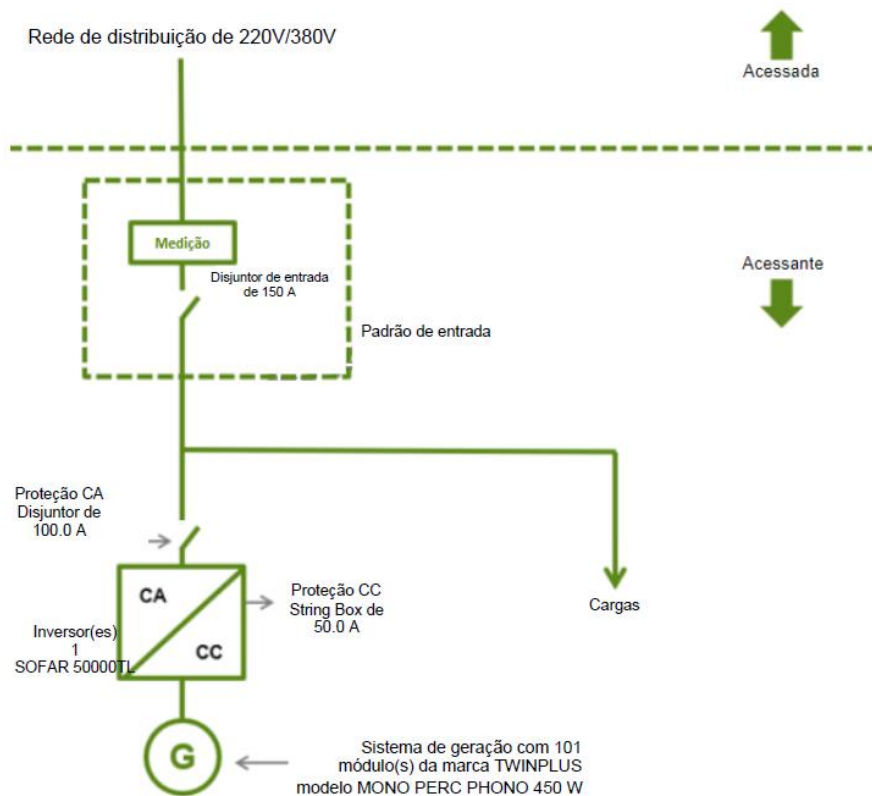
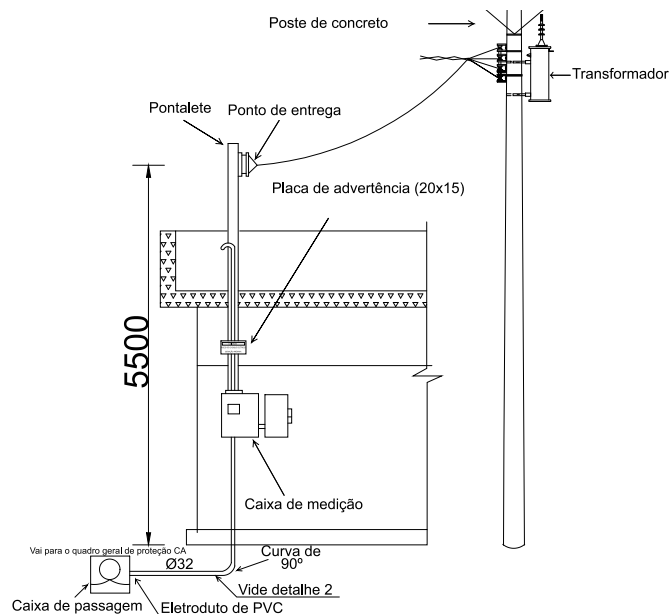


Figura 37: Diagrama unifilar básico para a Celpe. Usina UF02



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. A figura 38 apresenta o padrão de entrada de acordo com as exigências da Celpe.

Figura 38: Padrão de entrada com caixa de medição e medidor bidirecional.



4.2 Lista de rateio

É a lista das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação e indicação do percentual de rateio dos créditos. Nela é necessário declarar o percentual da energia excedente que será destinada a unidade principal (geradora) e a cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica. Na figura 39, mostra o modelo utilizado pela Celpe.

Figura 39: Modelo da lista de rateio solicitada pela Celpe.

Conta Contrato	CPF/CNPJ	Unidade Consumidora	Porcentagem
7026408746	07.676.803/0002-90	Principal(Geradora)	0%
7026408746	07.676.803/0002-90	Compensação	100%

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:

- Características da unidade consumidora:
Nesse item será descrito o tipo do padrão (monofásico, bifásico ou trifásico), nível de tensão (V), disjuntor geral (A), fator de potência, ramal de ligação (mm²) e potência disponibilizada (KW);
- Dados do responsável técnico:
Dados do projetista devidamente registrado no Conselho Federal de Engenharia e Agronomia (CREA), e da empresa responsável pelo projeto;
- Dados da unidade consumidora:
Dados do titular da unidade consumidora e localização da UC (coordenadas geográficas, número da instalação e classe);
- Estimativa de geração anual:
Previsão da produção energética da usina solar fotovoltaica anual;
- Anexos:
Datasheet dos módulos fotovoltaicos, inversores, certificação de conformidade ou certificado internacional do inversor, formulário de solicitação de acesso, projeto elétrico e ART;
- Estrutura do(s) gerador(es) utilizado(s) na usina:

Especificar os modelos dos módulos fotovoltaicos, fabricante, área utilizada para a instalação, quantidade e potência total;

- Estrutura do(s) inversor(es) utilizado(s) na usina:
Descrever os modelos dos inversores, fabricante, tipo de proteção CC (Ex: string box), corrente de interrupção CC, tipo de proteção CA, corrente de interrupção CA, quantidade de inversores, potência total;
- Certificação dos equipamentos:
Necessário seguir de acordo com o PRODIST, Módulo 3, Seção 3.7 e Item 4.3.1:

“Para o caso de sistemas que se conectam à rede por meio de inversores, o acessante deve apresentar certificados atestando que os inversores foram ensaiados e aprovados conforme normas técnicas brasileiras ou normas internacionais, ou o número de registro da concessão do Inmetro para o modelo e a tensão nominal de conexão constantes na solicitação de acesso, de forma a atender aos requisitos de segurança e qualidade”.

Os requisitos de segurança e qualidade são citados de acordo com a tabela 8.

Tabela 9: Requisitos de segurança e qualidade de acordo com o PRODIST – Celpe

EQUIPAMENTO	POTENCIA INSTALADA		
	<= 75 kW	> 75 kW e <= 500 kW	> 500 kW e <= 5 MW
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Medição	Sistema Medição Bidirecional	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes

No entanto, além das normas da ANEEL, deve ser observada a determinação do Inmetro para a fabricação e a importação de inversores de até 10 kW a partir de 01/03/2016 (Art. 8º da Portaria nº357 /2014, com redação dada pela Portaria nº17/2016):

“Art. 8º Determinar que a partir de 1º de março de 2016, os inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, contemplados na parte 2, do ANEXO III, deverão ser fabricados e importados somente em conformidade com os requisitos da Portaria Inmetro nº 004/2011 e devidamente registrados no Inmetro.”

- Variação de tensão e frequência:
O sistema de geração distribuída deve perceber uma condição anormal de tensão e cessar o fornecimento à rede. As seguintes condições na tabela 9 devem ser cumpridas com tensões eficazes medidas no ponto de conexão:

Tabela 10: Condições de tensão ponto de conexão comum e tempo de desligamento máximo

Tensão ponto de conexão comum (% em relação à V nominal)	Tempo máximo de desligamento
$V < 80$	0,4 s
$80 \% \leq V \leq 110 \%$	Regime normal de operação
$110 \% < V$	0,2 s

- **Proteção contra ilhamento:**
Para prevenir o ilhamento, o sistema conectado à rede irá cessar o fornecimento de energia à rede, independentemente das cargas ligadas ou outros geradores distribuídos;
- **Reconexão:**
Depois de uma “desconexão” devido a uma condição anormal da rede, o sistema de microgeração não irá retomar o fornecimento de energia à rede elétrica (reconexão) por um mínimo de 180 segundos após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede;
- **Aterramento:**
O sistema de geração distribuída deve estar conectado ao sistema de aterramento da unidade consumidora;
- **Sinalização de segurança:**
Será instalada no ponto de conexão, junto ao padrão de entrada, sinalização indicativa da existência na unidade consumidora de geração própria através de placa de advertência com os seguintes dizeres, de acordo com o modelo na figura 40.

Figura 40: Placa de advertência que deve ser instalada na usina FV, próxima à caixa de medição (medidas 25 x 18 cm).



REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] <https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>
- [2] ANEEL, [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/a-aneel>.
- [3] ANEEL, [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/prodist>.
- [4] <https://servicos.neoenergiapernambuco.com.br/residencial-rural/Pages/Informa%C3%A7%C3%B5es/normas-e-padroes.aspx>
- [5] <https://clientescorporativos.celpe.com.br/informacoes/Paginas/geracao-distribuida.aspx>
- [6] <https://www.ifell.com.br/diagrama-unifilar/>
- [7] <https://www.sofarsolar.com/products/three-phase-25-50kw>
- [8] <https://canalsolar.com.br/protecao-contra-sobrecorrente-e-do-atendimento-as-normas-vigentes/>

5 ANEXOS

5.1 DATASHEET DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

ELECTRICAL TYPICAL VALUES

Model	PS435M4-24/TH		PS440M4-24/TH		PS445M4-24/TH		PS450M4-24/TH		PS455M4-24/TH	
	PS435M4H-24/TH		PS440M4H-24/TH		PS445M4H-24/TH		PS450M4H-24/TH		PS455M4H-24/TH	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Rated Power (Pmpp)	435	322	440	325	445	329	450	333	455	336
Rated Current (Impp)	10,66	8,61	10,73	8,67	10,80	8,73	10,87	8,78	10,94	8,84
Rated Voltage (Vmpp)	40,81	37,33	41,01	37,51	41,21	37,70	41,40	37,87	41,60	38,05
Short Circuit Current (Isc)	11,13	8,99	11,21	9,06	11,29	9,12	11,38	9,20	11,47	9,27
Open Circuit Voltage (Voc)	48,85	44,69	48,98	44,81	49,11	44,93	49,24	45,04	49,37	45,16
Module Efficiency (%)	19,89		20,12		20,35		20,58		20,80	

STC(Standard Testing Conditions):Irradiance 1000W/m², AM 1,5, Cell Temperature 25°C
 NOCT (Nominal Operation Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/5

MECHANICAL CHARACTERISTICS

Cell Type	Monocrystalline 166mm x 83mm
Dimension (Lx W x H)	Length: 2103mm (82.80 inch)
	Width: 1040mm (40.94 inch)
	Height: 35mm (1.38 inch)
Weight	25,0kg (55,12 lbs)
Front Glass	3,2mm Toughened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Cable	4mm ² (IEC), Length:350mm (vertical) 1250mm (horizontal) or Customized Length
Junction Box	IP 68 Rated

TEMPERATURE RATINGS

Voltage Temperature Coefficient	-0,30%/°C
Current Temperature Coefficient	+0,05%/°C
Power Temperature Coefficient	-0,38%/°C
Tolerance	0~+5w
NOCT	43±2°C

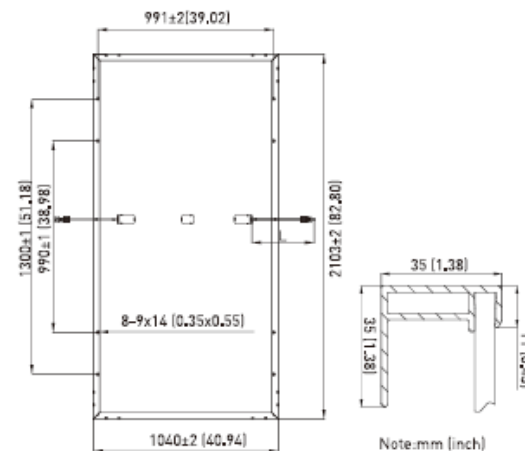
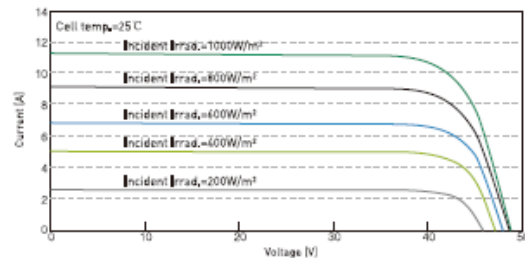
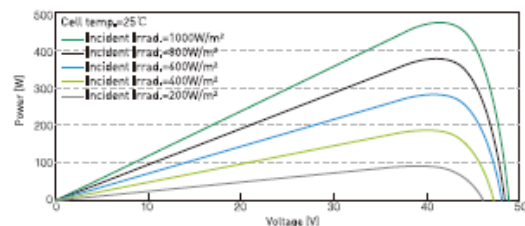
ABSOLUTE MAXIMUM RATING

Operating Temperature	From -40 to +85°C
Hail Diameter @ 80km/h	Up to 25mm
Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Maximum Series Fuse Rating	20A
PV Module Classification	II
Fire Rating (IEC 61730)	C
Module Fire Performance(UL 61730)	Type 4
Maximum System Voltage	DC 1500V/1000V

PACKING CONFIGURATION

Container	20' GP	40' HQ
Pieces/Container	255	682

ELECTRICAL CHARACTERISTICS



PHONO SOLAR TECHNOLOGY CO.,LTD reserves the right to make necessary adjustments to the information described herein at any time without further notice. The specifications and certificates contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Please be sure to use the most recent version of data.

5.2 DATASHEET DO INVERSOR UF 01

Datasheet	SOFAR 20000TL-G2	SOFAR 25000TL-G2	SOFAR 30000TL-G2	SOFAR 33000TL-G2
Input (DC)				
Recommended Max. PV input power	26600Wp	33250Wp	39900Wp	43890Wp
Max DC power for single MPPT	13000W	16000W	18000W	20000W
Number of MPP trackers	2			
Number for DC inputs	2 for each MPPT	3 for each MPPT	3 for each MPPT	3 for each MPPT
Max. input voltage	1100V			
Start-up voltage	250V			
Rated input voltage	620V			
MPPT operating voltage range	230V-960V			
Full power MPPT voltage range	480V-850V	460V-850V	520V-850V	580V-850V
Max. input MPPT current	24A/24A	28A/28A	30A/30A	30A/30A
Maximum DC input short circuit current per MPPT	30A	35A	37.5A	37.5A
Output (AC)				
Rated power	20000W	25000W	30000W	33000W
Max. AC power	22000VA	27500VA	33000VA	36300VA
Max. Output current	32A	40A	48A	53A
Nominal grid voltage	3/N/PE, 220/380Vac, 230/400Vac, 240/415Vac			
Grid voltage range	310Vac-480Vac (According to local standard)			
Nominal frequency	50/60Hz			
Grid Frequency range	45Hz-55Hz/54Hz-66Hz (According to local standard)			
Active power adjustable range	0-100%			
THDi	<3%			
Power factor	>0.99 (adjustable +/-0.8)			
Performance				
Max efficiency	98.2%	98.4%	98.4%	98.6%
European weighted efficiency	98.0%	98.2%	98.2%	98.2%
Self-consumption at night	<1W			
MPPT efficiency	>99.9%			
Protection				
DC reverse polarity protection	Yes			
DC switch	Yes			
Protection class/ overvoltage category	I/III			
Safety protection	Anti islanding, RCMU, Ground fault monitoring			
ARPC	Anti reverse power controller (optional)			
Communication				
Power management unit	According to certification and request			
Standard communication mode	RS485, Wifi/Ethernet/GPRS(optional), SD card			
Operation data storage	25 years			
General Data				
Ambient temperature range	-25°C ~ +60°C			
Topology	Transformerless			
Degree of protection	IP65			
Allowable relative humidity range	0-100%			
Max. operating altitude	2000m			
Noise	<30dB	<45dB	<45dB	<45dB
Weight	37kg			
Cooling	Natural	Fan	Fan	Fan
Dimension	666*512*254mm			
Display	LCD display			
Warranty	5 years/ 7 years/ 10 years			
Standard				
EMC	EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12			
Safety standards	IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3, IEC 61000-3-11, IEC 61000-3-12, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, IEC 61683, IEC 60068(1,2,14,30), IEC 60255			
Grid standards	AS/NZS 4477, VDE V 0124-100, V 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, CEI 0-21/CEI 0-16, EN 50549, G59, P.O. 12.3, RD 1699, UTE C15-712-1, EN 50530, NB/T32004			

SOFAR 20000/25000/30000/33000TL-G2_EN_202006_V1

DATASHEET DO INVERSOR UF 02

Datasheet	SOFAR 50000TL	SOFAR 60000TL	SOFAR 70000TL-HV
Input (DC)			
Recommended Max. PV input power	66500Wp	79800Wp	93100Wp
Max DC power for single MPPT	22000W	22000W	26000W
	16000W	22000W	26000W
	16000W	22000W	26000W
Number of MPP trackers		3	
Number for DC inputs	4/3/3	4/4/4	4/4/4
Max. input voltage		1000V	
Start-up voltage		350V	
Rated input voltage	600V	600V	700V
MPPT operating voltage range		250V-950V	
Full power MPPT voltage range	530V-800V	530V-800V	660V-800V
Max. input MPPT current	40A/30A/30A	40A/40A/40A	40A/40A/40A
Max. input current per string		12A	
Maximum DC input short circuit current per MPPT	48A/36A/36A	48A	48A
Output (AC)			
Rated power	50000W	60000W	70000W
Max. AC power	50000VA	60000VA	75000VA
Max. Output current	80A	90A	90A
Nominal grid voltage	3/N/PE, 220/380Vac, 230/400Vac, 240/415Vac		3/N/PE or 3/PE, 277/480Vac
Grid voltage range	310Vac-480Vac (According to local standard)		422Vac-528Vac(According to local standard)
Nominal frequency		50/60Hz	
Grid Frequency range		45Hz-55Hz/54Hz-66Hz (According to local standard)	
Active power adjustable range		0-100%	
THDi		< 3%	
Power factor		> 0.99 (adjustable +/-0.8)	
Performance			
Max efficiency	98.5%	98.6%	98.6%
European weighted efficiency	98.3%	98.4%	98.4%
Self-consumption at night		< 1W	
MPPT efficiency		> 99.9%	
Protection			
DC reverse polarity protection		Yes	
DC switch		Yes	
Protection class/ overvoltage category		I/III	
Input/ output SPD(III)		PV: type II standard, AC: type II optional	
Safety protection		Anti islanding, RCMU, Ground fault monitoring	
ARPC		Anti reverse power controller (optional)	
Communication			
Power management unit		According to certification and request	
Standard communication mode		RS485, Wifi/Ethernet/GPRS(optional), SD card, Multi-function relay	
Operation data storage		25 years	
General Data			
Ambient temperature range		-25°C ~ +60°C	
Topology		Transformerless	
Degree of protection		IP65	
Allowable relative humidity range		0-100%	
Max. operating altitude		4000m	
Noise		≤60dB	
Weight	68kg	70kg	70kg
Cooling		Fan	
Dimension		713*737*297mm	
Display		LCD display	
Warranty		5 years/ 7 years/ 10 years	
Standard			
EMC		EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12	
Safety standards	IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 61000-3-12, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, IEC 61683, IEC 60068(1,2,14,30)		
Grid standards		AS/NZS 4777, VDE V0124-100, V0126-1-1, VDE-AR-N 4105, BDEW, CEI 0-21/CEI 0-16, UNE 206 007-1, EN50549, G59, EN50530, NB/T32004	

SOFAR 50000TL/60000TL/70000TL-HV_EN_202006_V1

5.3 IMPEDÂNCIA MÍNIMA PARA CALCULO DE QUEDA DE TENSÃO

SEÇÃO NOMINAL mm ²	REFERÊNCIA	CLASSE ENCORD.	DIÂMETRO DO CONDUTOR mm	ESPESSURA		DIÂMETRO EXTERNO mm	PESO LÍQUIDO kg/100m	RESISTÊNCIA ELÉTRICA MÁX. Ω/km a 20 °C	COR DA ISOLAÇÃO	COR DA COBERTURA	ACOND.
				ISOLAÇÃO mm	COBERTURA mm						
1,5	111.04	C4/C5	1,5	0,7	0,9	4,7	3,3	13,30	●	●●●	○ I
2,5	111.05	C4/C5	1,9	0,7	0,9	5,1	4,4	796	●	●●●	○ I
4	111.06	C4/C5	2,5	0,7	0,9	5,7	5,9	4,95	●	●●●	○ I
6	111.07	C4/C5	3,0	0,7	0,9	6,2	7,9	3,30	●	●●●	○ I
10	111.08	C5	4,1	0,7	1,0	7,7	12,3	1,91	●	●●●	○ I
16	111.09	C5	5,1	0,7	1,0	8,6	17,8	1,21	●	●●●	○ I
25	111.10	C5	6,5	0,9	1,1	10,4	27,4	0,780	●	●●●	○ I
35	111.11	C5	7,3	0,9	1,1	11,3	36,1	0,554	●	●●●	○ I
50	111.12	C5	9,1	1,0	1,2	14,0	50,9	0,386	●	●●●	○ I
70	111.13	C5	10,8	1,1	1,2	15,4	66,5	0,272	●	●●●	I
95	111.14	C5	12,2	1,1	1,3	17,0	89,9	0,206	●	●●●	I
120	111.15	C5	14,0	1,2	1,3	19,0	113,0	0,161	●	●●●	I
150	111.16	C5	15,5	1,4	1,4	21,2	142,3	0,129	●	●●●	I
185	111.17	C5	17,4	1,6	1,4	23,4	171,2	0,106	●	●●●	I
240	111.18	C5	20,0	1,7	1,5	27,3	227,7	0,0801	●	●●●	I
300	111.19	C5	23,0	1,8	1,6	29,8	286,7	0,0641	●	●●●	I
400	111.21	C5	27,0	2,0	1,7	33,9	384,2	0,0486	●	●●●	I
500	111.22	C5	30,0	2,2	1,8	36,0	473,6	0,0384	●	●●●	I

C = Classe / Pesos e dimensões nominais

○ Rolo I Bobine

