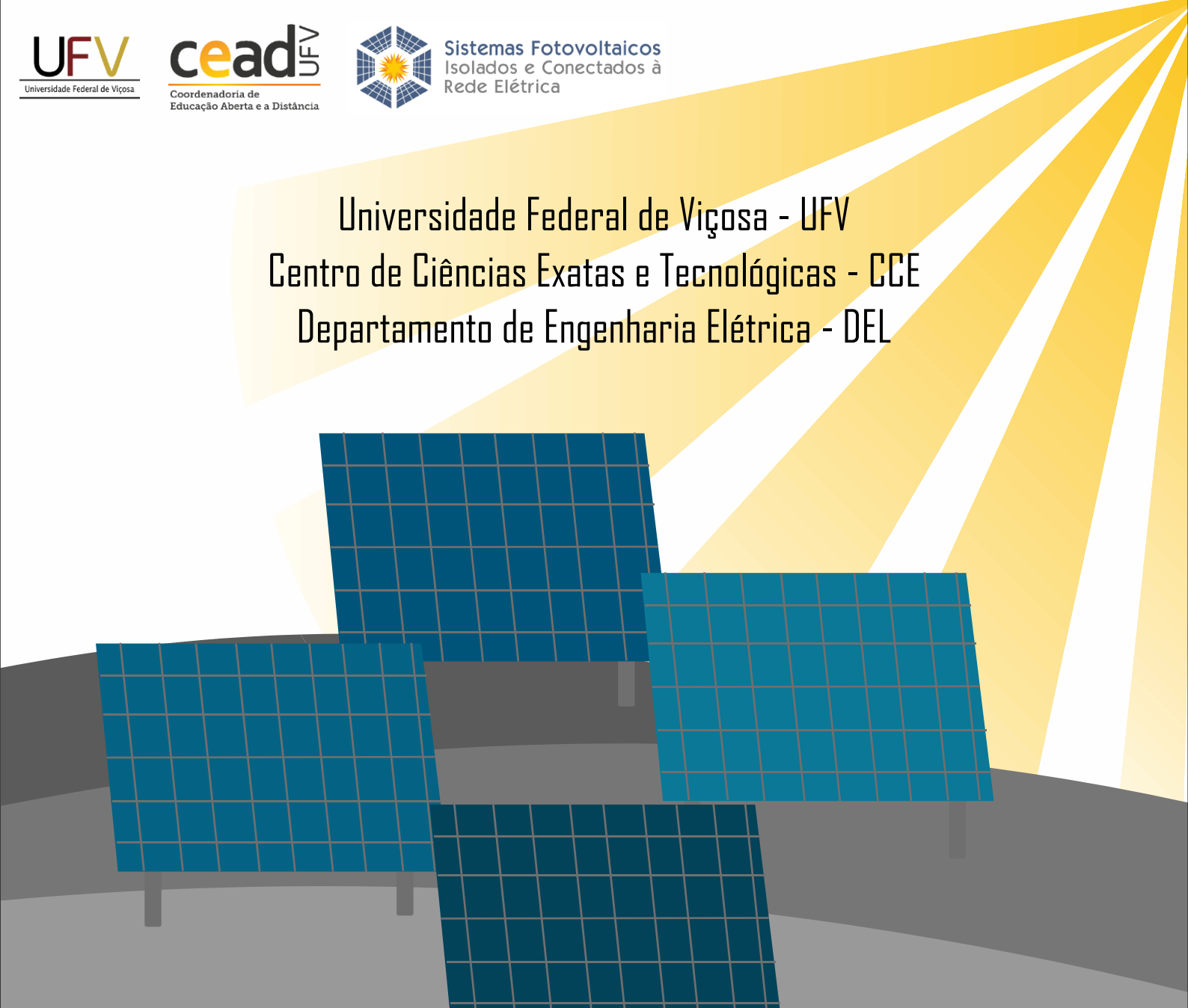


Universidade Federal de Viçosa - UFV  
Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas - CCE  
Departamento de Engenharia Elétrica - DEL



**Dimensionamento e Viabilidade Econômica de  
Usina Fotovoltaica de 75 kW para Autoconsumo  
Local e Remoto**

ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Joandra Ribeiro Gomes

ORIENTADOR: Prof. Me. João Marcus Soares Callegari

COORDENADOR: Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira

Viçosa, 24 de fevereiro de 2022.

JOANDRA RIBEIRO GOMES

## Dimensionamento e Viabilidade Econômica de Usina Fotovoltaica de 75 kW para Autoconsumo Local e Remoto

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. João Marcus Soares Callegari

**Coorientador:** Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira

Viçosa, 24 de fevereiro de 2022.

## ATA DE APROVAÇÃO

Joandra Ribeiro Gomes

# Dimensionamento e Viabilidade Econômica de Usina Fotovoltaica para Autoconsumo Local e Remoto

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 24 de fevereiro de 2022.

---

Presidente e Orientador: Prof. Me. João Marcus Soares Callegari - UFV

---

Membro Titular: Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira - UFV

---

Membro Titular: Prof. Me. William Caires Silva Amorim - UFV

---

Membro Titular: Prof. Me. Rodrigo Cassio de Barros - UFV

# DEDICATÓRIA

## Dedico este trabalho

*Aos meus pais, que são minha fonte de inspiração diária de garra para conquistar sonhos.*

## AGRADECIMENTOS

À Deus por ter me dado saúde e força; à minha família, que é o meu grande alicerce; ao meu amigo José Augusto Siqueira Gonçalves, que me inspirou e me ajudou a dar o primeiro passo na área de Energias Renováveis; e aos meus professores, de todos os anos ao longo da vida, pois sem eles eu não teria alcançado tantas conquistas.

## RESUMO

O projeto de dimensionamento e viabilidade econômica que será tratado neste documento visa atender a demanda de um cliente que possui duas unidades consumidoras na cidade de Guarulhos – São Paulo, ambas classificadas como Grupo B | Subgrupo B3 – Comercial dentro da concessionária de energia EDP.

A fim de atender a demanda de consumo das duas unidades consumidoras citadas, foi dimensionado um sistema de 110,7 kWp de módulos fotovoltaicos, sendo 246 módulos fotovoltaicos de 450 W da fabricante Canadian Solar a serem utilizados em conjunto com um inversor de 75 kW da fabricante Solis. O sistema fotovoltaico será instalado em uma das unidades consumidoras que fará parte do sistema de compensação.

O local de instalação possui fornecimento de energia Trifásico – 127 / 220 V. Como o inversor fornece tensão de saída de 220 / 380 V, foi considerada a utilização de um transformador isolador trifásico de 85 kVA com primário 380 V e secundário 220 V, para que a tensão da usina fotovoltaica esteja adequada aos parâmetros de rede local.

A instalação completa desse projeto tem custo aproximado de R\$ 402.331,17, já inclusos equipamentos fotovoltaicos, estrutura, engenharia, miscelâneas elétricas e mão de obra de instalação. Com isso, o cliente terá um *payback* deste valor investido em aproximadamente 4 anos, com um TIR de 30,10%.

**Palavras-chave:** Sistema Fotovoltaico, Grupo B, Compensação de Energia, Microgeração, Microgeração Distribuída.

# Lista de Figuras

Figura 1: Local da instalação – Vista em perspectiva. ....	17
Figura 2: Local da instalação – Vista superior.....	18
Figura 3: Disposição dos Módulos na Área Delimitada. ....	18
Figura 4: Disposição dos módulos na área delimitada com colocação de itens que causam sombreamento e/ou não podem receber a colocação de módulos. ....	19
Figura 5: 3D do Sistema Fotovoltaico para simulação de geração de energia e possíveis perdas. Obs: Em laranja, na parte traseira, está a parte do prédio que não receberá módulos fotovoltaicos; em laranja na parte onde há os módulos fotovoltaicos estão os locais que causam sombreamento; em azul, são as áreas que receberão os módulos fotovoltaicos com a inclinação mínima de 5°. ....	20
Figura 6: Resumo das perdas simuladas na usina fotovoltaica pelo <i>software</i> Helioscope. ....	21
Figura 7: Resumo dos dados da simulação no <i>software</i> Helioscope.....	23
Figura 8: Simulação da energia anual gerada com os descontos por conta das perdas no <i>software</i> Helioscope. ....	23
Figura 9: Componentes fotovoltaicos considerados na simulação no <i>software</i> Helioscope. ....	23
Figura 10: Simulação da produção mensal de energia pelo sistema fotovoltaico no <i>software</i> Helioscope. ....	24
Figura 11: Demonstração de instalação dos módulos fotovoltaicos em telhado de concreto protendido em W.....	30
Figura 12: Visualização da parte abaixo dos módulos da estrutura de fixação.....	30
Figura 13: Vista lateral dos <i>hooks</i> de fixação nos telhados. É possível observar que um dos lados possui <i>hooks</i> de fixação maiores, para que a inclinação mínima de 5° seja possível. ....	31
Figura 14: <i>Payback</i> descontado para o investimento inicial do sistema fotovoltaico.....	37
Figura 15: Mapa da localização do imóvel. ....	41
Figura 16: Aspecto físico dos módulos fotovoltaicos Canadian Solar CS3W-450MS.....	44
Figura 17: Detalhe dos conectores tipo-4 .....	44
Figura 18: Detalhamento da placa indicativa a ser instalada de forma visível no ramal de entrada.....	50
Figura 19: Estimativas de geração mensal do SFCR.....	54
Figura 20: Diagrama unifilar. ....	55
Figura 21: Diagrama multifilar .....	56
Figura 22: Diagrama de localização da Unidade Consumidora.....	57

## Lista de Tabelas

Tabela 1 – Histórico de Consumo   Conta A.....	14
Tabela 2 – Histórico de Consumo   Conta B.....	15
Tabela 3 – Consumo Total   Conta A + Conta B.....	15
Tabela 4 – Dados do local de instalação .....	16
Tabela 5 – Carga do Sistema Fotovoltaico sobre o Telhado. ....	17
Tabela 6 – Distribuição de conexão de strings no inversor .....	25
Tabela 7 – Equivalência do Consumo.....	32
Tabela 8 – Tarifas de energia descritas em conta [11]. ....	32
Tabela 9 – Impostos de energia [11]. ....	33
Tabela 10 – Análise de economia anual.....	33
Tabela 11 – Custo de instalação inicial da usina fotovoltaica.....	34
Tabela 12 – Custos posteriores à instalação da usina solar fotovoltaica. ....	34
Tabela 13 – Variáveis financeiras. ....	35
Tabela 14 – Despesas com o sistema fotovoltaico.....	35
Tabela 15 – Fluxo de caixa.....	36
Tabela 16 – Informações gerais do sistema fotovoltaico .....	39
Tabela 17 – Local da instalação. ....	40
Tabela 18 – Responsabilidade técnica. ....	41
Tabela 19 – Características do módulo fotovoltaico .....	43
Tabela 20 – Características do inversor.....	45
Tabela 21 – Tensão de funcionamento quando conectado à rede.....	47
Tabela 22 – Frequência de funcionamento quando conectado à rede .....	47
Tabela 23 – Desenhos do projeto.....	55



## Lista de Abreviação

TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido
TIR	Taxa Interna de Retorno
CD	Custo de Disponibilidade
O&M	Operação e Manutenção

## Lista de Símbolos

$W_{\text{modulo}}$	Produção de energia do módulo
$G$	Irradiação solar média diária
$A$	Área do módulo
$\eta$	Eficiência do módulo
$\varphi$	Eficiência global do sistema (estimada)
$I_{sc}$	Corrente de curto-circuito do módulo
$I_{máx}$	Corrente máxima de saída do módulo
$V_{máxinv}$	Tensão de entrada máxima do inversor
$V_{oc, corrig}$	Tensão de circuito aberto do módulo corrigida para 5 °C
$I_{scMódCorrigido}$	Corrente de curto-circuito do módulo corrigida para 80 °C
$L$	Distância em metros considerada no cálculo do condutor
$I_{scArrCorrigido}$	Corrente de curto-circuito do arranjo fotovoltaico corrigida para 80 °C
$V_{mpCorrigido}$	Tensão de máxima potência da menor string corrigida para 80 °C
$\Delta V$	Queda de tensão
$I_{inv}$	Corrente de saída do inversor
$k_a$	Fator de correção de agrupamento para cabos
$k_t$	Fator de correção de temperatura para cabos
$I_{invcor}$	Corrente do de saída inversor corrigida pelos fatores $k_a$ e $k_t$
$V_{rede}$	Tensão da rede
$I_{cor}$	Corrente de saída do transformador corrigida pelos fatores $k_a$ e $k_t$
$I_b$	Corrente de projeto
$I_{disj}$	Corrente nominal do disjuntor

$I_z$	Capacidade de condução de corrente do condutor
$I_z'$	Capacidade de condução de corrente do condutor corrigida por $k_a$ e $k_t$

## 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.....	19
2-	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico .....	22
2.1	DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	22
2.2	DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR.....	24
2.1	TRANSFORMADOR .....	26
2.2	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C.....	26
2.3	DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO C.C.....	27
2.4	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A.....	27
2.5	DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO C.A.....	29
2.6	ATERRAMENTO .....	29
2.7	ESTRUTURA DE FIXAÇÃO.....	30
3-	Análise de Viabilidade Econômica .....	32
3.1	PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO.....	32
3.2	ANÁLISE DE DESPESAS: INSTALAÇÃO INICIAL, LIMPEZA E TROCA DE EQUIPAMENTOS .....	33
3.3	FLUXO DE CAIXA.....	35
3.4	ANÁLISE DA VIABILIDADE .....	36
4-	Memorial Descritivo e Projeto Elétrico .....	38
4.1	DADOS PRELIMINARES.....	38
4.1.1	IDENTIFICAÇÃO DO LOCAL DA INSTALAÇÃO.....	40
4.1.2	LOCAIS PARA UTILIZAÇÃO DE CRÉDITOS GERADOS .....	40
4.1.3	IDENTIFICAÇÃO AÉREA DO IMÓVEL.....	41
4.1.4	RESPONSABILIDADE TÉCNICA.....	41
4.2	DESCRIPTIVO TÉCNICO DO SISTEMA DE GERAÇÃO PRÓPRIA – SFCR .....	41
4.2.1	GENERALIDADES.....	42
4.3	GERADOR (ARRANJO) FOTOVOLTAICO.....	43
4.3.1	STRINGS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	44
4.4	INFORMAÇÕES DO INVERSOR .....	45
4.4.1	CERTIFICAÇÃO DO INVERSOR.....	46
4.4.2	AJUSTES DO SISTEMA DE PROTEÇÃO DO INVERSOR INTERATIVO .....	46
4.4.3	FAIXA DE TENSÃO DE FUNCIONAMENTO .....	47
4.4.4	FAIXA DE FREQUÊNCIA DE FUNCIONAMENTO .....	47

4.4.5	FATOR DE POTÊNCIA .....	47
4.4.6	TEMPO DE RELIGAMENTO EM CASO DE FALHAS .....	47
4.4.7	LOCAL DE INSTALAÇÃO DO INVERSOR INTERATIVO .....	48
4.5	SUBSISTEMA DE CORRENTE ALTERNADA .....	48
4.5.1	ESPECIFICAÇÃO DO CABEAMENTO C.A.....	48
4.5.2	DISPOSITIVO DE MANOBRA E PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTES .....	48
4.5.3	DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO CONTRA SURTOS .....	49
4.5.4	DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO ELÉTRICA CONTRA CORRENTES DE FUGA.....	49
4.6	SUBSISTEMA DE CORRENTE CONTINUA .....	49
4.6.1	ESPECIFICAÇÃO DO CABEAMENTO C.C.....	49
4.6.2	DISPOSITIVO DE MANOBRA E PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTES .....	50
4.6.3	DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO CONTRA SURTOS .....	50
4.7	SINALIZAÇÃO DE SEGURANÇA .....	50
4.8	INFORMAÇÕES DA MONTAGEM MECÂNICA .....	51
4.9	INFORMAÇÕES DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO .....	51
4.9.1	PROCEDIMENTOS PARA A VERIFICAÇÃO DA CORRETA INSTALAÇÃO DO SISTEMA ....	51
4.9.2	PROCEDIMENTOS A SEREM SEGUIDOS EM CASO DE FALHA DO SFCR .....	52
4.9.3	PROCEDIMENTOS PARA DESLIGAMENTO DE EMERGÊNCIA.....	53
4.9.4	RECOMENDAÇÕES DE LIMPEZA E MANUTENÇÃO .....	53
4.10	ESTIMATIVAS DE GERAÇÃO E DESEMPENHO.....	54
4.11	DESENHOS .....	55
5-	Referências Bibliográficas .....	58
6-	Anexos .....	59

# 1- Análise do Local da Instalação

Este capítulo tem o objetivo de analisar o local de instalação escolhido para o sistema fotovoltaico que compensará as contas de energia de duas unidades consumidoras atendidas pela concessionária EDP, dentro da cidade de Guarulhos – São Paulo.

## 1.1 ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA

O consumidor deseja instalar um sistema que possa suprir o consumo das duas unidades consumidoras registradas em sua titularidade. Ambas as unidades são comerciais, onde há a organização/distribuição de equipamentos industriais para clientes finais. Embora seja um consumidor de grande porte, este ainda está encaixado dentro da tarifação do Grupo B, na modalidade do subgrupo comercial B3. Além disso, as duas unidades consumidoras possuem fornecimento de energia trifásico de 240 / 120 V, dentro da modalidade tarifária convencional. A concessionária que provê energia para as duas unidades consumidoras é a EDP São Paulo.

Dessa forma, o sistema a ser dimensionado será baseado no consumo de ambas as contas de energia fornecidas pelo consumidor.

Tabela 1 – Histórico de Consumo | Conta A.

Histórico de Consumo – Conta A	
Mês/Ano	Consumo (kWh)
01/21	3.200
02/21	4.720
03/21	2.800
04/21	2.800
05/21	2.160
06/21	1.280
07/21	1.680
08/21	2.000
09/21	2.400
10/21	4.880
11/21	3.680
12/21	3.840
Média de Consumo	2.953
Consumo total anual	35.440

Tabela 2 – Histórico de Consumo | Conta B.

Histórico de Consumo – Conta A	
Mês/Ano	Consumo (kWh)
01/21	4.840
02/21	6.160
03/21	8.200
04/21	7.900
05/21	7.960
06/21	9.200
07/21	10.000
08/21	9.960
09/21	10.040
10/21	7.920
11/21	7.560
12/21	6.080
Média de Consumo – Conta B	7.985
Consumo total anual – Conta B	95.820

Considerando que as duas unidades consumidoras possuem fornecimento de energia trifásico, o custo de disponibilidade (CD) mínimo que cada uma deverá custear é de 100 kWh/mês/UC. Portanto, para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, haverá o desconto de 200 kWh/mês do valor de consumo total das duas contas de energia.

Tabela 3 – Consumo Total | Conta A + Conta B.

Consumo Total	
Itens	Consumo (kWh)
Média de Consumo Mensal – Total	10.938
Média do Consumo Diário – Total	364,6
Consumo Total Anual – Total	131.260
Custo de Disponibilidade - Total	200
Média de Consumo Mensal– Sem CD	10.738
Consumo Total Anual – Sem CD	128.860

A fim de considerar parte da degradação dos módulos no futuro, houve uma solicitação do cliente para que o sistema fosse dimensionado com o consumo total, considerando o valor total anual consumido, sem desconsiderar o CD que ele ainda deverá pagar.

## 1.2 LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

O sistema fotovoltaico será instalado em um dos prédios do cliente. O telhado do prédio mais novo foi escolhido para comportar a usina solar fotovoltaica, devido ao fato de a cobertura do prédio mais antigo estar se degradando e o risco de desabamento com o peso do sistema fotovoltaico ser grande.

Os dados de localização do prédio que receberá a instalação da usina fotovoltaica são encontrados na Tabela 4:

Tabela 4 – Dados do local de instalação

Latitude	-23,474296°
Longitude	-46,461763°
Potencial Solar [1]	
Mês	Irradiação Solar (kWh/m <sup>2</sup> .dia)
Janeiro	5,23
Fevereiro	5,51
Março	4,68
Abril	4,15
Maio	3,38
Junho	3,16
Julho	3,26
Agosto	4,16
Setembro	4,21
Outubro	4,72
Novembro	5,08
Dezembro	5,64
Média	4,43

Além disso, durante a fase de construção do prédio mais novo, o cliente recebeu informações de que a parte frontal do telhado deste suporta uma sobrecarga de 15.000 kg, ou aproximadamente 15 kg/m<sup>2</sup>. Como o sistema fotovoltaico como um todo terá uma carga de aproximadamente 8.230 kg, ou 8,26 kg/m<sup>2</sup>, a cobertura suporta perfeitamente a sobrecarga que a usina exercerá sobre a estrutura de telhado. Estas informações podem ser encontradas discriminadas na Tabela 5.



Tabela 5 – Carga do Sistema Fotovoltaico sobre o Telhado.

<b>Relação de Itens - Posicionamento Estrutura no Telhado</b>			
<b>Item</b>	<b>Qtde. por Estrutura</b>	<b>Peso (kg) Unitário</b>	<b>Peso Total (kg)</b>
Perfil de 2,24 m	48	1,2	57,6
Perfil de 3,36 m	132	1,67	220,44
Grampo intermediário 40 mm	312	0,064	19,968
Grampo Terminal 40 mm	360	0,058	20,88
Suporte <i>Hook</i>	492	0,2	98,4
Kit Grampo de Trilho P/ Telhado Trapezoidal	492	0,057	28,044
Clipe de Aterramento	312	0,007	2,184
Grampo de Aterramento	180	0,059	10,62
Módulos 450 W	246	24,9	6125,4
Total (sem percentual de segurança)			6583,54
Total (com 25% acima de segurança) <sup>1</sup>			8229,42
<sup>1</sup> Percentual de segurança considerado para cabos + infraestrutura elétrica			

A fim de evitar manutenções por conta de vazamentos ou outros possíveis danos em determinadas áreas de difícil acesso, o cliente determinou que a instalação fosse feita somente na área frontal do prédio, já que o acesso ao telhado nessa área pode ser facilmente feito com escadas. A Figura 1 mostra a vista em perspectiva do local da instalação da usina, enquanto as Figuras 2 e 3 mostram a vista superior e a simulação da disposição dos módulos na área delimitada, respectivamente.



Figura 1: Local da instalação – Vista em perspectiva.

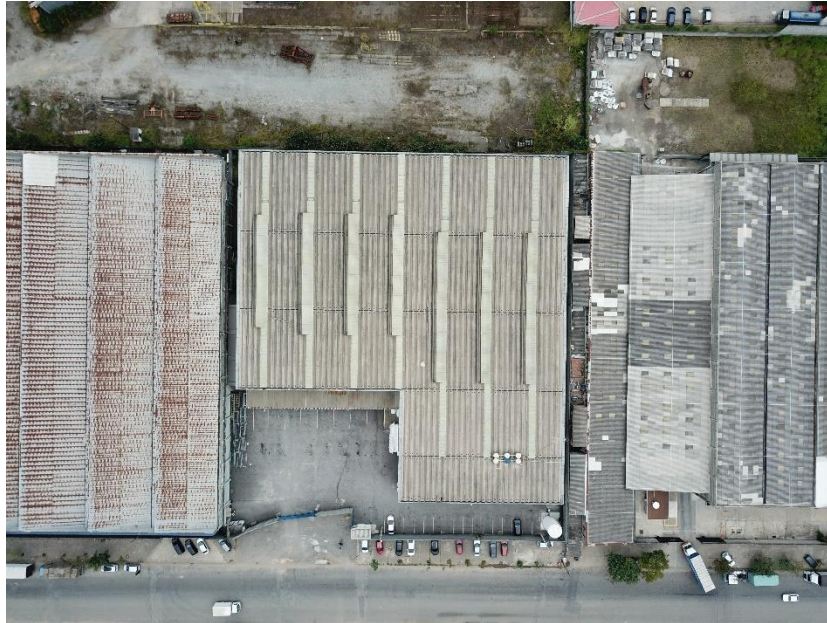


Figura 2: Local da instalação – Vista superior.

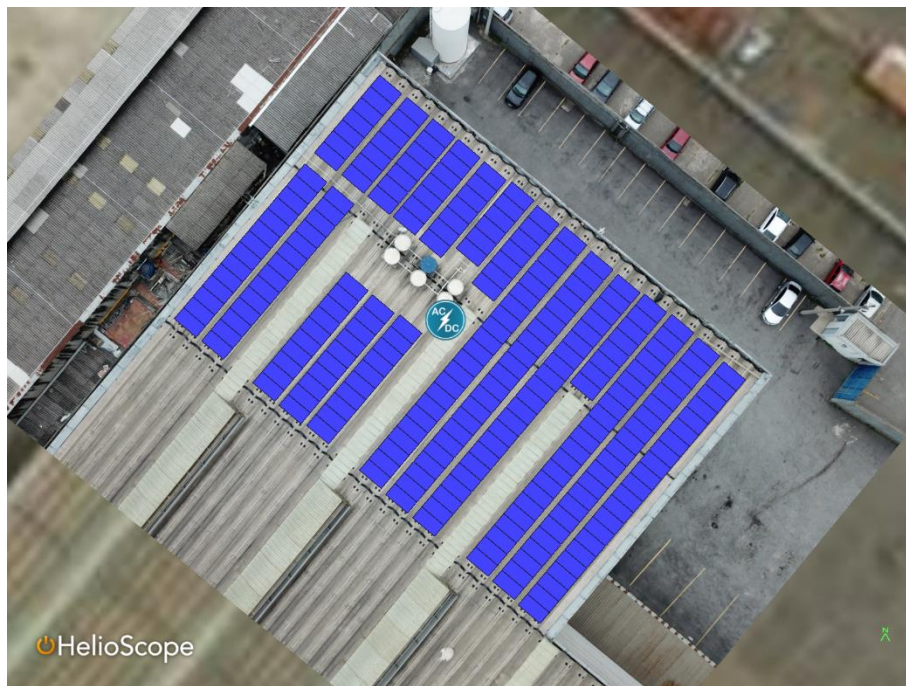


Figura 3: Disposição dos Módulos na Área Delimitada.

### 1.3 ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO E PERDAS

A distribuição e simulação de dimensionamento da Usina Fotovoltaica foi realizada através do *software* Helioscope [2], que simula a geração mês a mês ao longo do ano a fim de adquirir um resultado bem próximo ao real. Essa simulação de geração é feita com base no posicionamento/distribuição dos módulos fotovoltaicos e com base no desenho 3D de itens que causam sombreamento, além da altura real onde os módulos fotovoltaicos ficarão.

A primeira variável de perda a ser analisada é do posicionamento. Como é um telhado que não está voltado para o Norte Verdadeiro, existe uma perda de irradiância solar de aproximadamente 0,8%. Uma vez que os módulos serão direcionados para o sentido Noroeste, a perda não é muito significativa neste caso e é compensada pela quantidade de módulos a ser colocada. Além disso, por conta de o telhado do local ser um telhado de concreto protendido em W, o posicionamento do módulo não permite uma inclinação ideal igual à latitude. Dessa forma, a simulação foi realizada com uma inclinação mínima de 5°, que é necessária para escoamento de sujidades e água.

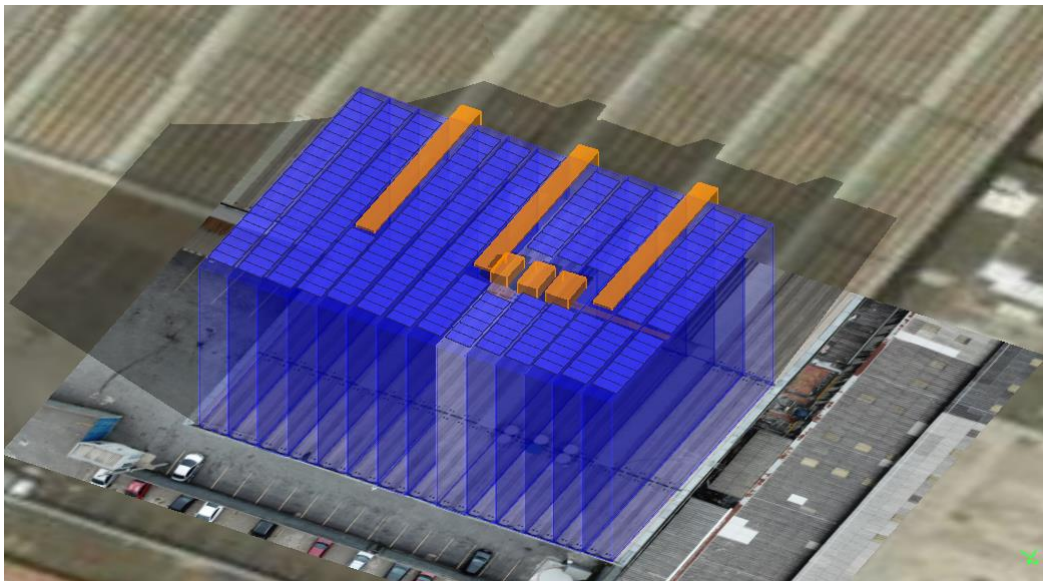


Figura 4: Disposição dos módulos na área delimitada com colocação de itens que causam sombreamento e/ou não podem receber a colocação de módulos.

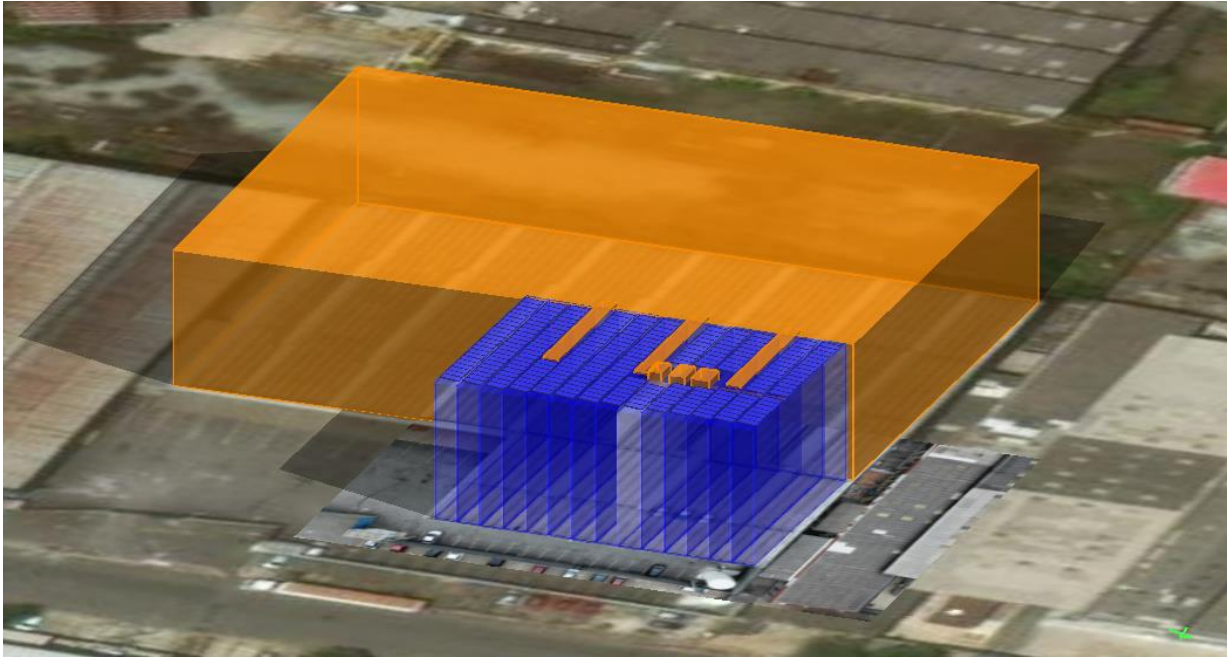


Figura 5: 3D do Sistema Fotovoltaico para simulação de geração de energia e possíveis perdas. Obs: Em laranja, na parte traseira, está a parte do prédio que não receberá módulos fotovoltaicos; em laranja na parte onde há os módulos fotovoltaicos estão os locais que causam sombreamento; em azul, são as áreas que receberão os módulos fotovoltaicos com a inclinação mínima de 5°.

A segunda variável a ser analisada é a perda por temperatura. A grandeza de tensão dos módulos fotovoltaicos sofre bastante com a variação de temperatura: quanto mais alta a temperatura, menor a tensão gerada na saída da caixa de junção. Dessa forma, as perdas por temperatura têm grande importância durante as análises e devem ser simuladas para que a verificação da energia gerada seja coerente com aquilo que foi dimensionado. Nesta simulação, há uma perda de potência de aproximadamente 4,3%.

A perda de irradiância por reflexão é a terceira variável analisada. Durante a simulação, foi calculada uma perda de aproximadamente 3,7% por conta da reflexão dos raios solares pelo sistema fotovoltaico.

Neste sistema, como o local de instalação não possui obstáculos maiores ao seu redor, a perda por sombreamento é baixa: aproximadamente 1,1%.

As perdas por conta de sujidades (depósito de poeira nos módulos e outras possíveis causas) têm uma influência de aproximadamente 2,0% na geração.

Além das perdas por conta de variáveis ambientais, conforme descrito nos itens acima, há também as perdas dentro do sistema elétrico: o sistema foi simulado já com o modelo exato de módulos e inversor, e a perda por descasamento dos módulos é de aproximadamente 4,6% enquanto que a perda devido à eficiência do inversor escolhido é de aproximadamente 1,7%.

Há também a perda por conta do *clipping* no inversor: a potência de módulos fotovoltaicos é superior à potência nominal do inversor, para que ele consiga trabalhar mais próximo de sua grandeza nominal na maior parte do tempo. Com isso, em alguns momentos a potência de módulos ultrapassa a potência nominal do inversor, que limita a geração ao seu valor base, ocorrendo assim o fenômeno de *clipping*. Essa perda por conta do corte forçado na geração está em torno de 2,6%.

Por último, existem as perdas na fiação de corrente contínua, aproximadamente 0,2% e as perdas por conta da parte AC do sistema, que fica resumida aos cabos, proteções e transformador utilizado, ficando em torno de 0,5%. As perdas obtidas na parte AC já contemplam o dimensionamento da usina, que será demonstrado no próximo capítulo.

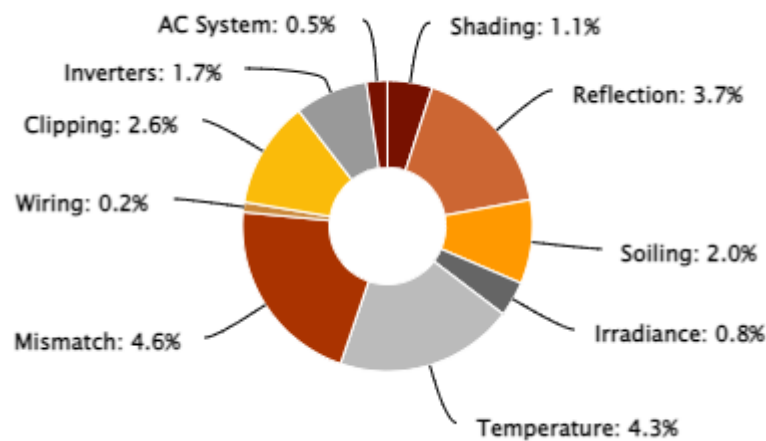


Figura 6: Resumo das perdas simuladas na usina fotovoltaica pelo *software* Helioscope.

## 2- Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

Este capítulo tem o objetivo de demonstrar os cálculos realizados para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, além de apresentar os resultados da simulação do sistema no *software* Helioscope [2], a fim de indicar o tamanho da usina fotovoltaica que suprirá os consumos das duas unidades consumidoras apresentadas anteriormente.

### 2.1 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os cálculos manuais de dimensionamento da usina fotovoltaica foram feitos com base nas fórmulas da apostila da disciplina ELT 567 – Regulamentação e Projeto de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica, onde obtêm-se os seguintes resultados:

$$N = \frac{W_{arranjo}}{G \times A \times \eta \times \varphi} = \frac{364,6}{4,43 \times 2,108 \times 1,048 \times 0,204 \times 0,785} = 228,29. \quad (1)$$

Levando-se em conta que nesse sistema serão utilizados módulos fotovoltaicos da Canadian Solar, modelo CS3W-450MS, de 450 W; Considerando que  $W_{arranjo}$  é a demanda de energia diária das duas UCs,  $A$  e  $\eta$  são a área e eficiência do módulo, respectivamente,  $G$  é a irradiação solar do local da instalação e  $\varphi$  é a eficiência geral do sistema (baseada na simulação de perdas obtidas no capítulo 1).

Portanto, de acordo com a equação (1), 233 módulos seriam suficientes para suprir a demanda de consumo de ambas as unidades consumidoras.

Entretanto, devido à fatores externos como sombreamento e demais perdas, somente através de um *software* é possível simular uma usina fotovoltaica com uma geração igual ao valor do consumo, pois o *software* consegue analisar todas as variáveis e identificar o quanto o sistema gerará bem próximo da realidade.

Através da simulação em software, para gerar aproximadamente 131,8 MWh por ano, que é o valor de consumo anual das duas unidades consumidoras, é necessário a utilização de 246 módulos fotovoltaicos de 450 W da Canadian Solar, alcançando assim uma potência de pico de módulos de 110,7 kWp. A simulação foi feita com os dados de datasheet do modelo CS3W-450MS e detalhes podem ser encontrados na Figura 7. A Figura 8 mostra a simulação da energia anual gerada descontando as perdas avaliadas no Capítulo 1, enquanto

a Figura 9 discrimina os módulos e inversor adotado na simulação desenvolvida. Por fim, a Figura 10 apresenta a produção mensal estimada de energia para este caso de estudo.

Module DC Nameplate	110.7 kW
Inverter AC Nameplate	75.0 kW Load Ratio: 1.48
Annual Production	131.2 MWh
Performance Ratio	80.5%
kWh/kWp	1,185.0
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, meteonorm (meteonorm)

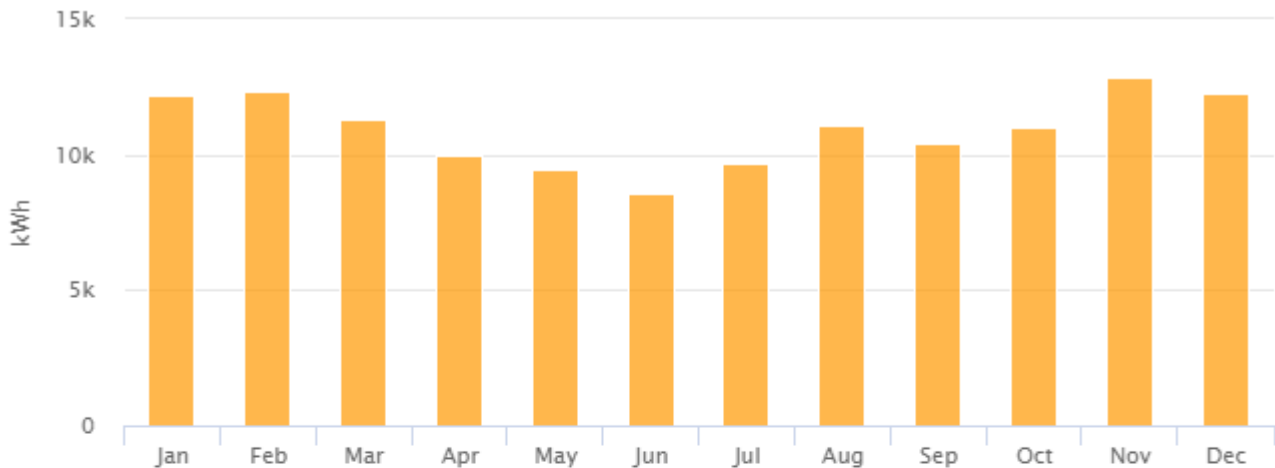
Figura 7: Resumo dos dados da simulação no *software* Helioscope

Energy (kWh)	Nameplate	152,365.7	
	Output at Irradiance Levels	151,085.5	-0.8%
	Output at Cell Temperature Derate	144,631.9	-4.3%
	Output After Mismatch	138,024.3	-4.6%
	Optimal DC Output	137,695.6	-0.2%
	Constrained DC Output	134,184.1	-2.6%
	Inverter Output	131,842.4	-1.7%
	<b>Energy to Grid</b>	<b>131,183.2</b>	<b>-0.5%</b>

Figura 8: Simulação da energia anual gerada com os descontos por conta das perdas no *software* Helioscope.

Components		
Component	Name	Count
Inverters	Solis-75K-5G-US (2020) (Solis)	1 (75.0 kW)
Strings	6 mm2 (Copper)	14 (719.5 m)
Module	Canadian Solar, CS3W-450MS (450W)	246 (110.7 kW)

Figura 9: Componentes fotovoltaicos considerados na simulação no *software* Helioscope.



Hide table

Month	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	POA (kWh/m <sup>2</sup> )	Shaded (kWh/m <sup>2</sup> )	Nameplate (kWh)	Grid (kWh)
January	141.0	139.8	138.8	14,543.2	12,192.1
February	140.1	141.1	139.8	14,657.4	12,362.0
March	126.6	127.9	126.6	13,245.9	11,337.5
April	108.7	111.8	110.5	11,560.3	10,008.5
May	99.6	103.3	102.0	10,621.3	9,474.2
June	89.2	93.7	92.0	9,550.3	8,583.9
July	100.1	104.8	103.0	10,705.7	9,651.4
August	115.6	119.8	118.2	12,345.9	11,069.5
September	112.7	114.4	113.4	11,873.1	10,388.8
October	125.7	126.2	125.1	13,113.0	11,005.9
November	149.3	149.1	147.8	15,527.2	12,838.3
December	141.6	140.9	139.7	14,622.4	12,271.2

Figura 10: Simulação da produção mensal de energia pelo sistema fotovoltaico no *software* Helioscope.

## 2.2 DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR

O dimensionamento do inversor iniciou-se com base na limitação de potência de conexão para que o sistema se mantivesse dentro da classificação de microgeração distribuída [3] [4], com faturamento dentro da modalidade tarifária do grupo B

Foi escolhido o inversor da fabricante Solis, modelo SOLIS-75K-5G-US. Este modelo possui uma potência nominal de 75 kW e pode receber uma potência de módulos fotovoltaicos de até 126 kW. Como a usina fotovoltaica foi



dimensionada com uma potência de 110,7 kWp, a faixa de potência máxima de entrada recomendada fica dentro do limite.

Este inversor possui 9 MPPTs com 2 entradas de *string* em cada uma. Dessa forma, é possível conectar até 18 *strings* fotovoltaicas no inversor, desde que sob as limitações de corrente e tensão máximas de entrada C.C.

Cada entrada de *string* suporta uma corrente máxima no conector de entrada de 13 A ou 26 A por MPPT. Dessa forma, a corrente de curto-circuito da *string* acrescida de 10% [5] não deve ser superior aos 13 A de cada entrada.

A corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) do módulo escolhido é de 11,54 A. Portanto:

$$I_{m\acute{a}x} = 1,1 \times I_{sc} = 1,1 \times 11,54 = 12,69 \text{ A.} \quad (2)$$

Dessa forma, pela equação (2), as correntes de cada *string* estão dentro dos limites dos conectores de entrada do inversor.

A tensão máxima de entrada do inversor ( $V_{m\acute{a}xinv}$ ) é de 1.100 V, portanto, a tensão de circuito aberto corrigida pela temperatura da *string* não deve ser superior aos 1.100 V em cada entrada [6].

A tensão  $V_{oc}$  corrigida ( $V_{oc,corrig}$ ) para 5 °C, que é o registro de menor temperatura da cidade durante o dia, é de 52,41 V. Portanto:

$$N = \frac{V_{m\acute{a}xinv}}{V_{oc,corrig}} = \frac{1100}{52,41} = 20,98. \quad (3)$$

Dessa forma, pela equação (3), 20 é o número máximo de módulos fotovoltaicos  $N$  conectados por *string*.

Com esses parâmetros e seguindo as proximidades dos módulos entre si, a distribuição de *strings* nas conexões de entradas do inversor está mostrada na Tabela 6:

Tabela 6 – Distribuição de conexão de strings no inversor

MPPT	Qtde. de Strings	Nº de Módulos
1	2	14
2	2	14
3	2	14
4	2	14
5	2	16
6	2	16
7	2	16
8	1	20
9	1	18

## 2.1 TRANSFORMADOR

O inversor dimensionado para o sistema possui uma saída trifásica de 380 V, incompatível com a tensão de rede da Unidade Consumidora que receberá o sistema fotovoltaico. Desta forma, é necessário a utilização de um transformador de tensão para ajustar o parâmetro à rede.

Como a potência nominal do inversor é de 75 kW, foi selecionado um transformador de 85 kVA, que pode trabalhar na faixa de potência nominal do inversor escolhido.

## 2.2 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C.

De acordo com a norma de projetos fotovoltaicos [7], o dimensionamento do cabeamento C.C. é feito através da análise da capacidade de condução de corrente e da queda de tensão.

O primeiro método, o da capacidade de condução de corrente possui a seguinte fórmula de cálculo e foi obtido o seguinte resultado.

$$I_c = \frac{1,5 \times I_{scMódCorrigido}}{ka} = \frac{1,5 \times 11,92}{0,41} = 43,61 \text{ A} \quad (4)$$

Considerando o fator de agrupamento  $ka$  igual à 0,41 por conta da descida de 18 strings diferentes até as String Boxes pelo mesmo eletroduto.

A corrente corrigida que passará pelo condutor de cada *string* é de 43,61 A.

Como o condutor de 6 mm<sup>2</sup>, para um modo de instalação 1 ao ar livre exposta ao sol, suporta 44 A. De acordo com a norma de cabos de potência para sistemas fotovoltaicos [8], ele supre a necessidade da corrente a ser carregada pelo até a entrada do inversor.

Pelo método da queda de tensão, o cabo de 6 mm<sup>2</sup> também supre a necessidade de carregamento da corrente, conforme demonstrado abaixo:

$$\text{Seção Condutor} = \frac{200 * \rho * L * I_{scArrCorrigido}}{V_{mpCorrigido} * \Delta V} \quad (5)$$

$$\text{Seção Condutor} = \frac{200 * 0,0227 * 100 * 11,92}{555,08 * 3} = 3,25 \text{ mm}^2 \quad (6)$$

Considerando o  $V_{mp}$  corrigido para a menor *string*, com 14 módulos em série à uma temperatura de 80 °C, uma vez que quanto maior a temperatura, menor a tensão de operação da *string*. E considerando também a distância máxima de 100 metros de descida da string mais distante do inversor.

### 2.3 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO C.C.

De acordo com a norma de projetos fotovoltaicos [7], é necessário que haja um dispositivo de seccionamento da parte C.C. do sistema, além de um DPS Fotovoltaico acoplado à usina. Neste caso, foi escolhida a utilização de 4 *String boxes* 4 entradas e 4 saídas para a conexão direta das *strings* à cada conector de entrada do inversor. Na *String Box*, existe o DPS Classe II, uma vez que o local de instalação não possui sistema SPDA. O dispositivo de seccionamento é acoplado ao inversor e somente ele, de acordo com a norma de projetos fotovoltaicos, é suficiente para a segurança de seccionamento da parte C.C.

### 2.4 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A.

O dimensionamento dos cabos C.A. é feito de acordo com a norma de Instalações Elétricas de Baixa Tensão – ABNT NBR 5410 [9]. Também é feito o cálculo para analisar a capacidade de corrente necessária para o cabo, além da análise da queda de tensão no cabo.

Para o projeto em questão, como será utilizado transformador, é necessário calcular o cabeamento entre Inversor e Transformador e entre Transformador e Conexão à Rede Elétrica.

1. Cabeamento entre inversor e transformador: Para o cálculo da capacidade de corrente, foi utilizada a corrente de saída do inversor corrigida com a temperatura de 40 °C e fator de agrupamento.

$$I_{invcor} = \frac{I_{inv}}{k_a \times k_t} = \frac{114}{1 \times 0,87} = 131,03 \text{ A} \quad (7)$$

Para o método de instalação B1, com 3 condutores carregados, pode-se considerar um condutor de 50 mm<sup>2</sup> PVC ou 35 mm<sup>2</sup> EPR, que possuem capacidade de condução de corrente de 134 A e 144 A, respectivamente.

Pelo método da queda de tensão, os cabos descritos acima suprem a necessidade do sistema, conforme demonstração abaixo:

$$Seção Condutor = \frac{100 * \sqrt{3} * \rho * L * I_{invcor}}{V_{rede} * \Delta V} \quad (8)$$

$$Seção Condutor = \frac{100 * \sqrt{3} * 0,0227 * 5 * 131,03}{380 * 3} = 2,26 \text{ mm}^2 \quad (9)$$

Considerando que a tensão  $V_{rede}$ , que é a tensão de saída do inversor pelo *datasheet*, é de 380 V e a distância entre inversor e inversor é de 5 metros.

2. Cabeamento entre transformador e rede elétrica: Já para o cálculo da bitola do cabeamento entre transformador e QGBT, foi utilizada como corrente o valor adquirido do seguinte cálculo:

$$I = \frac{Potência Nominal Inversor}{V_{rede} * \sqrt{3}} \quad (10)$$

$$I = \frac{75.000}{220 * \sqrt{3}} = 196,82 \text{ A} \quad (11)$$

Dessa forma, a corrente corrigida para análise da capacidade de condução é:

$$I_{cor} = \frac{I}{k_a * k_t} = \frac{196,82}{1 * 0,87} = 226,23 \text{ A} \quad (12)$$

Para o método de instalação B1, com 3 condutores carregados, pode-se considerar um condutor de 95 mm<sup>2</sup> EPR, que possui capacidade de condução de corrente de 269 A.

Pelo método da queda de tensão, o cabo descrito acima supre a necessidade do sistema, conforme demonstração abaixo:

$$Seção Condutor = \frac{100 * \sqrt{3} * \rho * L * I_{cor}}{V_{rede} * \Delta V} \quad (13)$$

$$Seção Condutor = \frac{100 * \sqrt{3} * 0,0227 * 5 * 226,23}{220 * 3} = 11,67 \text{ mm}^2 \quad (14)$$

Considerando que a tensão  $V_{rede}$  é de 220 V, que é a tensão de saída do transformador e a distância entre transformador e QBT é 5 metros.

## 2.5 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO C.A.

Como o sistema dimensionado possui um inversor e um transformador, é necessário a utilização de duas proteções C.A. Uma na saída do inversor e uma na saída do transformador.

O disjuntor C.A. considerado para a saída do inversor é de 150 A, uma vez que ele protege não somente o inversor, mas o cabo também e está dentro da limitação da  $I_z$  corrigida ( $I_z'$ ).

$$I_b \leq I_{disj} \leq I_z' \quad (15)$$

$$I_b \leq I_{disj} \leq \frac{I_z}{k_a \times k_t} \quad (16)$$

$$114 \leq I_{disj} \leq \frac{144}{1 \times 0,87} \quad (17)$$

$$114 \leq I_{disj} \leq 165,52 \text{ A} \quad (18)$$

No caso do disjuntor C.A. considerado para a saída do transformador/conexão ao QBT, o disjuntor escolhido foi de 225 A, que também supre a necessidade de proteção do transformador e cabeamento.

$$I_b \leq I_{disj} \leq I_z' \quad (19)$$

$$I_b \leq I_{disj} \leq \frac{I_z}{k_a \times k_t} \quad (20)$$

$$196,82 \leq I_{disj} \leq \frac{269}{1 \times 0,87} \quad (21)$$

$$196,82 \leq I_{disj} \leq 309,20 \text{ A} \quad (22)$$

## 2.6 ATERRAMENTO

Segundo a Norma de Projetos Fotovoltaicos [7] e a norma de Conexão de Microgeração ao Sistema de Distribuição em Baixa Tensão da concessionária EDP [10], o aterramento do sistema pode ser feito na conexão do padrão de entrada, ou no QGBT, desde que este esteja corretamente derivado e equipotencializado. Com isso, o projeto leva em consideração a conexão da usina fotovoltaica no aterramento já existente.

## 2.7 ESTRUTURA DE FIXAÇÃO

As estruturas de fixação dos módulos serão instaladas em um telhado de concreto protendido em W. Dessa forma, a estrutura a ser utilizada será instalada entre os vãos desse telhado, conforme Figuras 11, 12 e 13.

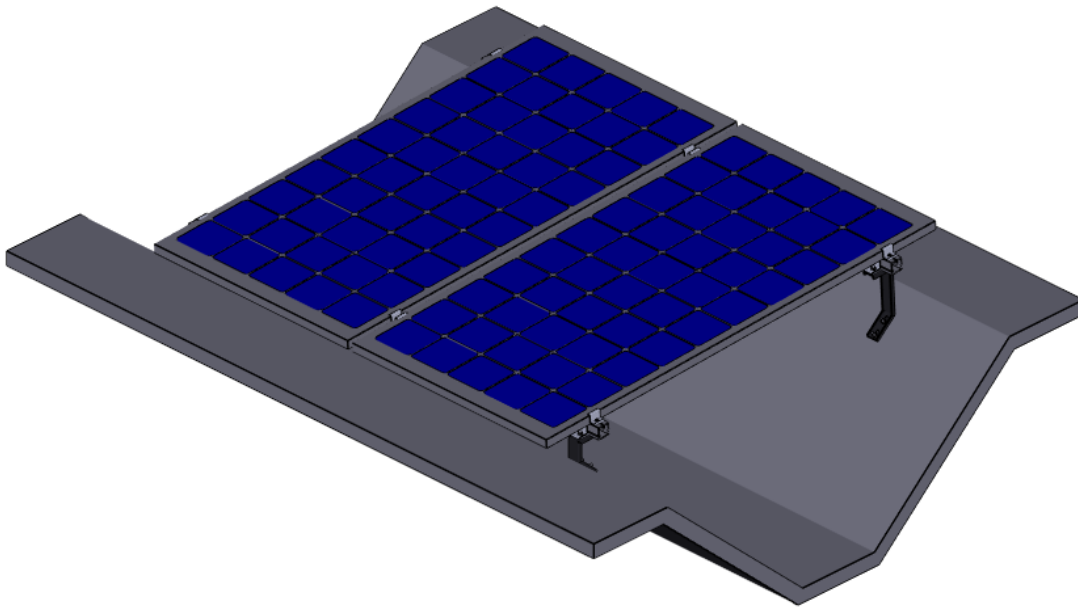


Figura 11: Demonstração de instalação dos módulos fotovoltaicos em telhado de concreto protendido em W.

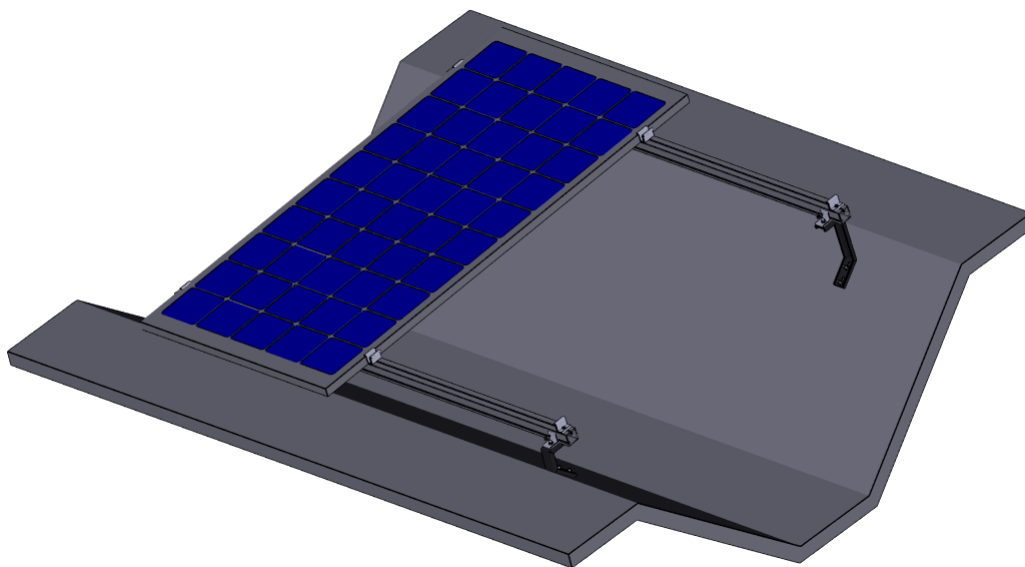


Figura 12: Visualização da parte abaixo dos módulos da estrutura de fixação

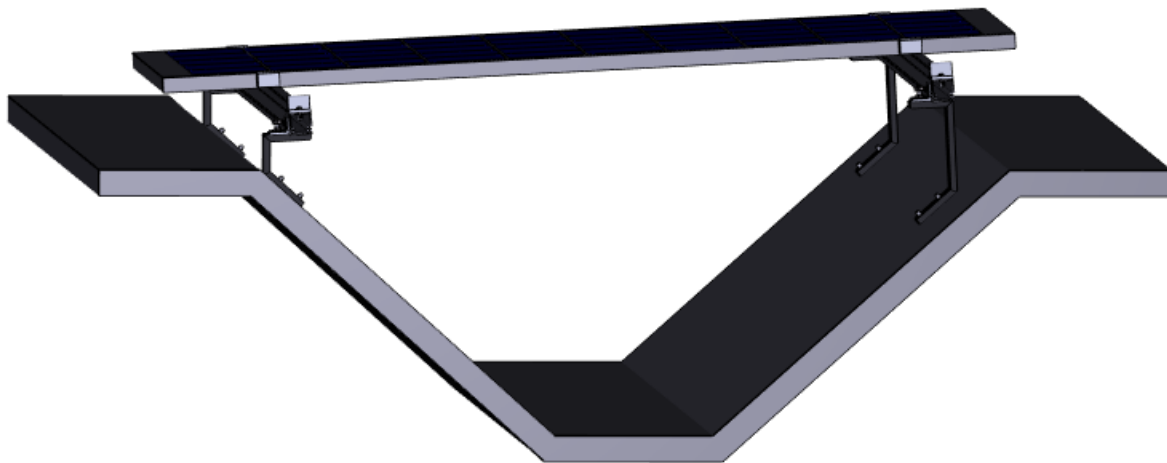


Figura 13: Vista lateral dos *hooks* de fixação nos telhados. É possível observar que um dos lados possui *hooks* de fixação maiores, para que a inclinação mínima de 5° seja possível.

A estrutura é composta por *hooks* de fixação, trilhos/perfis e grampos intermediários e finais para a fixação dos módulos.

### 3- Análise de Viabilidade Econômica

Este capítulo apresenta a análise econômica para o projeto, onde é possível analisar a Taxa de Retorno Interna do investimento, além do *payback* do sistema.

#### 3.1 PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO

O sistema dimensionado prevê compensação de 100% do consumo de energia das duas Unidades Consumidoras do cliente, por meio da modalidade autoconsumo remoto prevista pela Resolução Normativa 687/2015. Essa usina será instalada no local com o menor consumo, dessa forma, pelo menos 73% da energia gerada será injetada na rede, conforme ilustrado na Tabela 7.

Tabela 7 – Equivalência do Consumo.

Unidade Consumidora	Consumo (kWh)	% do Consumo Total
1	35.440	27
2	95.820	73
1+2	131.260	100

Assim, como haverá a compensação prevista de 100% da energia consumida para ambas as Unidades Consumidoras, cada UC será tarifada em somente o Custo de Disponibilidade, equivalente à 100 kWh/mês, uma vez que o tipo de fornecimento para os dois locais é trifásico.

Considerando as tarifas de TUSD e TE descritas em conta e mostradas na Tabela 8, além do Custo de Iluminação Pública a ser pago pelo consumidor e impostos retidos, haverá uma autonomia financeira de aproximadamente 97% após o primeiro ano completo de funcionamento da usina. Esta análise não levou em consideração os custos com adicionais de bandeiras, uma vez que estes variam de acordo com a quantidade de energia consumida diretamente da rede pela Unidade Consumidora.

Tabela 8 – Tarifas de energia descritas em conta [11].

Tarifas	Custo sem ICMS (R\$)	Custo com ICMS (R\$)
TUSD	0,30118	0,37073
TE	0,24493	0,30149



Os impostos considerados durante a análise de redução do consumo e valor da energia elétrica são ICMS, PIS e COFINS e foram retirados da própria fatura e energia fornecida pelo consumidor, conforme Tabela 9 A descrição detalhada dos gastos e economia anual estão discriminados na Tabela 10.

Tabela 9 – Impostos de energia [11].

<b>Imposto</b>	<b>Percentual Considerado</b>
ICMS	18%
PIS	0,8%
COFINS	3,6%

Tabela 10 – Análise de economia anual.

DESCRIÇÃO - GASTOS	CUSTO JANEIRO 2022	CUSTO MÉDIA ANUAL	CUSTO PÓS USINA FV
CONSUMO TUSD - B3 - UC1	R\$ 1.038,05	R\$ 1.094,90	R\$ 37,07
CONSUMO TE - B3 - UC1	R\$ 844,18	R\$ 890,41	R\$ 30,15
CONSUMO TUSD - B3 - UC2	R\$ 2.936,23	R\$ 2.960,33	R\$ 37,07
CONSUMO TE - B3 - UC2	R\$ 2.387,85	R\$ 2.407,45	R\$ 30,15
PIS - B3 - UC1	R\$ 14,51	R\$ 15,30	R\$ 0,52
PIS - B3 - UC2	R\$ 41,02	R\$ 41,36	R\$ 0,52
COFINS - B3 - UC1	R\$ 67,09	R\$ 70,76	R\$ 2,40
COFINS - B3 - UC2	R\$ 189,75	R\$ 191,31	R\$ 2,40
CIP - B3 - UC1	R\$ 49,30	R\$ 49,30	R\$ 49,30
CIP - B3 - UC2	R\$ 49,30	R\$ 49,30	R\$ 49,30
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 7.617,28</b>	<b>R\$ 7.770,41</b>	<b>R\$ 238,87</b>
<b>AUTONOMIA FINANCEIRA</b>		<b>97%</b>	
<b>ECONOMIA POR ANO</b>		<b>R\$ 90.378,46</b>	

### 3.2 ANÁLISE DE DESPESAS: INSTALAÇÃO INICIAL, LIMPEZA E TROCA DE EQUIPAMENTOS

O investimento orçado de instalação inicial completa do sistema fotovoltaico tem um valor total de R\$ 402.331,17, dividido em kit fotovoltaico e mão de obra de instalação com miscelâneas elétricas inclusas.

Tabela 11 – Custo de instalação inicial da usina fotovoltaica

Item	Qtde.	Unidade	Preço Unitário	Preço total
Módulos	246	Peça	R\$ 1.226,30	R\$ 301.669,80
Inversor	1	Peça	R\$ 27.861,60	R\$ 27.861,60
String Box 4x4	4	Peça	R\$ 1085,99	R\$ 4.343,96
Cabo Solar	100	Metros	R\$ 6,45	R\$ 645,00
Transformador	1	-	R\$ 10.000,00	R\$ 10.000,00
Estrutura de Fixação	-	-	-	R\$ 30.810,81
Total - Kit Fotovoltaico				R\$ 375.331,17
Mão de obra + miscelâneas elétricas C.A./C.C.	-	-	-	R\$ 27.000,00
<b>Total - Sistema Fotovoltaico Completo</b>				<b>R\$ 402.331,17</b>

Além do investimento inicial, para a análise de viabilidade econômica e *payback*, é necessário considerar as despesas de operação e manutenção do sistema, além dos ajustes das variáveis financeiras.

Como despesas básicas de O&M, deve-se considerar as limpezas dos módulos no telhado e a troca do inversor após um período de 10 a 12 anos da instalação inicial do sistema. Para as limpezas, é necessário analisar o nível de poluição do local, bem como o nível de precipitação. Para a cidade de Guarulhos – São Paulo, local onde o sistema será instalado, é comum que os projetistas considerem a limpeza de sistemas fotovoltaicos com uma frequência mínima de 2x ao ano. Para o projeto em questão, foi considerado uma frequência de 3x ao ano, conforme Tabela 12. As premissas para o estudo de viabilidade econômica são mostradas na Tabela 13.

Tabela 12 – Custos posteriores à instalação da usina solar fotovoltaica.

Item	Custo	
Inversor	R\$ 30.000,00	
Limpeza	Mão de obra	R\$ 1.250,00
	Quantidade de dias para a limpeza	1
	Número de limpezas por ano	3
	Valor total - Limpeza	R\$ 3.750,00
	Valor - O&M básico	R\$ 5.000,00
	Reajuste de preço da limpeza por ano	5%

Tabela 13 – Variáveis financeiras.

<b>Taxas</b>	<b>% a.a.</b>
Taxa de reajuste do preço da energia	5
Taxa de reajuste dos valores monetários	5
Taxa de diminuição de eficiência dos módulos	1
Taxa Mínima de Atratividade - TMA*	9

### 3.3 FLUXO DE CAIXA

Levando-se em conta os custos e variáveis financeiras do item anterior, é possível listar os gastos e o fluxo de caixa para uma análise de 10 anos após a instalação do sistema, conforme Tabela 14.

Tabela 14 – Despesas com o sistema fotovoltaico

Ano	Investimento R\$	R\$/kWh	Iluminação pública R\$	Pagamento Mínimo	Despesa Manutenção R\$
0	402.331	0,70	1.183,2	841	3.750
1	-	0,74	1.242,4	883	3.938
2	-	0,77	1.304,5	927	4.134
3	-	0,81	1.369,7	973	4.341
4	-	0,85	1.438,2	1.022	4.558
5	-	0,89	1.510,1	1.073	4.786
6	-	0,94	1.585,6	1.127	5.025
7	-	0,99	1.664,9	1.183	5.277
8	-	1,04	1.748,1	1.242	5.540
9	-	1,09	1.835,5	1.304	5.817
10	30.000	1,14	1.927,3	1.370	6.108

O fluxo de caixa se mantém negativo até o quarto ano, como mostrado na Tabela 15. A partir de então, pode-se considerar que a usina está retornando dinheiro como um investimento, uma vez que a cada ano a tarifa de energia é reajustada e este valor não utilizado pode ser investido em outra aplicação.

Dentro do fluxo de caixa, pode-se considerar dois métodos: o fluxo de caixa simples e o fluxo de caixa descontado. O fluxo de caixa simples considera somente o valor bruto recolhido do ganho, ou seja, sem considerar o valor do dinheiro ao longo do tempo. Já o fluxo de caixa descontado considera o efeito do tempo sobre o dinheiro, considerando valores descontados para o presente por meio de uma taxa de juros. Dessa forma, é possível analisar o valor real do dinheiro a cada ano que o investimento analisado é considerado.

Tabela 15 – Fluxo de caixa

Fluxo de Caixa	Saldo Acumulado	Fluxo Descontado	Fluxo Descontado	Ano
- 316.135	- 316.135	- 316.135	- 316.135	0
90.506	-225.629	83.033	- 233.102	1
95.031	- 130.598	79.986	-153.116	2
99.783	- 30.815	77.051	- 76.065	3
104.772	73.957	74.223	- 1.842	4
110.011	183.968	71.499	69.657	5
115.511	299.479	68.875	138.532	6
121.287	420.765	66.348	204.880	7
127.351	548.116	63.913	268.794	8
133.719	681.835	61.568	330.361	9
110.404	792.239	46.636	376.997	10

### 3.4 ANÁLISE DA VIABILIDADE

Como as duas unidades consumidoras estão classificadas dentro da mesma categoria de tarifação, é possível resumir a análise de viabilidade de um mesmo ponto, considerando a viabilidade somada para ambas as unidades.

Levando-se em conta o fluxo de caixa apresentado, é possível calcular um TIR de aproximadamente 30,10%, o que é bastante atrativo para o mercado fotovoltaico. Além disso, o *payback* simples fica em torno de 3,3 anos enquanto o *payback* descontado fica em torno de 4 anos. A Figura 14 apresenta esses resultados de forma ilustrativa para o *payback* descontado.

Da mesma forma que o fluxo de caixa, do qual o *payback* é baseado, o *payback* simples determina o tempo necessário para a recuperação do investimento, sem considerar o valor do dinheiro no tempo. Ele acumula os valores de pagamento inicial até que o valor total acumulado seja igual ao valor investido. Neste momento, alcança-se o *payback* simples.

Já no caso do *payback* descontado, este leva em conta o valor do dinheiro ao longo do tempo ao trazer para o presente os valores descontados com base em taxas de juros. Dessa forma, tem-se uma análise mais realista do quanto e quando realmente o investimento retornará para o cliente.

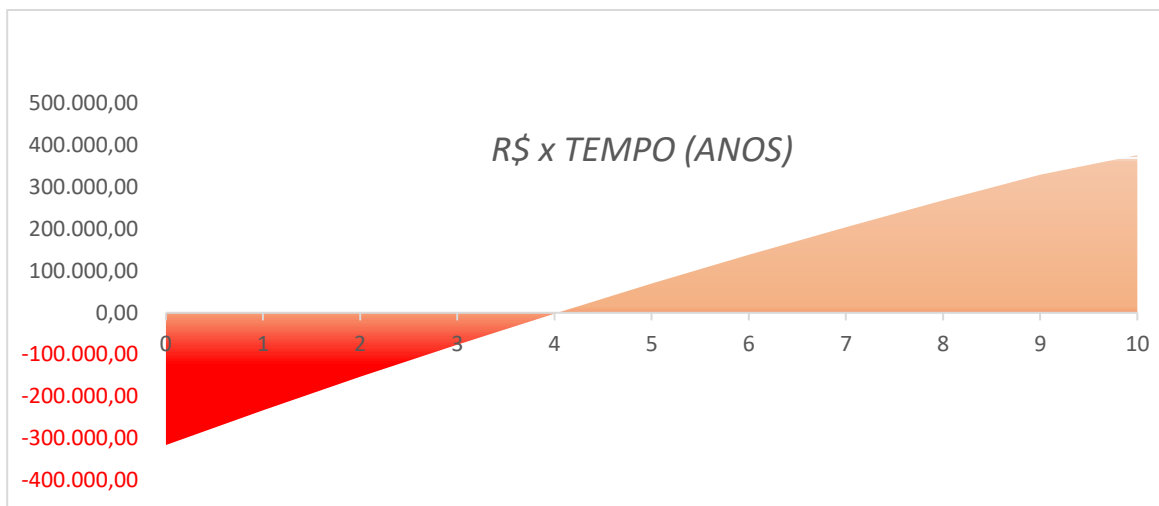


Figura 14: *Payback* descontado para o investimento inicial do sistema fotovoltaico

## 4- Memorial Descritivo e Projeto Elétrico

Este capítulo apresenta o descritivo geral da Documentação Técnica, conforme os padrões brasileiros, para um projeto de microgeração de energia solar fotovoltaico.

Será descrito aqui os dados e as informações técnicas sobre o projeto e a instalação, pessoas físicas e jurídicas envolvidas, especificação dos componentes e dados para comissionamento do sistema.

O sistema fotovoltaico conectado à rede citado neste documento tem por finalidade a Compensação de Energia Elétrica, modalidade de microgeração distribuída que permite ao consumidor gerar energia em paralelo com a rede pública de distribuição de energia elétrica, para fins de autoconsumo.

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica é regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através da Resolução Normativa 482 de 17 de abril de 2012, retificada pela Resolução Normativa 724 de 01 de junho de 2017; o projeto aqui apresentado segue as determinações desta resolução normativa, bem como os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST), as normas técnicas vigentes para instalações elétricas em baixa tensão (NBR-5410).

O projeto elétrico segue as determinações da concessionária de energia elétrica local, a EDP São Paulo, através da observância da norma específica para acesso à rede pública de distribuição de energia elétrica [10] [12], a norma técnica vigente atualmente.

### 4.1 DADOS PRELIMINARES

Com base no estudo elaborado, é apresentado na Tabela 16 o resumo das principais informações, tais como: a potência nominal máxima (em condições ideais de funcionamento), os dispositivos utilizados para a concepção do sistema fotovoltaico e seus respectivos fabricantes e modelos.

Tabela 16 – Informações gerais do sistema fotovoltaico

RESUMO DO SISTEMA	
<b>Potência-pico do Sistema Fotovoltaico</b>	110,7 kWp
<b>Fabricante e modelo dos módulos</b>	Canadian Solar / CS3W-450MS
<b>Tecnologia dos módulos</b>	Silício Monocristalino
<b>Quantidade total de módulos fotovoltaicos</b>	246
<b>Número total de fileiras (<i>strings</i>)</b>	16
<b>Área total das placas fotovoltaicas</b>	543,5 m <sup>2</sup>
<b>Fabricante do(s) Inversor(es)</b>	Solis
<b>Modelo do(s) Inversor(es)</b>	Solis-75K-5G
<b>Potência nominal total do(s) Inversor(es)</b>	75 kW
<b>Quantidade de Inversores</b>	1
<b>Fabricante e modelo estrutura de fixação</b>	King Feels   Inox Par
<b>Tipo de Cobertura</b>	Telhado em W de Concreto Protendido
<b>Fabricante dos Cabos c.c.</b>	Sil ou similar
<b>Fabricante dos Cabos c.a.</b>	Cobremack ou similar
<b>Fabricante e modelo disjuntores</b>	JNG ou similar
<b>Fabricante e modelo DPS</b>	JNG ou similar

As folhas de dados (*datasheets*) dos componentes fazem parte dos anexos deste documento.

#### 4.1.1 IDENTIFICAÇÃO DO LOCAL DA INSTALAÇÃO

O responsável para operação e manutenção do sistema fotovoltaico conectado à rede para geração própria é identificado na Tabela 17:

Tabela 17 – Local da instalação.

<b>IDENTIFICAÇÃO DO LOCAL DA INSTALAÇÃO</b>	
<b>Titular da Fatura de Energia</b>	-
<b>CPF/CNPJ</b>	-
<b>Telefone</b>	-
<b>E-mail</b>	-
<b>Endereço</b>	Cidade Industrial – Guarulhos – São Paulo
<b>CEP</b>	07220-080
<b>Cidade e Estado</b>	Guarulhos/SP
<b>Coordenadas Geográficas</b>	-23,474296°, -46,461763°
<b>Número da Unidade Consumidora</b>	-
<b>Número do Medidor</b>	-
<b>Classificação da Unidade Consumidora</b>	B3 – Comercial
<b>Tipo de Ligação da Unidade Consumidora</b>	Trifásico – Baixa Tensão

#### 4.1.2 LOCAIS PARA UTILIZAÇÃO DE CRÉDITOS GERADOS

Além da Unidade Consumidora, onde o sistema fotovoltaico será instalado, este também suprirá o consumo de uma segunda UC, localizada no mesmo bairro do local da instalação. Esta segunda unidade possui a mesma classificação e tipo de fornecimento, dessa forma, as análises feitas são as mesmas para ambos os locais.



### 4.1.3 IDENTIFICAÇÃO AÉREA DO IMÓVEL

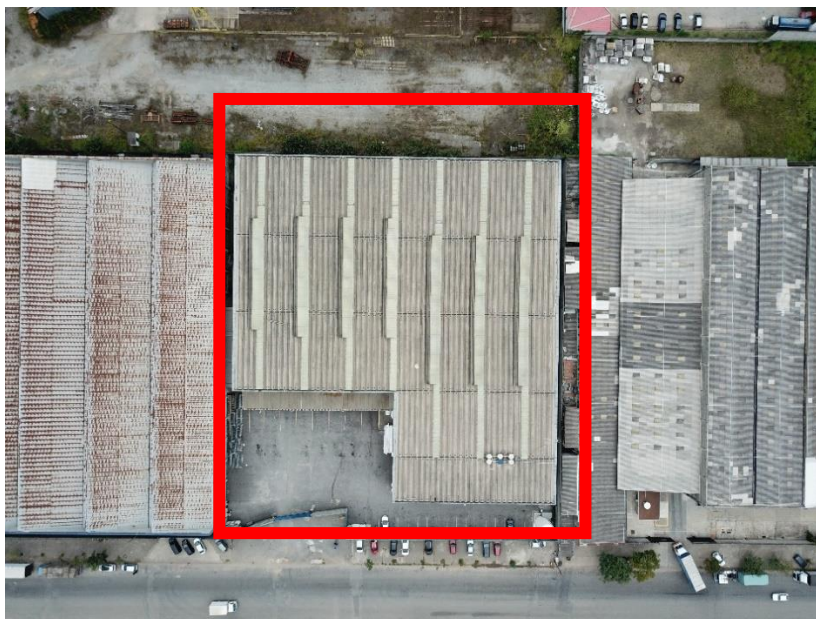


Figura 15: Mapa da localização do imóvel.

### 4.1.4 RESPONSABILIDADE TÉCNICA

O profissional responsável pela elaboração do projeto e instalação do sistema de geração própria é identificado na Tabela 18, juntamente com suas atribuições e número da Anotação de Responsabilidade Técnica.

Tabela 18 – Responsabilidade técnica.

RESPONSABILIDADES	
<b>Responsabilidade Técnica</b>	Joandra Ribeiro Gomes
<b>CREA</b>	5070561857-SP
<b>Anotação de Responsabilidade Técnica (ART)</b>	28027230211579514

### 4.2 DESCRITIVO TÉCNICO DO SISTEMA DE GERAÇÃO PRÓPRIA – SFCR

O presente sistema de microgeração distribuída utiliza a tecnologia dos sistemas fotovoltaicos para a geração de energia em montante necessário para a compensação do consumo do local.

Um sistema fotovoltaico é um gerador de energia elétrica (potencial e corrente), que aproveita o efeito fotovoltaico, transformando luz em corrente elétrica no interior de seus materiais semicondutores. O sistema fotovoltaico aqui apresentado é do tipo conectado à rede, cuja principal característica é possuir um dispositivo automatizado de condicionamento de potência e acoplamento à rede, capaz de sincronizar automaticamente a geração (em corrente contínua) das células fotovoltaicas (o elemento ativo de geração) em corrente alternada de acordo aos valores de frequência e tensão da rede à qual está conectado.

O sistema fotovoltaico conectado à rede possui sistema de proteção contra ilhamento, relês e temporizadores para sincronismo, e controle de frequência, tensão e fator de potência. Todas essas funcionalidades são implementadas através do inversor interativo à rede, que é o componente principal do sistema fotovoltaico conectado à rede, responsável pelo gerenciamento, controle e coleta de dados operacionais.

Devido às características do dispositivo de condicionamento de potência (inversor interativo), o sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) é totalmente dependente da rede, não funcionando de forma autônoma. O sistema fotovoltaico utilizará o sistema de aterramento funcional instalado na unidade consumidora.

#### 4.2.1 GENERALIDADES

O sistema fotovoltaico apresentado possui potência pico (potência total do conjunto de módulos fotovoltaicos – placas solares – em condições de laboratório) de 110,7 kWp (kilowatts-pico), e é interligado à rede através de um inversor interativo, que ajusta a potência gerada pelo Arranjo Fotovoltaico às condições de frequência e tensão da rede de distribuição pública de energia elétrica. O inversor utilizado possui potência máxima de 75 kW.

Para melhor compreensão, o sistema fotovoltaico é dividido nos seguintes subsistemas:

1. Gerador Fotovoltaico: subsistema de geração, composto pelo arranjo fotovoltaico (conjunto de módulos fotovoltaicos), cabeamento e dispositivos de seccionamento e proteção.
2. Inversor Interativo: subsistema de condicionamento de potência, responsável pela proteção do gerador e da rede de distribuição, qualidade de energia e coleta de dados operacionais.
3. Sistema de Proteção e Medição: composto pelo Quadro de Proteção e Seccionamento Corrente Alternada (C.A.) e Quadro de Proteção e

Seccionamento Corrente Contínua (C.C.), e pelo sistema de medição bidirecional (para medição da energia consumida e da energia gerada).

### 4.3 GERADOR (ARRANJO) FOTOVOLTAICO

O gerador fotovoltaico será composto por 92 módulos fotovoltaicos do fabricante Canadian Solar, modelo CS3W-450MS, cujas características elétricas e mecânicas são mostradas na Tabela 19 a seguir:

Tabela 19 – Características do módulo fotovoltaico

CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS	
<b>Potência Máxima (pico)</b>	450 Wp
<b>Tensão em Potência Máxima</b>	41,1 V
<b>Corrente em Potência Máxima</b>	10,96 A
<b>Tensão em Circuito Aberto</b>	49,1 V
<b>Corrente em Curto Circuito</b>	11,60 A
<b>Tolerância em Potência</b>	0 ~ + 10 W
<b>Temperatura Nominal de Funcionamento</b>	-40°C ~ 85°C
<b>Coefficiente de Temperatura da Potência</b>	-0,35% / °C
<b>Coefficiente de Temperatura da Tensão</b>	-0,27 %/ °C
<b>Coefficiente de Temperatura de Corrente</b>	0,05 % / °C
CARACTERÍSTICAS MECÂNICAS	
<b>Altura</b>	2108 mm
<b>Largura</b>	1048 mm
<b>Profundidade</b>	40 mm
<b>Peso</b>	24,9 kg
<b>Quantidade de Células Fotovoltaicas</b>	144 unidades (associadas em série e paralelo internamente)
<b>Tipo de Células Fotovoltaicas</b>	Monocristalino
<b>Estrutura Externa (fixação)</b>	Liga de alumínio anodizado/vidro temperado
<b>Terminais de Acesso</b>	2

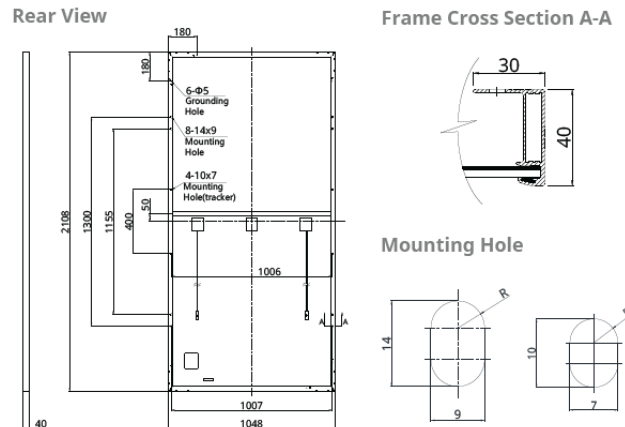


Figura 16: Aspecto físico dos módulos fotovoltaicos Canadian Solar CS3W-450MS.

### 4.3.1 STRINGS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

O sistema possuirá 16 *strings* de módulos que serão conectadas ao inversor, através da caixa de proteção C.C. (*String Box*), com máxima tensão em circuito aberto de aproximadamente 982 Vcc no inversor em condições padrão de temperatura. A tensão gerada pela associação em série/paralelo dos módulos fotovoltaicos varia de acordo com o nível de radiação solar incidente; de qualquer forma, havendo iluminação, sempre haverá tensão entre os terminais dos módulos fotovoltaicos, o que requer cuidados especiais durante inspeções e manutenções.

Os módulos fotovoltaicos possuem, ligados à sua caixa de conexão, um par de cabos com dupla isolamento para 1,5 kV, de 500 mm de comprimento, em cuja extremidade é ligado um conector tipo-4 (comumente chamado de MC-4), que permite a interligação segura e impermeável.



Figura 17: Detalhe dos conectores tipo-4

A caixa de proteção C.C. será localizada no abrigo do inversor, onde serão conectadas as *strings*, através dos dispositivos de proteção contra surtos específicos. A partir da caixa de proteção sairá o cabeamento em direção ao inversor. As Folhas de Dados (*datasheets*) de todos os componentes encontram-se em anexo.

#### 4.4 INFORMAÇÕES DO INVERSOR

O Inversor Interativo utilizado será do fabricante Solis, modelo Solis-30K-5G, cujas características elétricas e mecânicas são mostradas na Tabela 20 abaixo:

Tabela 20 – Características do inversor.

<b>Fabricante: Solis</b>	
Características da Entrada c.c.	
<b>Máxima Tensão de Entrada</b>	1100 V
<b>Faixa de Tensão para Seguimento de Máxima Potência do Arranjo Fotovoltaico</b>	180-1000 V
<b>Nº de Rastreadores do P. de Máxima Potência</b>	9
<b>Máxima Corrente de Entrada (por MPPT)</b>	26 A
<b>Máxima Potência Saída</b>	75 kVA
<b>Tensão Nominal de Funcionamento</b>	220 V / 380 V ou 230 V / 400 V
<b>Máxima Corrente de Saída</b>	114 A
<b>Frequência Nominal de Operação</b>	50 / 60 Hz
<b>Fator de Potência Nominal (Fábrica)</b>	> 0.99
<b>Tipo de Conexão à Rede</b>	Trifásico
<b>Distorção Harmônica Total</b>	< 3%
Características Mecânicas	
<b>Topologia</b>	Sem transformador
<b>Altura</b>	567 mm
<b>Largura</b>	1050 mm
<b>Profundidade</b>	314,5 mm
<b>Peso</b>	82 kg
<b>Grau de Proteção IP</b>	IP 66
<b>Local de Instalação</b>	Prédio do Almojarifado
<b>Faixa de Temperatura de Trabalho</b>	De -25°C até +60°C
<b>Método de Arrefecimento</b>	Ventilação natural
<b>Umidade do Local de Instalação</b>	De 0% até 100%

O inversor interativo possui os sistemas de proteção necessários à conexão à rede já implementados em seu hardware e *software*. Os sistemas de proteção eletrônicas são descritas a seguir:

- Anti-ilhamento;
- Proteção contra falha na rede;
- Proteção de sub e sobretensão;
- Proteção de sub e sobrefrequência;
- Proteção de sobrecorrente;
- Sistema de sincronismo digital automático;
- Elemento de desconexão automático.

O inversor interativo não deve ser desconectado da rede, exceto durante testes ou manutenção; a justificativa é o modo de funcionamento do inversor, que mesmo em períodos de baixa ou nula insolação, continua monitorando a rede de distribuição. O inversor interativo somente injeta corrente elétrica na rede pública de distribuição após a leitura dos parâmetros da rede. Em casos de falha (queda, desligamento, etc.) da rede, o inversor interativo deve permanecer monitorando a rede, permitindo o reestabelecimento do funcionamento normal, quando as condições forem favoráveis (funcionamento normal da rede).

#### 4.4.1 CERTIFICAÇÃO DO INVERSOR

Seguem anexas a certificação Inmetro e as declarações de conformidade emitidas pelo fabricante, garantindo a sua compatibilidade com as normas vigentes no Brasil.

#### 4.4.2 AJUSTES DO SISTEMA DE PROTEÇÃO DO INVERSOR INTERATIVO

O inversor interativo Solis-75K-5G se ajusta automaticamente aos valores de tensão e frequência nominais da rede de distribuição ao qual será conectado, desde que os valores estejam dentro da sua faixa operacional e das normas técnicas da concessionária EDP São Paulo. As seções abaixo estão todas de acordo com a ABNT NBR 16149 e 16150 [13] [14].

#### 4.4.3 FAIXA DE TENSÃO DE FUNCIONAMENTO

A faixa de tensão de funcionamento ajustada para o presente sistema fotovoltaico é demonstrada na Tabela 21 abaixo:

Tabela 21 – Tensão de funcionamento quando conectado à rede

TENSÃO DA REDE	COMPORTAMENTO DO INVERSOR
$V_{rede} < 80\% V_{ac}$ (Fase-Fase)	Desconexão em 0,2 segundos
$80\% V \leq V_{rede} \leq 110\%$	Funcionamento Normal
$V_{rede} > 110\% V_{ac}$ (Fase-Fase)	Desconexão em 0,2 segundos

#### 4.4.4 FAIXA DE FREQUÊNCIA DE FUNCIONAMENTO

A faixa de frequência de funcionamento ajustada para o presente sistema fotovoltaico conectado à rede é demonstrada na Tabela 22 abaixo:

Tabela 22 – Frequência de funcionamento quando conectado à rede

FREQUÊNCIA DE REDE	COMPORTAMENTO DO INVERSOR
$F_{rede} < 57,5\text{Hz}$	Desconexão em 0,2 segundos
$57,5\text{ Hz} \leq F_{rede} \leq 60,5\text{ Hz}$	Funcionamento Normal
$60,5\text{Hz} < F_{rede} > 62\text{ Hz}$	Funcionamento com redução de potência
$62\text{ Hz} < F_{rede}$	Desconexão em 0,2 segundos

#### 4.4.5 FATOR DE POTÊNCIA

Para o presente sistema fotovoltaico conectado à rede, tendo em vista que é facultada ao consumidor habilitar a contribuição de reativos pelo inversor, o mesmo será mantido em 1, ou, caso requerido pela EDP São Paulo, ajustado para variação até 0,92 a partir do momento em que a geração do inversor passar de 50% de sua potência nominal.

#### 4.4.6 TEMPO DE RELIGAMENTO EM CASO DE FALHAS

O tempo ajustado para religamento, em caso de falhas da rede (sub ou sobre tensão; sub ou sobre frequência; queda ou desligamento etc.), será ajustado em 180 segundos.

#### 4.4.7 LOCAL DE INSTALAÇÃO DO INVERSOR INTERATIVO

O inversor interativo será afixado na área interna da propriedade, a aproximadamente 20 metros do padrão de entrada de energia, a conexão do sistema será feita no transformador de tensão e, após este, no quadro geral de distribuição do local que fica a aproximadamente 1,5 metros do local do inversor/transformador, próximo ao quadro de proteção C.C. do sistema fotovoltaico que segue o a norma NBR 5410, em local protegido contra intempéries.

Serão afixados mediante o seu aparato de suporte, preso à parede através de seis parafusos de 2"x8mm, em bucha plástica.

#### 4.5 SUBSISTEMA DE CORRENTE ALTERNADA

Esta subseção documenta os elementos que estão relacionados com a conexão entre o inversor interativo do SFCR e a rede pública de distribuição de energia elétrica (padrão de entrada).

##### 4.5.1 ESPECIFICAÇÃO DO CABEAMENTO C.A.

Os condutores para a ligação do inversor até o transformador de tensão de energia possuirão isolação de 1 kV com seção transversal (calculada pelos métodos de capacidade de corrente e queda de tensão) de 50 mm<sup>2</sup>. Estes condutores serão alojados em eletroduto sobreposto em alvenaria, com comprimento máximo de 1 metro. Da mesma forma, os condutores entre transformador e quadro geral de distribuição possuirão isolação de 1 kV com seção transversal (calculada pelos métodos de capacidade de corrente e queda de tensão) de 95 mm<sup>2</sup>. Estes condutores serão alojados em eletroduto sobreposto em alvenaria, com comprimento máximo de 1 metro.

##### 4.5.2 DISPOSITIVO DE MANOBRA E PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTES

Como dispositivo seccionador geral e de proteção, no lado da corrente alternada, será utilizado um disjuntor termomagnético, tripolar, com uma corrente nominal de 150 A entre inversor e transformador. Já entre o transformador e o QGD, será utilizado disjuntor termomagnético, tripolar, com uma corrente nominal de 225 A. O disjuntor do inversor será alojado em uma caixa de proteção, enquanto o disjuntor do transformador será localizado no



interior do quadro de proteção c.a. Ambos possuem características de disparo conforme curva C e uma corrente nominal de atuação (disparo magnético) de 3 kA.

#### 4.5.3 DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO CONTRA SURTOS

Como dispositivo de proteção contra surtos (DPS) serão utilizados produtos com proteção Classe II, os quais contém varistores para o elemento ligado à fase/neutro. O elemento será instalado no quadro de proteção C.A., ao lado do dispositivo de manobra e proteção, com um jumper nas entradas dos dois elementos.

#### 4.5.4 DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO ELÉTRICA CONTRA CORRENTES DE FUGA

Não foi adicionado componente para proteção contracorrente de fuga (Disjuntos/Interruptor Diferencial Residual – DDR/IDR) somente para o SFCR. Esse componente não é necessário ao se utilizar inversor interativo com topologia de isolamento galvânico.

#### 4.6 SUBSISTEMA DE CORRENTE CONTINUA

Esta subseção documenta os elementos que estão relacionados com a conexão entre os módulos fotovoltaicos até a conexão com o inversor interativo do SFCR.

Para proteção e seccionamento do sistema C.C. serão utilizadas chaves seccionadoras que permitem o seccionamento dos sistemas e dispositivos de proteção contra surtos (DPS). As folhas de dados (*datasheets*) de todos os componentes encontram-se em anexo.

##### 4.6.1 ESPECIFICAÇÃO DO CABEAMENTO C.C.

Os condutores de ligação entre o arranjo fotovoltaico e o inversor possuirão isolamento para tensão nominal de trabalho para 0,6/1kV em corrente alternada e 1,8 kV em corrente contínua, e temperatura de trabalho máxima de 120°C em regime contínuo, o que os torna ideais para ficarem sobre o telhado e abaixo dos módulos fotovoltaicos. A seção transversal (bitola) será de 6 mm<sup>2</sup>, calculada pelos métodos de capacidade de corrente e de queda de tensão. Estes

condutores serão alojados em eletroduto sobreposto em alvenaria, com comprimento de aproximadamente 100 metros.

#### 4.6.2 DISPOSITIVO DE MANOBRA E PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTES

Como dispositivo seccionador geral, no lado da corrente contínua, será utilizada a chave seccionadora bipolar acoplada ao inversor.

#### 4.6.3 DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO CONTRA SURTOS

Como dispositivo de proteção contra surtos (DPS), com proteção Classe II, os quais contém varistores para o elemento ligado aos polos positivo/negativo e um spark gap (fiscador) no elemento ligado à terra. O elemento será instalado no quadro de proteção C.C.

#### 4.7 SINALIZAÇÃO DE SEGURANÇA

Será afixada sinalização de segurança nos pontos de intervenção humana na ocasião de uma operação de emergência, como:

Caixa de medição (BT)

Disjuntor Geral de BT

A sinalização deverá ser feita através de uma placa de advertência, afixada de forma permanente por meio de parafusos ou rebitada na tampa da caixa de medição do padrão de entrada ou cabine primária da unidade consumidora, confeccionada em PVC ou acrílico gravada em relevo com espessura mínima de 1mm, com os dizeres "AVISO - RISCO DE CHOQUE ELÉTRICO". Conforme o modelo apresentado abaixo:



Figura 18: Detalhamento da placa indicativa a ser instalada de forma visível no ramal de entrada.

## 4.8 INFORMAÇÕES DA MONTAGEM MECÂNICA

A fixação do painel fotovoltaico ao telhado será mediante suportes elevados de aço galvanizado a fogo ou alumínio, resistente a intempéries e calculado para resistir a ações do vento do local da instalação.

A estrutura de fixação será solidariamente aterrada com os módulos fotovoltaicos, utilizando-se o sistema de aterramento funcional existente.

## 4.9 INFORMAÇÕES DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

Este parágrafo possui informações relevantes para a operação e a manutenção do SFCR, a fim de instruir, tanto o usuário, quanto a equipe técnica responsável por rotinas técnicas de manutenção e/ou reparação.

### 4.9.1 PROCEDIMENTOS PARA A VERIFICAÇÃO DA CORRETA INSTALAÇÃO DO SISTEMA

Para informações complementares sobre o comissionamento, observe a seção:

1. Verificar se todos os cabos de módulos e os cabos solares entre o arranjo fotovoltaico e o inversor são fixados com braçadeiras ou estão dentro de eletrodutos e não há cabos soltos.
2. Todos os parafusos do sistema de fixação são firmes, os módulos e a estrutura de fixação ficam firmes quando se faz teste de tensão com as mãos.
3. O sistema de aterramento está conectado em todos os módulos do arranjo (diretamente da moldura dos módulos ou no sistema de fixação).
4. A tensão de circuito aberto nas extremidades dos cabos é a soma da tensão de circuito aberto de quantidade dos módulos ligado em serie na fileira (considerar temperatura).
5. Os conectores dos cabos solares são montados corretamente, e estão firmes com o cabo.
6. Os quadros elétricos são montados numa altura adequada para o trabalho e estão firmes à parede.
7. Os dispositivos de segurança, disjuntores e outros componentes elétricos dentro dos quadros elétricos são montados firmemente à estrutura das caixas.

8. Todas as extremidades de cabos que são montados nos dispositivos dentro do quadro elétrico possuem terminais.
9. Idealmente todos os cabos que chegam ao quadro são etiquetados.
10. A instalação é realizada conforme os manuais de instalação, e todas as normas nacionais (e/ou internacionais) válidas para sistemas fotovoltaicos.

#### **4.9.2 PROCEDIMENTOS A SEREM SEGUIDOS EM CASO DE FALHA DO SFCR**

1. Verificar no display do Inversor se ele está desligado ou está indicando algum erro. Caso haja um erro no inversor, identifique-o, utilizando o código de erros do manual do inversor, caso possua essa informação.
2. Desligar o disjuntor de corrente contínua e o disjuntor de corrente alternada.
3. Verificar as conexões dentro dos quadros: se há cabos soltos, etc. Prestar atenção se há cheiro de queimado vindo dos quadros elétricos ou próximo ao inversor. Verificar se há indícios de fogo ou faísca elétrica (ex.: marcas carbonizadas). Verificar se a ligação de cabeamento tanto c.c. quanto c.a. não está solta.
4. Verificar a tensão do arranjo fotovoltaico. Considerar a Temperatura de operação dos módulos. Se não há tensão, há um problema com a ligação dos cabos no arranjo Fotovoltaico.
5. Comparar a tensão dos módulos com a tensão mínima de entrada do inversor interativo. Caso a tensão dos módulos esteja fora da faixa de tensão do inversor, o dimensionamento entre módulos fotovoltaicos e inversor interativo não foi o adequado.
6. Ligar o disjuntor de c.a. e verificar se a tensão da rede é igual à tensão nominal do inversor interativo. Verificar no ponto de ligação do inversor interativo.
7. Ligar o disjuntor de c.c., verificar se a chave seccionadora no inversor está ligada e verificar se o inversor inicia.
8. Caso não haja falha, tanto no lado de corrente contínua (tensão dos módulos normal) quanto no lado da rede (tensão nominal da rede), é necessário contatar um técnico ou entrar em contato com fabricante/fornecedor do inversor interativo.



Não abra o inversor ou a caixa de junção dos módulos sem contatar o fabricante/fornecedor do produto. Isso pode causar a perda da garantia do produto ou da instalação.

#### 4.9.3 PROCEDIMENTOS PARA DESLIGAMENTO DE EMERGÊNCIA

No caso de uma emergência basta desativar o disjuntor de corrente alternada e/ou o disjuntor de corrente contínua. O inversor interativo vai desligar e a corrente para de circular no arranjo fotovoltaico. Nunca puxe os cabos que conduzem corrente, sempre utilize o disjuntor. Quando os módulos estão iluminados, sempre há a tensão de circuito aberto entre as extremidades (polos positivos e negativos) do arranjo fotovoltaico. Desativar os disjuntores só impede o fluxo de corrente.



Atenção: Quando o arranjo está iluminado, há sempre uma tensão entre as extremidades (polos negativos e positivos).

Atenção: Nunca puxe cabos que conduzem corrente. Desative primeiro, e SEMPRE, o disjuntor geral.

#### 4.9.4 RECOMENDAÇÕES DE LIMPEZA E MANUTENÇÃO

Com o tempo, sujeira e poeira podem se acumular na superfície dos módulos, o que causa uma redução da potência. Para manter o máximo da capacidade do sistema, é recomendável uma limpeza periódica dos módulos fotovoltaicos, especialmente em regiões com pouca chuva, ou excesso de partículas suspensas (poluição, poeira, queimadas etc.).

Para diminuir o risco para choques térmicos, é recomendado limpar os módulos de manhã ou no final da tarde quando a irradiância solar é baixa, e os módulos estão mais frios. Nunca tente limpar módulos com vidro quebrado, ou indicações de cabeamento danificado, pois existe o risco de choque elétrico.

Limpe a superfície dos módulos com uma escova macia, água limpa com uma recomendada pressão menor de 690 kPa, que corresponde à pressão típica nos sistemas de fornecimento de água. Água que contém uma alta quantidade de minerais não é recomendado porque deixa um acúmulo desses na superfície do vidro.

Para evitar danos à superfície externa nesse tipo de módulo, não os limpe com uma lavadora de pressão. Não use vapor ou produtos químicos para a limpeza. Não use ferramentas agressivas ou materiais abrasivos que podem riscar ou danificar a superfície dos módulos. Não cumprir estas recomendações gera efeitos negativos ao rendimento dos módulos.

#### 4.10 ESTIMATIVAS DE GERAÇÃO E DESEMPENHO

Apesar da potência pico de o SFCR ter o valor de 110,7 kW, as características elétricas dos módulos fotovoltaicos sofrem variações devido à temperatura e irradiância solar. Por esse motivo é esperado que o presente SFCR tenha potência útil média de 81,76 kWp, ao operar em condições reais.

A irradiação solar média para o desvio azimutal de aproximadamente  $310,16^\circ$ , com  $5^\circ$  de inclinação, é de  $4,584 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ , a geração em média diária é de aproximadamente  $364,4 \text{ kWh/dia}$ . O gráfico abaixo demonstra a variação de geração mensal, da estimativa anual de, aproximadamente,  $4784,17 \text{ kWh/mês}$ :

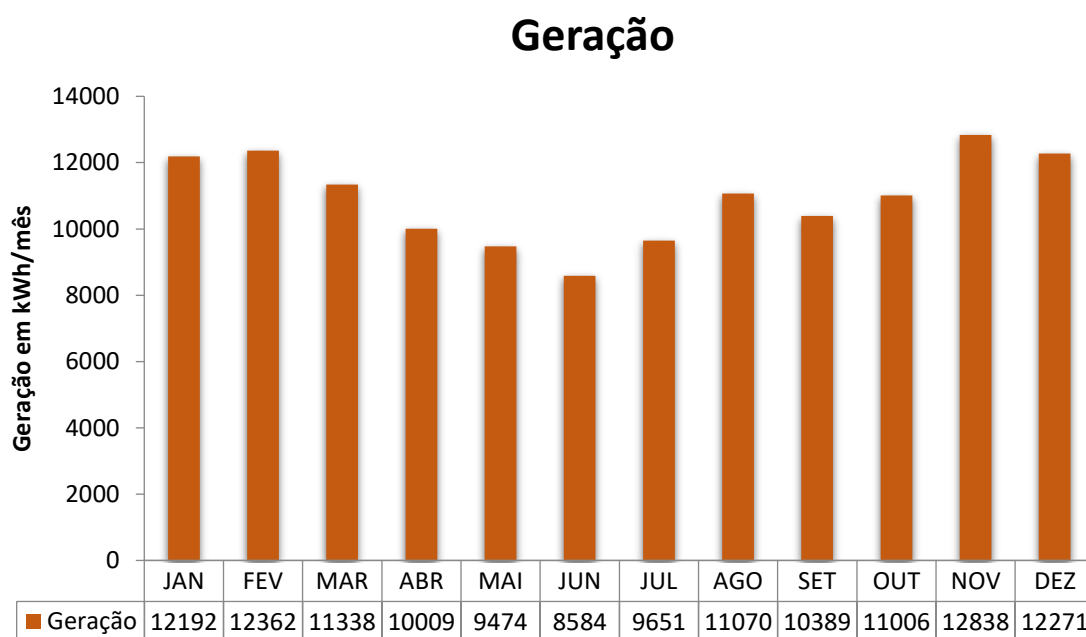


Figura 19: Estimativas de geração mensal do SFCR.

É importante salientar que a geração elétrica de um sistema fotovoltaico varia muito de acordo à disponibilidade solar e temperatura ambiente do local onde é instalado; como esse recurso natural é extremamente variável, a geração também o é. As estimativas de geração acima apresentadas se

baseiam nos dados de radiação solar e temperatura ambiente obtidas através do *software* de simulação do HelioScope.

O Índice De Rendimento (*Performance Ratio*), que é a mais importante medida de desempenho de um sistema fotovoltaico, para este projeto é estimado em 80,5%.

### 4.11 DESENHOS

Tabela 23 – Desenhos do projeto.

Descrição
Diagrama Unifilar
Diagrama Multifilar
Localização e Descritivo do Padrão de Entrada de Serviço

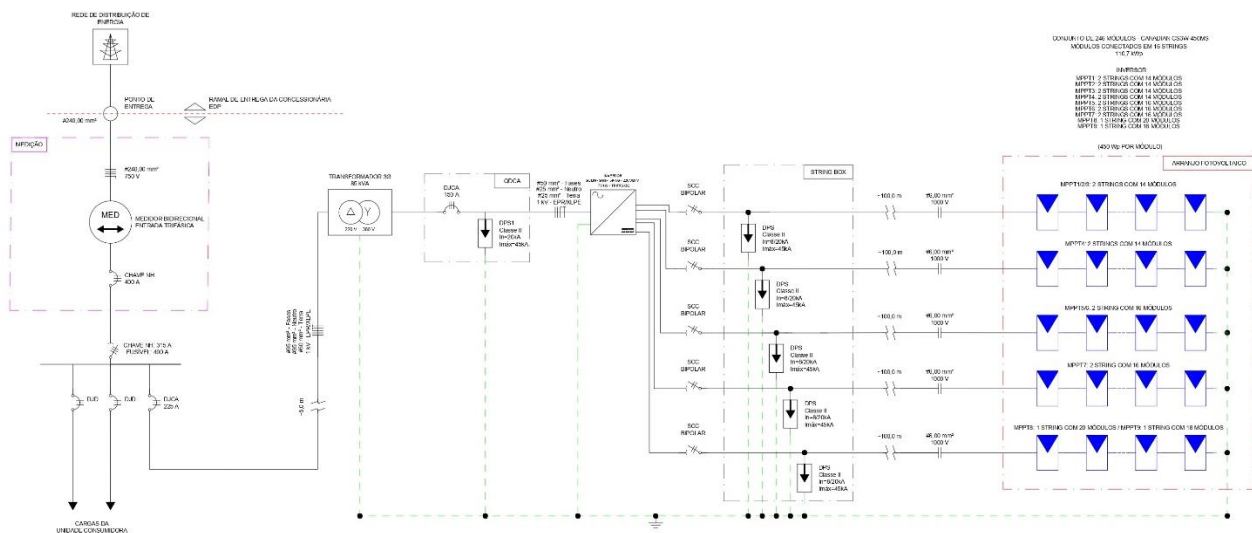


Figura 20: Diagrama unifilar.

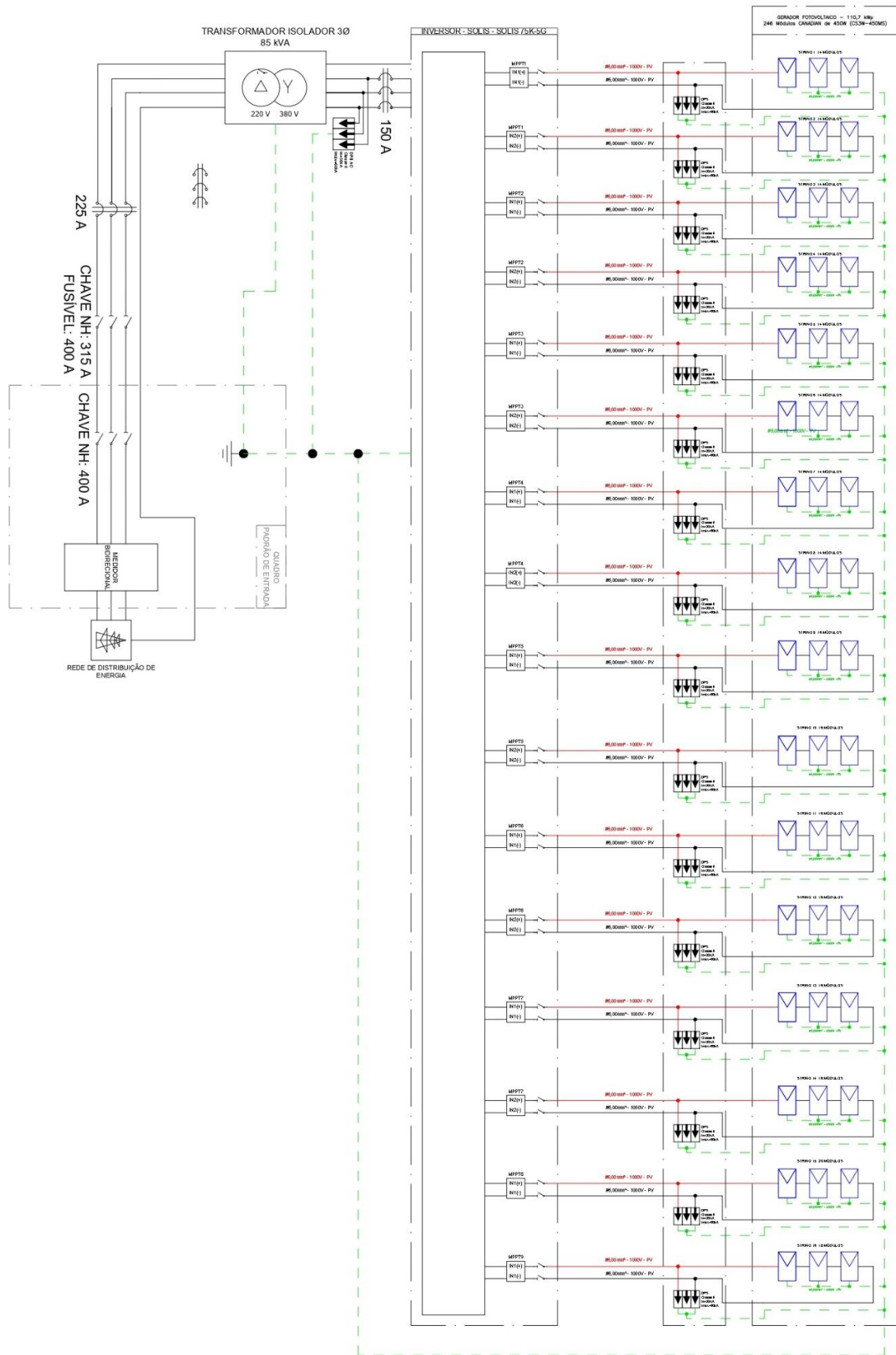


Figura 21: Diagrama multifilar



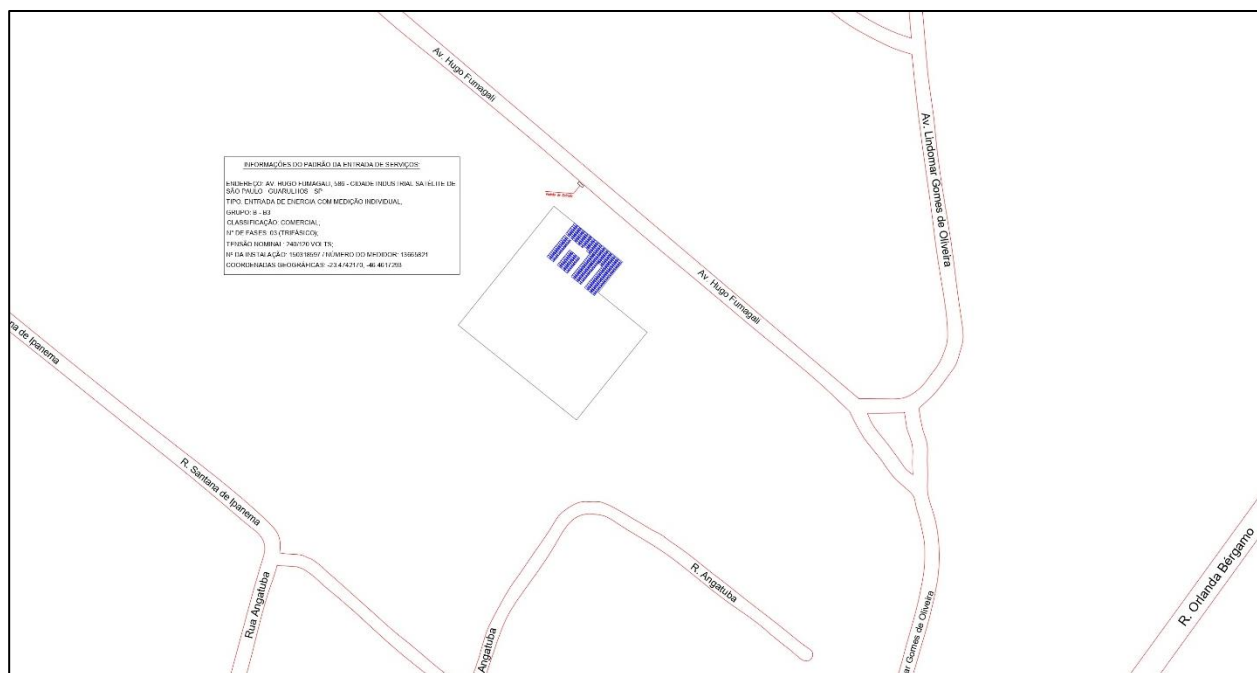


Figura 22: Diagrama de localização da Unidade Consumidora.

## 5- Referências Bibliográficas

- [1] "CRESESB," CEPEL, [Online]. Available: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>.
- [2] "Helioscope," Folsom Labs, [Online]. Available: [www.helioscope.com](http://www.helioscope.com).
- [3] ANEEL, "Resolução Normativa N° 482," 17 Abril 2012. [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>.
- [4] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/prodist>.
- [5] Universidade Federal de Viçosa, Regulamentação e Projeto de Ssistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica, Viçosa, 2021.
- [6] Eleksolar, *Projetos de Sistemas Fotovoltaicos - Microgeração*, Santa Catarina, 2021.
- [7] ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, ABNT NBR 16690 - Instalações Elétricas de Arranjos Fotovoltaicos - Requisitos de Projeto, 2019.
- [8] ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, ABNT NBR 16612 - Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, 2020.
- [9] ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, Instalações elétricas de baixa tensão, 2008.
- [10] EDP, Padrão Técnico - Conexão de Microgeradores ao Sistema de Distribuição em Baixa Tensão - PT.DT.PDN.03.14.012, 2018.
- [11] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, "Calendário e Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição," ANEEL, 2021. [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>.
- [12] EDP, Padrão Técnico - Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária de Distribuição - Unidade Consumidora Individual - PT.DT.PDN.03.14.020, 2020.
- [13] ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, ABNT NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição, 2014.
- [14] ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, ABNT NBR 16150: Sistemas fotovoltaicos (FV) — Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição — Procedimento de ensaio de conformidade, 2013.

## 6- Anexos

# DIAGRAMA UNIFILAR

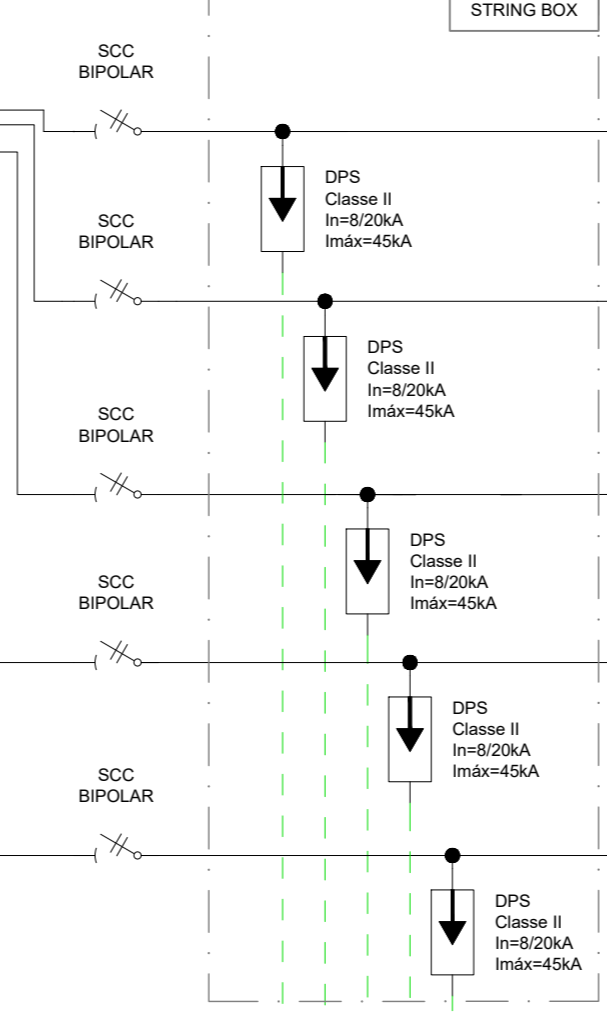
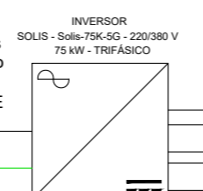
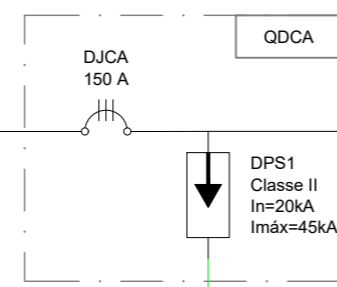
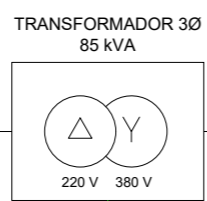
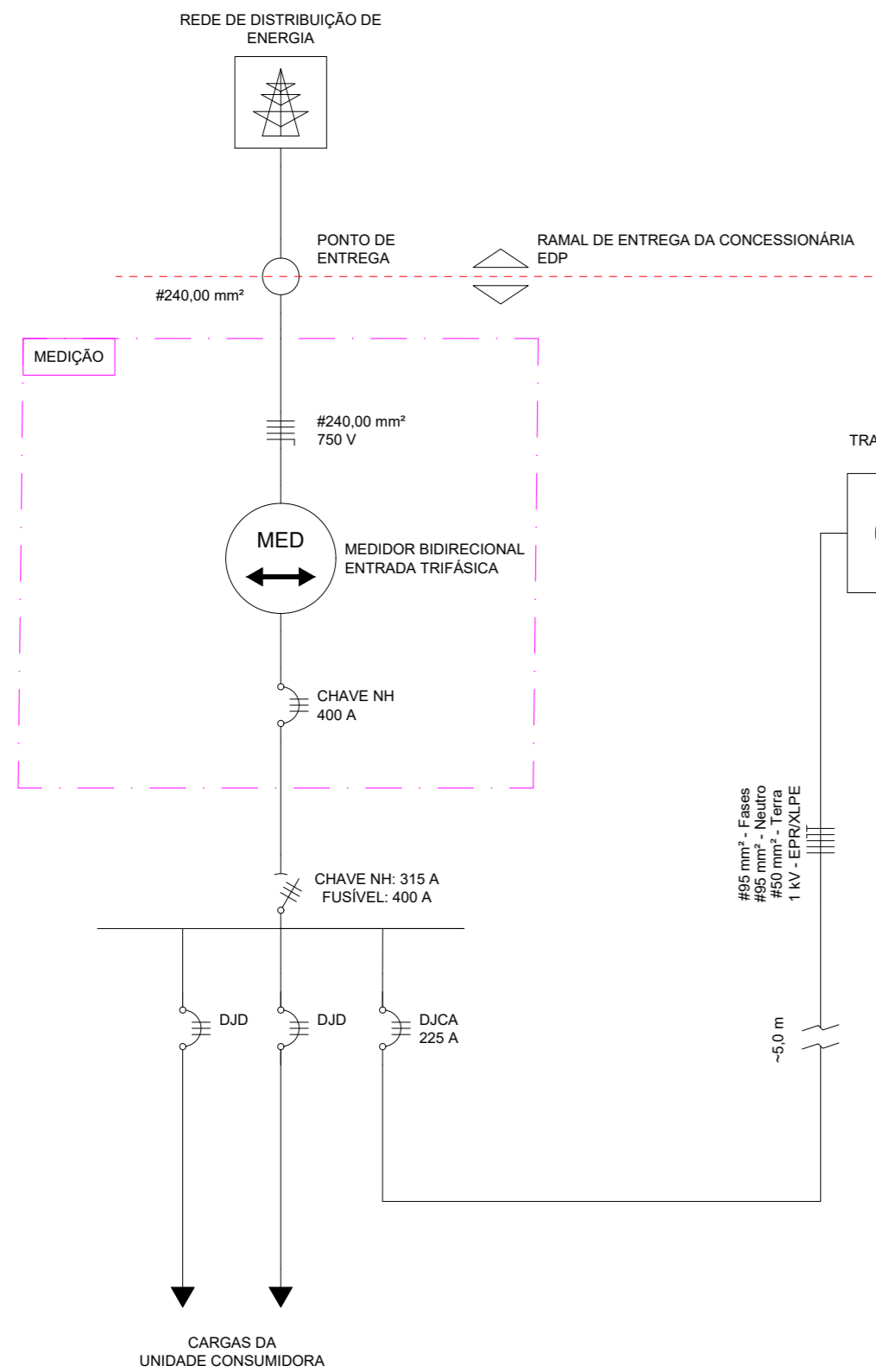
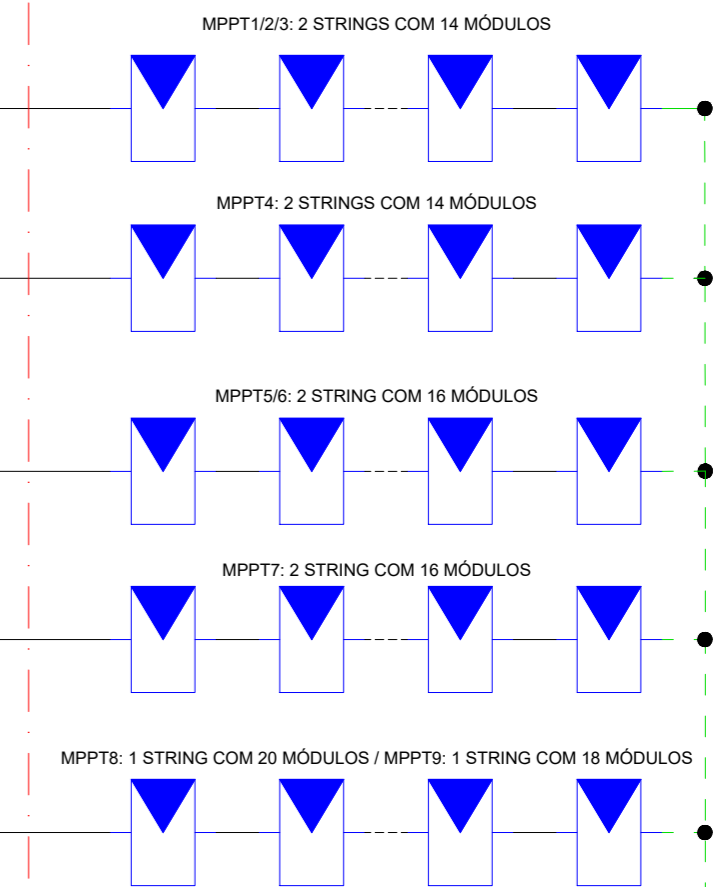
CONJUNTO DE 246 MÓDULOS - CANADIAN CS3W-450MS  
MÓDULOS CONECTADOS EM 16 STRINGS  
110,7 kWp

**INVERSOR**

MPPT1: 2 STRINGS COM 14 MÓDULOS  
MPPT2: 2 STRINGS COM 14 MÓDULOS  
MPPT3: 2 STRINGS COM 14 MÓDULOS  
MPPT4: 2 STRINGS COM 14 MÓDULOS  
MPPT5: 2 STRINGS COM 16 MÓDULOS  
MPPT6: 2 STRINGS COM 16 MÓDULOS  
MPPT7: 2 STRINGS COM 16 MÓDULOS  
MPPT8: 1 STRING COM 20 MÓDULOS  
MPPT9: 1 STRING COM 18 MÓDULOS

(450 Wp POR MÓDULO)

**ARRANJO FOTOVOLTAICO**



CONJUNTO DE 246 MÓDULOS - CANADIAN CS3W-450MS  
MÓDULOS CONECTADOS EM 16 STRINGS  
110,7 kWp

**INVERSOR**

MPPT1: 2 STRINGS COM 14 MÓDULOS  
MPPT2: 2 STRINGS COM 14 MÓDULOS  
MPPT3: 2 STRINGS COM 14 MÓDULOS  
MPPT4: 2 STRINGS COM 14 MÓDULOS  
MPPT5: 2 STRINGS COM 16 MÓDULOS  
MPPT6: 2 STRINGS COM 16 MÓDULOS  
MPPT7: 2 STRINGS COM 16 MÓDULOS  
MPPT8: 1 STRING COM 20 MÓDULOS  
MPPT9: 1 STRING COM 18 MÓDULOS

(450 Wp POR MÓDULO)

**LEGENDA**

	Módulo Fotovoltaico
	Inversor
	Dispositivo de Proteção Contra Surtos
	Indicação de Distância entre Elementos
	Chave Seccionadora Bipolar Acoplada ao Inversor
	Disjuntor Termomagnético Tripolar
	Disjuntor Termomagnético Bipolar
	Condutores Fase, neutro, retorno e terra

TÍTULO:

SFCR - GUARULHOS  
SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO  
CONECTADO À REDE

DESENHO:

DIAGRAMA UNIFILAR

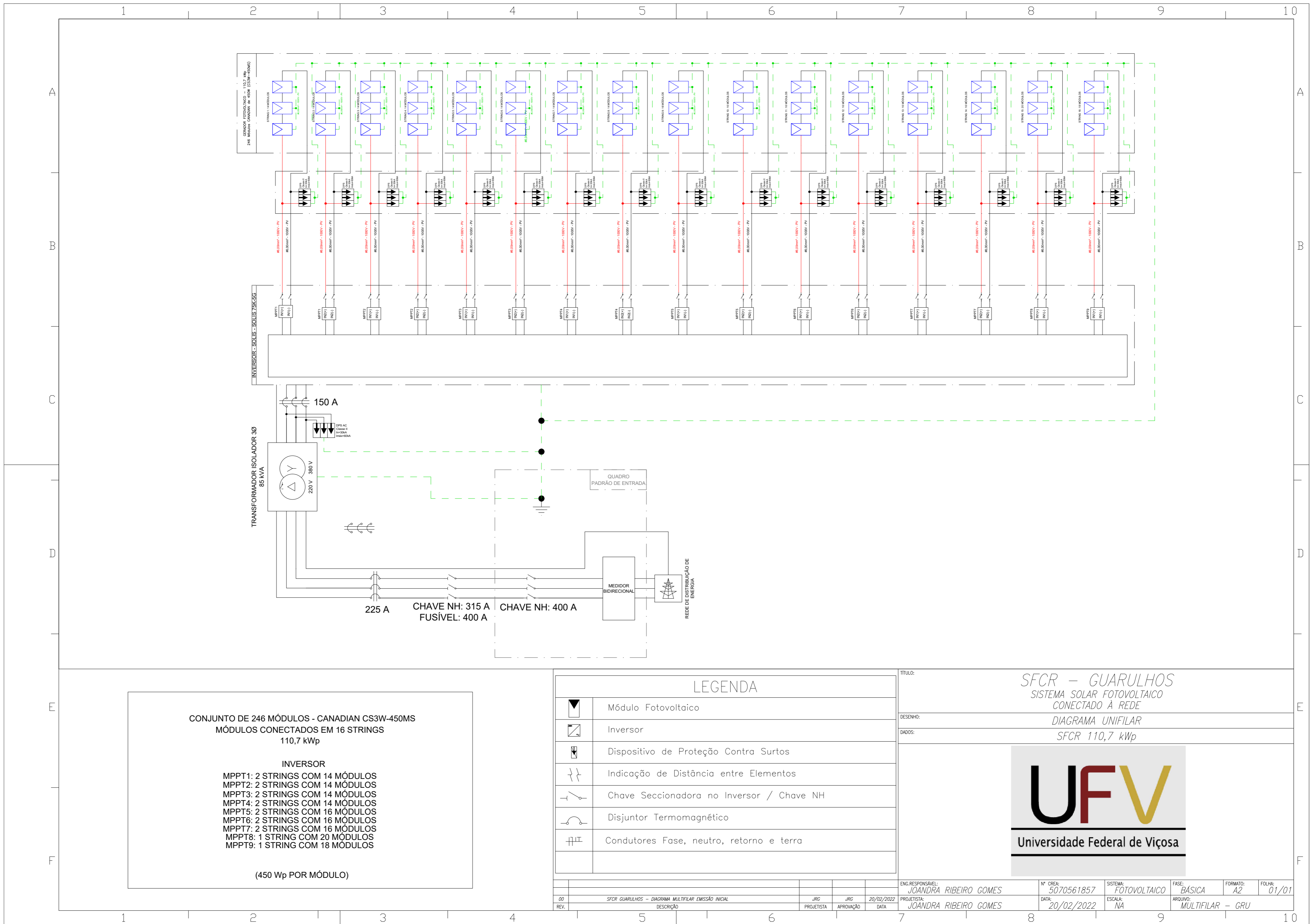
DADOS:

SFCR 110,7 kWp



ENG. RESPONSÁVEL: JOÂNDRA RIBEIRO GOMES	Nº CREA: 5070561857	SISTEMA: FOTOVOLTAICO	FASE: BÁSICA	FORMATO: A2	FOLHA: 01/01
PROJETISTA: JOÂNDRA RIBEIRO GOMES	DATA: 06/02/2022	ESCALA: NA	ARQUIVO: UNIFILAR - GRU		

DD	REVISÃO	DESCRIÇÃO	PROJETISTA	APROVAÇÃO	DATA
00		SFCR GUARULHOS - DIAGRAMA UNIFILAR EMISSÃO INICIAL	JRC	JRC	06/02/2022



**CONJUNTO DE 246 MÓDULOS - CANADIAN CS3W-450MS**  
 MÓDULOS CONECTADOS EM 16 STRINGS  
 110,7 kWp

**INVERSOR**  
 MPPT1: 2 STRINGS COM 14 MÓDULOS  
 MPPT2: 2 STRINGS COM 14 MÓDULOS  
 MPPT3: 2 STRINGS COM 14 MÓDULOS  
 MPPT4: 2 STRINGS COM 14 MÓDULOS  
 MPPT5: 2 STRINGS COM 16 MÓDULOS  
 MPPT6: 2 STRINGS COM 16 MÓDULOS  
 MPPT7: 2 STRINGS COM 16 MÓDULOS  
 MPPT8: 1 STRING COM 20 MÓDULOS  
 MPPT9: 1 STRING COM 18 MÓDULOS

(450 Wp POR MÓDULO)

LEGENDA	
	Módulo Fotovoltaico
	Inversor
	Dispositivo de Proteção Contra Surtos
	Indicação de Distância entre Elementos
	Chave Seccionadora no Inversor / Chave NH
	Disjuntor Termomagnético
	Condutores Fase, neutro, retorno e terra

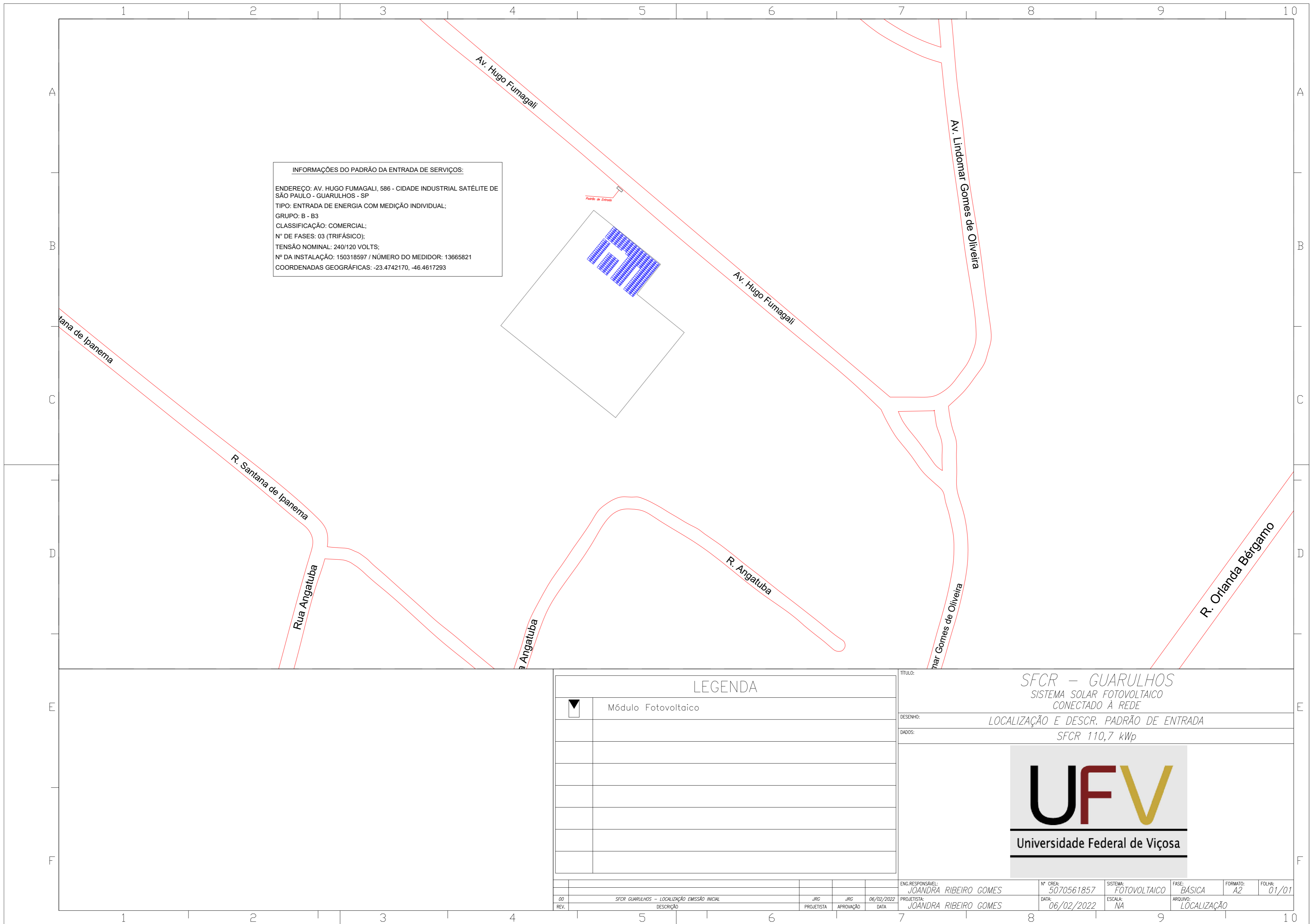
TÍTULO: SFCR - GUARULHOS  
 SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO  
 CONECTADO À REDE

DESENHO: DIAGRAMA UNIFILAR

DADOS: SFCR 110,7 kWp



DD	REV.	DESCRIÇÃO	PROJETISTA	APROVAÇÃO	DATA	ENGR. RESPONSÁVEL	Nº CREA	SISTEMA	FASE	FORMATO	FOLHA
		SFCR GUARULHOS - DIAGRAMA MULTIFILAR EMISSÃO INICIAL	JRC	JRC	20/02/2022	JOÂNDRA RIBEIRO GOMES	5070561857	FOTOVOLTAICO	BÁSICA	A2	01/01
						JOÂNDRA RIBEIRO GOMES	20/02/2022	ESCALA: NA	ARQUIVO: MULTIFILAR - GRU		



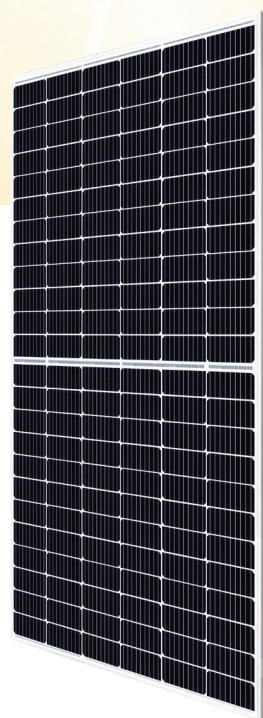
**INFORMAÇÕES DO PADRÃO DA ENTRADA DE SERVIÇOS:**  
 ENDEREÇO: AV. HUGO FUMAGALI, 586 - CIDADE INDUSTRIAL SATÉLITE DE SÃO PAULO - GUARULHOS - SP  
 TIPO: ENTRADA DE ENERGIA COM MEDIÇÃO INDIVIDUAL;  
 GRUPO: B - B3  
 CLASSIFICAÇÃO: COMERCIAL;  
 Nº DE FASES: 03 (TRIFÁSICO);  
 TENSÃO NOMINAL: 240/120 VOLTS;  
 Nº DA INSTALAÇÃO: 150318597 / NÚMERO DO MEDIDOR: 13665821  
 COORDENADAS GEOGRÁFICAS: -23.4742170, -46.4617293

LEGENDA	
	Módulo Fotovoltaico

TÍTULO: **SFCR – GUARULHOS**  
 SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO  
 CONECTADO À REDE  
 DESENHO: LOCALIZAÇÃO E DESCR. PADRÃO DE ENTRADA  
 DADOS: SFCR 110,7 kWp



00	SFCR GUARULHOS – LOCALIZAÇÃO EMISSÃO INICIAL	JRC	JRC	06/02/2022	PROJETA	PROJETA	06/02/2022	PROJETA	5070561857	FOTOVOLTAICO	BÁSICA	A2	01/01
REV.	DESCRIÇÃO	PROJETA	APROVAÇÃO	DATA	PROJETA	PROJETA	DATA	PROJETA	DATA	ESCALA	ARQUIVO		



# HiKu

## MÓDULO PERC MONO SUPER ALTA POTÊNCIA

### 430W ~ 455W

CS3W-430 | 435 | 440 | 445 | 450 | 455MS

#### MAIS POTÊNCIA



26 % mais potência do que os módulos convencionais



Um LCOE até 4,5 % menor  
Um custo de sistema até 2,7 % menor



Baixo NMOT:  $42 \pm 3$  °C  
Baixo coeficiente de temperatura (Pmax):  $-0,35$  % / °C



Melhor tolerância a sombra

#### MAIS CONFIÁVEL



Corrente interna baixa, temperatura de ponto quente mais baixa



Minimiza o impacto das microtrincas



Carga pesada de neve de até 5400 Pa,  
carga de vento de até 3600 Pa\*

\* Para informações detalhadas, consulte o Manual de Instalação.



**Garantia de saída de potência linear\***



**Garantia de produto estendida relativa a materiais e mão-de-obra\***

\*Conforme a declaração de garantia limitada aplicável da Canadian Solar.

#### CERTIFICADOS DO SISTEMA DE GESTÃO\*

ISO 9001:2015 / Sistema de Gestão da Qualidade  
ISO 14001:2015 / Padrões para o Sistema de Gestão Ambiental  
OHSAS 18001:2007 / Norma Internacional de Segurança e Saúde Ocupacional

#### CERTIFICADOS DO PRODUTO\*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / INMETRO  
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS  
UNI 9177 Reação a chama: Classe 1 / Take-e-way



\* Uma vez que existem diversos requisitos de certificação nos vários mercados, pedimos que contate o Representante de vendas da Canadian Solar, para saber os certificados específicos aplicáveis aos produtos e à região onde serão usados.

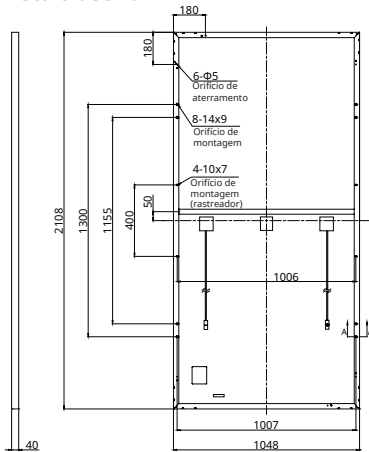
A **CANADIAN SOLAR BRASIL** tem o compromisso de fornecer produtos, serviços e soluções de alta qualidade em sistemas solares para clientes de todo o mundo. O fornecedor número 1, em termos de qualidade e relação desempenho/preço, segundo a pesquisa IHS Module Customer Insight Survey. Líder no desenvolvimento de projetos de sistemas PV e na fabricação de módulos solares, com mais de 40 GW implantados em todo o mundo, desde 2001.

#### CANADIAN SOLAR BRASIL

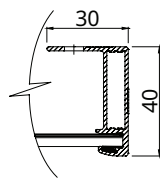
Av. Roque Petroni Junior, 999, 4º andar, Vila Gertrudes, São Paulo, Brasil, CEP 04707-910 | [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com) | [sales.br@canadiansolar.com](mailto:sales.br@canadiansolar.com)

## DESENHO DE ENGENHARIA (mm)

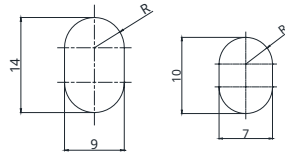
### Vista traseira



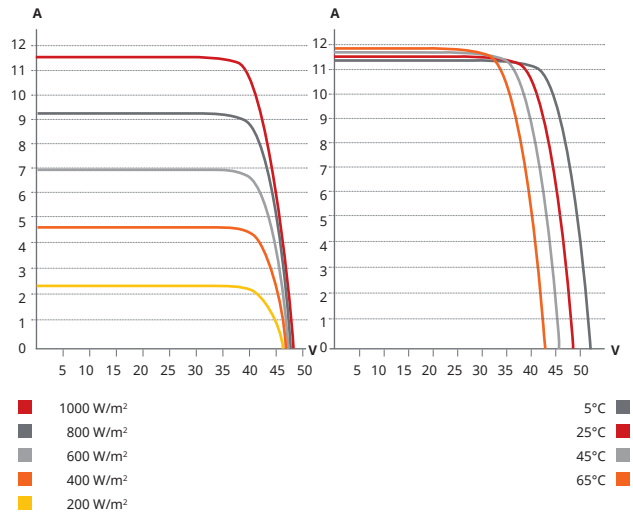
### Seção transversal do quadro A-A



### Orifício de montagem



## CS3W-435MS / CURVAS I-V



## DADOS ELÉTRICOS | STC\*

CS3W	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS	455MS
Máx. Potência Nominal (Pmax)	430 W	435 W	440 W	445 W	450 W	455 W
Opt. Tensão de Operação (Vmp)	40,3 V	40,5 V	40,7 V	40,9 V	41,1 V	41,3 V
Opt. Corrente de Operação (Imp)	10,68 A	10,75 A	10,82 A	10,89 A	10,96 A	11,02 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	48,3 V	48,5 V	48,7 V	48,9 V	49,1 V	49,3 V
Corrente de Curto-Circuito (Isc)	11,37 A	11,42 A	11,48 A	11,54 A	11,60 A	11,66 A
Eficiência de Módulo	19,5%	19,7%	19,9%	20,1%	20,4%	20,6%
Temperatura de Operação	-40°C ~ +85°C					
Máx. Tensão de Sistema	1500V (IEC/UL) ou 1000V (IEC/UL)					
Desempenho antichamas do módulo	TIPO 1 (UL 1703) ou CLASSE C (IEC 61730)					
Máx. valor nominal do fusível de série	20 A					
Classe da aplicação	Classe A					
Tolerância de potência	0 ~ + 10 W					

\* Sob condições de teste padrão (STC) de irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup>, espectro AM 1.5 e temperatura de célula de 25°C.

## DADOS ELÉTRICOS | NMOT\*

CS3W	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS	455MS
Máx. Potência Nominal (Pmax)	321 W	325 W	328 W	332 W	336 W	339 W
Opt. Tensão de Operação (Vmp)	37,6 V	37,8 V	37,9 V	38,1 V	38,3 V	38,5 V
Opt. Corrente de Operação (Imp)	8,54 A	8,59 A	8,65 A	8,71 A	8,76 A	8,82 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	45,4 V	45,6 V	45,8 V	46,0 V	46,2 V	46,4 V
Corrente de Curto-Circuito (Isc)	9,17 A	9,21 A	9,26 A	9,31 A	9,36 A	9,41 A

\* Sob temperatura nominal de operação do módulo (NMOT), irradiância de 800 W/m<sup>2</sup>, espectro AM 1,5, temperatura ambiente de 20°C e velocidade do vento de 1 m/s.

\* As especificações e características principais contidas nesta ficha de dados poderão diferir ligeiramente das dos produtos reais, devido à inovação e melhorias efetuadas continuamente nestes produtos. A Canadian Solar Inc. se reserva o direito de fazer quaisquer ajustes necessários nas informações descritas aqui, a qualquer tempo, sem aviso. Alertamos que os módulos PV devem ser manuseados e instalados por pessoas profissionalmente qualificadas e que as instruções de segurança e de instalação devem ser lidas, cuidadosamente, antes do uso de nossos módulos PV.

## DADOS MECÂNICOS

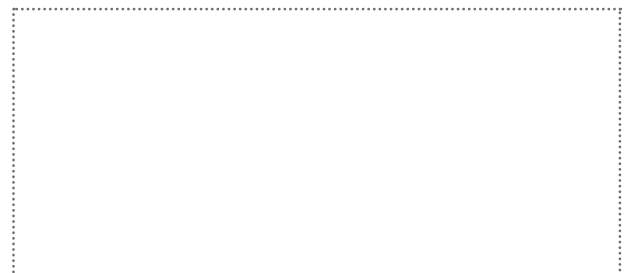
Especificação	Dados
Tipo de célula	Monocristalina
Arranjo de células	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensões	2108 X 1048 X 40 mm (83,0 X 41,3 X 1,57 pol.)
Peso	24,9 kg (54,9 lbs)
Capa dianteira	Vidro temperado de 3,2 mm
Quadro	Liga de Alumínio Anodizado, com barra transversal
Caixa J	IP68, 3 diodos de bypass
Cabo	4 mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG (UL)
Comprimento do cabo (Incluindo conector)	Retrato: 500 mm (19,7 pol.) (+) / 350 mm (13,8 pol.) (-); paisagem: 1400 mm (55,1 pol.); conexão leapfrog: 1670 mm (65,7 pol.)*
Conector	Série T4 ou H4 UTX ou MC4-EVO2
Por palete	27 peças
Por contêiner (40' HQ)	594 peças

\* Para informações detalhadas, contate seu Representante de Vendas ou Representante Técnico local.

## CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA

Especificação	Dados
Coefficiente de Temperatura (Pmax)	-0,35 % / °C
Coefficiente de Temperatura (Voc)	-0,27 % / °C
Coefficiente de Temperatura (Isc)	0,05 % / °C
Temperatura Nominal de Operação do Módulo	42 ± 3°C

## SEÇÃO DE PARCEIROS





# Solis-(75-80)K-5G

Inversores Solis trifásicos



## Modelo:

**380V:** Solis-75K-5G Solis-80K-5G



360 graus



### Eficiência

- ▶ 9 MPPTs, eficiência máxima de 98,7%
- ▶ > 150% de relação CC/CA
- ▶ Compatível com módulos bifaciais



### Seguro

- ▶ IP66
- ▶ Recuperação de PID integrada para melhor desempenho do módulo (opcional)
- ▶ Componentes de marca reconhecidos globalmente para uma vida útil mais longa



### Inteligente

- ▶ Função SVG noturna
- ▶ Monitorização inteligente de fios. Varredura de curva IV inteligente
- ▶ Atualização remota de firmware com operação simples



### Económico

- ▶ Comunicação por linha de energia (PLC) (opcional)
- ▶ Suporta conexão do tipo "Y" no lado CC
- ▶ Suporta acesso a fio de alumínio para reduzir custos

## Folha de Dados

Modelo	Solis-75K-5G	Solis-80K-5G
<b>Entrada CC</b>		
Potência máxima de entrada recomendada	126kW	
Tensão máx de entrada	1100V	
Tensão nominal	600V	
Tensão de partida	195V	
Intervalo de tensão MPPT	180-1000V	
Corrente máx de entrada	9*26A	
Corrente máx. do conector de entrada	13A	
Corrente máx de curto-circuito	9*40A	
MPPTs / Número de Entradas	9/18	
<b>Saída CA</b>		
Potência nominal de saída	75kW	80kW
Potência máx de saída aparente	75kVA	88kVA
Potência máx de saída	75kW	88kW
Tensão nominal da rede	3/N/PE, 220/380V, 230/400V	
Frequência nominal da rede	50/60Hz	
Corrente nominal de saída da rede	114A	121.6A
Corrente máx de saída	114A	133.7A
Fator de potência	> 0,99 (0,8 inicial - 0,8 atrasado)	
Harmônicas (THDi)	<3%	
<b>Eficiência</b>		
Eficiência máxima	98.7%	
Eficiência EU	98.3%	
<b>Proteção</b>		
Proteção contra inversão de polaridade CC	Sim	
Proteção contra curto-circuito	Sim	
Proteção de sobrecorrente de saída	Sim	
Proteção contra sobretensão	CC Tipo II / CA Tipo II	
Monitoramento de rede	Sim	
Proteção de ilhamento	Sim	
Monitorização de Strings	Sim	
Digitalização de curva I/V	Sim	
Função anti-PID	Opcional	
AFCI integrado (proteção de circuito de falha de arco CC)	Sim	
Interruptor CC integrado	Sim	
Interruptor CA integrado	Opcional	
<b>Dados gerais</b>		
Dimensões (L*A*P)	1050*567*314.5 mm (Com interruptor CA)	
Peso	82kg	
Topologia	Sem Transformador	
Consumo próprio	<2W (noite)	
Faixa de temperatura ambiente de operação	-25 ~ +60°C	
Umidade relativa	0-100%	
Grau de proteção (IP)	IP66	
Conceito de refrigeração	Refrigeração por ventilador redundante inteligente	
Altitude máx de operação	4000m	
Certificados de padrão de conexão da rede	VDE-AR-N 4105, VDE V 0124, VDE V 0126-1-1, UTE C15-712-1, NRS 097-1-2, G98, G99, EN 50549-1/-2, RD 1699, UNE 206006, UNE 206007-1, IEC 61727, DEWA	
Padrão de segurança / EMC	IEC 62109-1/-2, EN 61000-6-2/-4	
<b>Características</b>		
Conexão CC	Conectores MC4	
Conexão CA	Terminal OT (máx 185 mm <sup>2</sup> )	
Tela	LCD	
Comunicação	RS485, Opcional: Wi-Fi, GPRS, PLC	

# LIMITED WARRANTY STATEMENT PHOTOVOLTAIC HiDM MODULE PRODUCTS

Effective January 1<sup>st</sup>, 2020

This Limited Warranty Statement applies only to Canadian Solar Inc. ("Canadian Solar") HiDM (including HDM) module products ("Products").

This Limited Warranty Statement does not apply to Products sold to and installed in Australia, Japan, and P.R. China.

## FIFTEEN (15) YEAR LIMITED PRODUCT WARRANTY

Subject to the exclusions contained herein, Canadian Solar warrants to the original buyer (the "Buyer") of the Products that the Products shall be free from defects in materials and workmanship which have an effect on Products functionality under normal application, installation, use, and service conditions as specified in Canadian Solar's standard product documentation such as the installation manual and its annexes.

Claims under this warranty will only be accepted if the Buyer can prove that the malfunctioning or non-conformity of the Products results exclusively from defects in materials and/or workmanship under normal application, installation, use and service conditions specified in Canadian Solar's standard product documentation. This Limited Product Warranty does not warrant a specific power output of the Products, which shall be exclusively covered under the Limited Performance Warranty elaborated below.

## TWENTY-FIVE (25) YEAR LIMITED PERFORMANCE WARRANTY

Canadian Solar warrants that for a period of twenty-five years the Products will maintain a level of performance as set forth below:

- During the first year, Canadian Solar warrants the actual power output of the Products will be no less than 97.5% of the labeled power output.
- From year 2 to year 25, the actual annual power decline will be no more than 0.6%; by the end of year 25, the actual power output will be no less than 83.1% of the labeled power output.

The actual power output of the Products shall be determined for verification using Standard Testing Conditions only. The actual power output measurement is either carried out by a Canadian Solar facility or by a Canadian Solar recognized third-party testing institute. Testing equipment uncertainty will be applied to all actual power output measurements.

## WARRANTY EFFECTIVE DATE

The effective date of the warranties provided herein shall be the date of installation or ninety (90) days after delivery by Canadian Solar to the Buyer, whichever date is earlier.

## EXCEPTIONS

The limited warranties set forth herein **DO NOT** apply to any Products: 1) for which Canadian Solar has not received all or part of the due payments from the Buyer; 2) which have been subject to negligence in transportation, handling, storage or use; 3) which have been repaired without Canadian Solar's authorization or in any way tampered with; 4) which have been subject to extraordinary salt or chemical exposure; 5) which have been subject to improper installation, application, alteration, unauthorized service, or improper system design which caused constant shading to the Products; 6) which have been subject to power failure or surges, flood, fire, direct or indirect lightning strikes, or other acts of nature; 7) which have been subject to accidental breakage, vandalism, explosions, acts of war, or other events outside Canadian Solar's control; or 8) which have been moved from its original installation location.

In addition, the limited warranties do not apply to any deterioration in the appearance of the Products (including, without limitation, any scratches, stains, rust, discoloration, or mold) or any other changes to the Products in appearance stemming from the normal wear and tear over time of product materials. Also, no warranty claim may be made if the product label, type or serial number of the applicable Products has been altered, removed or made illegible.

## REMEDIES

In respect of the Fifteen (15) Year Limited Product Warranty, if Canadian Solar verifies in its reasonable judgment that the Products fail to conform to the terms of the Limited Product Warranty set forth herein, Canadian Solar, at its option, will provide one of the following remedies: 1) repair the Products; 2) replace the Products with new products whose labeled power wattages equal to or exceed the Warranted Wattages of replaced Products (the Warranted Wattages is defined as the contracted power wattages of the Products minus the permissible accumulated degradation); or 3) provide a refund of the fair market value of the Products assessed based on the Warranted Wattages at the time of claim.

In respect of the Twenty-Five (25) Year Limited Performance Warranty, if Canadian Solar verifies in its reasonable judgment that the Products fail to conform to the terms of the Limited Performance Warranty set forth herein, Canadian Solar, at its option, will provide one of the following remedies: 1) repair the Products; 2) replace the Products with new products whose labeled power wattages equal to or exceed the Warranted Wattages of replaced Products; 3) provide additional Products to make up the wattage difference between the actual measured power output wattages of the Products and the Warranted Wattages; or 4) provide a refund of the fair market value of the wattage difference between the actual measured power output wattages and the Warranted Wattages.

All remedies under this limited warranty statement shall be calculated based upon the Warranted Wattages of the Products at the time of first reporting of the warranty claim.

Canadian Solar will not accept any return of Products without Canadian Solar's prior authorization. Once accepted, Canadian Solar will cover reasonable transportation costs (except for insurance, any taxes, duties, demurrages, or any other costs and expenses related to custom clearance or Buyer's failure to cooperate) for shipping the Products under a claim back from the Buyer to a designated location of Canadian Solar, and for shipping the additional, repaired or replacement Products to the original installation location. If Canadian Solar opts for repair as the remedy, Canadian Solar shall cover reasonable material and labor costs related to the repair. In any event, the costs and expenses for the removal, installation, and/or reinstallation of the Products, including fees, levies, taxes or other financial duties due in relation to any applicable electronic waste disposal regulation, shall remain with the Buyer, unless otherwise agreed to by Canadian Solar in a signed writing. Canadian Solar will not pay any cost of any fees, levies, taxes or other financial duties imposed on the remedies implemented by Canadian Solar or imposed on the Products subject to such remedies, that are due to regulatory, government or judicial decisions not existing at the time of purchase of the affected Products.

Any repair or replacement of the affected Products shall not increase the applicable warranty period. The warranty period for replaced or repaired Products is the remainder of the warranty for the affected Products. Canadian Solar

reserves the right to deliver a similar product (of similar size, color, shape, and/or power output) in replacement of the affected Products if production of the affected Products is discontinued or such product is otherwise unavailable. Unless instructed by Canadian Solar otherwise, Buyer shall dispose of Products in accordance with all local applicable regulations on electronic waste treatment and disposal at its own cost. Products having been replaced shall not be sold, reworked or reused in any way, unless expressly authorized by Canadian Solar.

**EXCEPT AS OTHERWISE PROVIDED BY APPLICABLE LAW, THE FOREGOING REMEDIES STATE CANADIAN SOLAR'S SOLE AND EXCLUSIVE OBLIGATION AND THE BUYER'S SOLE AND EXCLUSIVE REMEDY FOR A BREACH OF THE FOREGOING LIMITED WARRANTIES.**

## **CLAIM PROCESS**

If the Buyer believes that it has a justified claim covered by the limited warranties set forth above, then the Buyer shall submit such claim in writing without undue delay, with supporting information including but not limited to the claimed quantity, serial numbers, purchasing invoices and proofs, to Canadian Solar within the applicable warranty period specified above to the following address, or such future address as Canadian Solar may provide from time to time:

### **Asia Pacific**

Canadian Solar Inc.  
Customer Service Department  
199 Lushan Road, Suzhou New District Jiangsu  
China, 215129  
Tel: +86 512 66908088  
E-mail: [service.cn@canadiansolar.com](mailto:service.cn@canadiansolar.com)

### **Europe, Middle East & Africa**

Canadian Solar EMEA GmbH  
Customer Service Department  
Landsberger Strasse 94, 80339 Munich, Germany  
Tel: +49 89 5199689 0  
E-mail: [service.emea@canadiansolar.com](mailto:service.emea@canadiansolar.com)

### **Americas**

Canadian Solar Inc.  
Customer Service Department  
3000 Oak Road, Ste. 400 Walnut Creek, CA 94597  
Tel: +1 855 315 8915  
E-mail: [service.ca@canadiansolar.com](mailto:service.ca@canadiansolar.com)

### **South Korea**

Canadian Solar Inc. Korea Branch  
#906 Dongwoo Building, 328 Teheran ro Gangnam-gu  
Seoul, Korea  
Tel: +82 2 539 7541  
E-mail: [service.kr@canadiansolar.com](mailto:service.kr@canadiansolar.com)

Upon receipt of such written claim, Canadian Solar may seek further verification of the Buyer's claim of a breach of one of the foregoing limited warranties.

## **WARRANTY ASSIGNMENT**

This Limited Warranty is transferrable to a party taking legal title to the Products, provided that the Products remain installed in their original installation location.

## **DISPUTE RESOLUTION**

In case of any dispute related to warranty claims, such dispute shall be referred to and finally resolved pursuant to the governing law clauses and dispute resolution procedures under the purchase agreement between the Buyer and Canadian Solar.

## **NOT INDEPENDENT WARRANTIES**

The Buyer has the right to pursue claims under each of the warranties set forth above; provided that if claims arise under multiple limited warranties from a single defect, then if Canadian Solar remedies that defect as set forth above, Canadian Solar shall be deemed to have resolved all applicable warranty claims arising from that defect.

## **DISCLAIMERS**

THE LIMITED WARRANTIES SET FORTH HEREIN ARE IN LIEU OF AND EXCLUDE ALL OTHER EXPRESS OR IMPLIED WARRANTIES, INCLUDING BUT NOT LIMITED TO WARRANTIES OF MERCHANTABILITY AND FITNESS FOR A PARTICULAR PURPOSE OR APPLICATION, AND ALL OTHER OBLIGATIONS ON THE PART OF CANADIAN SOLAR UNLESS SUCH OTHER WARRANTIES AND OBLIGATIONS ARE AGREED TO IN WRITING BY CANADIAN SOLAR. SOME JURISDICTIONS LIMIT OR DO NOT PERMIT DISCLAIMERS OF WARRANTY, SO THIS PROVISION MAY NOT APPLY TO THE BUYER IN SUCH JURISDICTIONS.

## **LIMITATION OF LIABILITY**

TO THE MAXIMUM EXTENT PERMITTED BY APPLICABLE LAW, CANADIAN SOLAR HEREBY DISCLAIMS, AND SHALL HAVE NO RESPONSIBILITY OR LIABILITY WHATSOEVER FOR, DAMAGE OR INJURY TO PERSONS OR PROPERTY OR FOR OTHER LOSS OR INJURY RESULTING FROM ANY CAUSE WHATSOEVER ARISING OUT OF OR RELATED TO ANY OF ITS PRODUCTS OR THEIR USE. TO THE MAXIMUM EXTENT PERMITTED BY APPLICABLE LAW, UNDER NO CIRCUMSTANCES SHALL CANADIAN SOLAR BE LIABLE TO THE BUYER, OR TO ANY THIRD PARTY CLAIMING THROUGH OR UNDER THE BUYER, FOR ANY LOST PROFITS, LOSS OF USE, OR EQUIPMENT DOWNTIME, OR FOR ANY INCIDENTAL, CONSEQUENTIAL OR SPECIAL DAMAGES OF ANY KIND, HOWSOEVER ARISING, RELATED TO THE PRODUCTS, EVEN IF CANADIAN SOLAR HAS BEEN ADVISED OF THE POSSIBILITY OF SUCH DAMAGES.

TO THE MAXIMUM EXTENT PERMITTED BY APPLICABLE LAW, CANADIAN SOLAR'S AGGREGATE LIABILITY, IF ANY, IN DAMAGES OR OTHERWISE, SHALL NOT EXCEED THE PURCHASE PRICE PAID TO CANADIAN SOLAR BY THE BUYER FOR THE PRODUCT IN THE CASE OF A WARRANTY CLAIM.

THE BUYER ACKNOWLEDGES THAT THE FOREGOING LIMITATIONS OF LIABILITY ARE AN ESSENTIAL ELEMENT OF THE AGREEMENT BETWEEN THE PARTIES AND THAT IN THE ABSENCE OF SUCH LIMITATIONS THE PURCHASE PRICE OF THE PRODUCTS WOULD BE SUBSTANTIALLY DIFFERENT. SOME JURISDICTIONS LIMIT OR DO NOT PERMIT DISCLAIMERS OF LIABILITY, SO THIS PROVISION MAY NOT APPLY TO THE BUYER IN SUCH JURISDICTIONS. SOME JURISDICTIONS DO NOT ALLOW LIMITATIONS ON THE EXCLUSION OF DAMAGES SO THE ABOVE LIMITATIONS OR EXCLUSIONS MAY NOT APPLY TO THE BUYER IN SUCH JURISDICTIONS.

YOU MAY HAVE SPECIFIC LEGAL RIGHTS OUTSIDE THIS WARRANTY, AND YOU MAY ALSO HAVE OTHER RIGHTS THAT VARY FROM STATE TO STATE OR COUNTRY TO COUNTRY. THIS LIMITED WARRANTY DOES NOT AFFECT ANY ADDITIONAL RIGHTS YOU HAVE UNDER LAWS IN YOUR JURISDICTION GOVERNING THE SALE OF CONSUMER GOODS. SOME STATES OR COUNTRIES DO NOT ALLOW THE EXCLUSION OR LIMITATION OF INCIDENTAL OR CONSEQUENTIAL DAMAGES, SO THE LIMITATIONS OR EXCLUSIONS IN THIS LIMITED WARRANTY STATEMENT MAY NOT APPLY TO YOU IN THOSE AREAS.

## **NOTE**

In the event of any inconsistency among different language versions of this warranty statement, the English version shall prevail. For Products covered by Canadian Solar's limited warranty, please refer to our product lists published on our website at: <https://www.canadiansolar.com/downloads> as such list is updated from time to time. The installation and handling of PV Products requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the Products.

## Dimensionamento - Rev. 08 - Módulos com inclinação de 5° OUROLUX

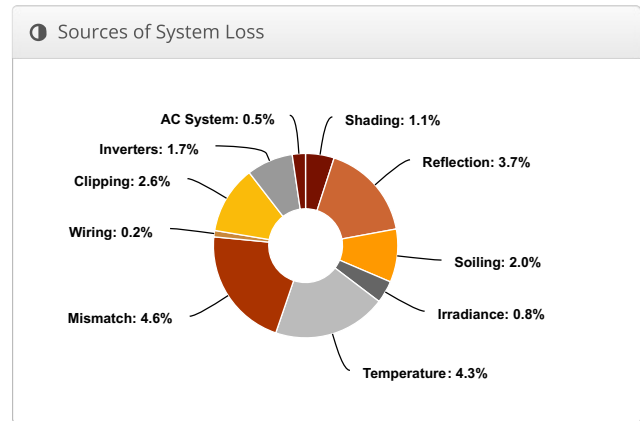
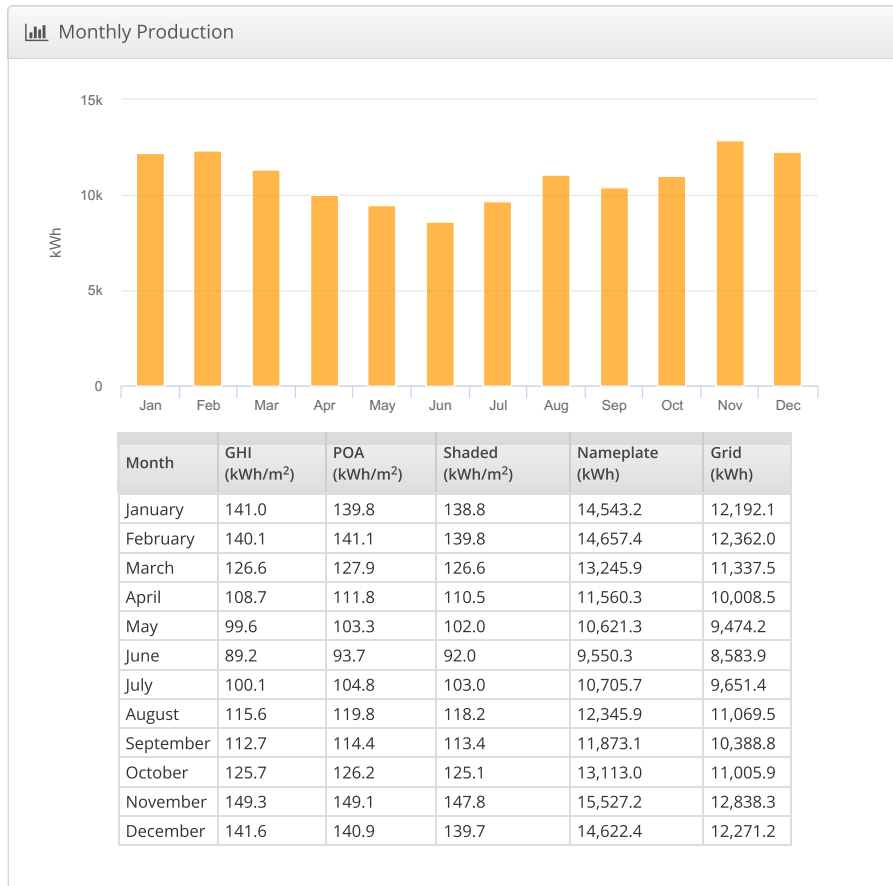
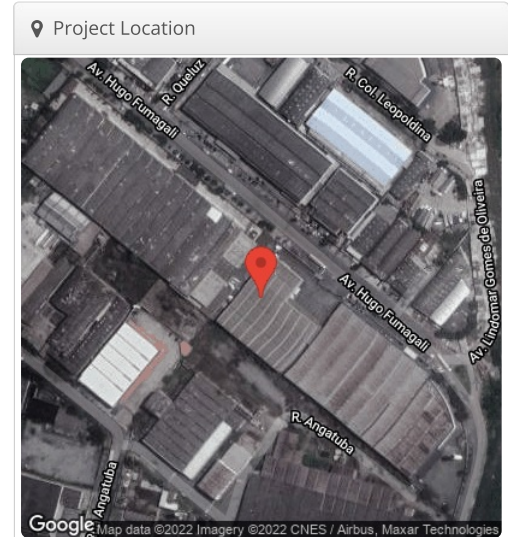
GUARULHOS, Av. Hugo Fumagali, 586 - Cidade Industrial Satélite de São Paulo, Guarulhos - SP, 07220-080

**Report**

Project Name	OUROLUX GUARULHOS
Project Description	Projeto para portarias 586 e 770
Project Address	Av. Hugo Fumagali, 586 - Cidade Industrial Satélite de São Paulo, Guarulhos - SP, 07220-080
Prepared By	Joandra Ribeiro Gomes joandragomes@hotmail.com



System Metrics	
Design	Dimensionamento - Rev. 08 - Módulos com inclinação de 5°
Module DC Nameplate	110.7 kW
Inverter AC Nameplate	75.0 kW Load Ratio: 1.48
Annual Production	131.2 MWh
Performance Ratio	80.5%
kWh/kWp	1,185.0
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, meteonorm (meteonorm)
Simulator Version	79ae66d755-6c48e55c95-131952e5b2-5a8a302cd0



⚡ Annual Production			
	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m <sup>2</sup> )	Annual Global Horizontal Irradiance	1,450.3	
	POA Irradiance	1,472.7	1.5%
	Shaded Irradiance	1,456.9	-1.1%
	Irradiance after Reflection	1,403.4	-3.7%
	Irradiance after Soiling	1,375.4	-2.0%
	<b>Total Collector Irradiance</b>	<b>1,375.2</b>	<b>0.0%</b>
Energy (kWh)	Nameplate	152,365.7	
	Output at Irradiance Levels	151,085.5	-0.8%
	Output at Cell Temperature Derate	144,631.9	-4.3%
	Output After Mismatch	138,024.3	-4.6%
	Optimal DC Output	137,695.6	-0.2%
	Constrained DC Output	134,184.1	-2.6%
	Inverter Output	131,842.4	-1.7%
	<b>Energy to Grid</b>	<b>131,183.2</b>	<b>-0.5%</b>
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp		21.6 °C
	Avg. Operating Cell Temp		29.2 °C
Simulation Metrics			
	Operating Hours		4604
	Solved Hours		4604

☁ Condition Set												
Description	Condition Set 1											
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, meteonorm (meteonorm)											
Solar Angle Location	Meteo Lat/Lng											
Transposition Model	Perez Model											
Temperature Model	Sandia Model											
Temperature Model Parameters	Rack Type	a	b	Temperature Delta								
	Fixed Tilt	-3.56	-0.075	3°C								
	Flush Mount	-2.81	-0.0455	0°C								
Soiling (%)	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Irradiation Variance	5%											
Cell Temperature Spread	4° C											
Module Binning Range	-2.5% to 2.5%											
AC System Derate	0.50%											
Module Characterizations	Module	Uploaded By					Characterization					
	CS3W-450MS (Canadian Solar)	Folsom Labs					Spec Sheet Characterization, PAN					
Component Characterizations	Device	Uploaded By					Characterization					

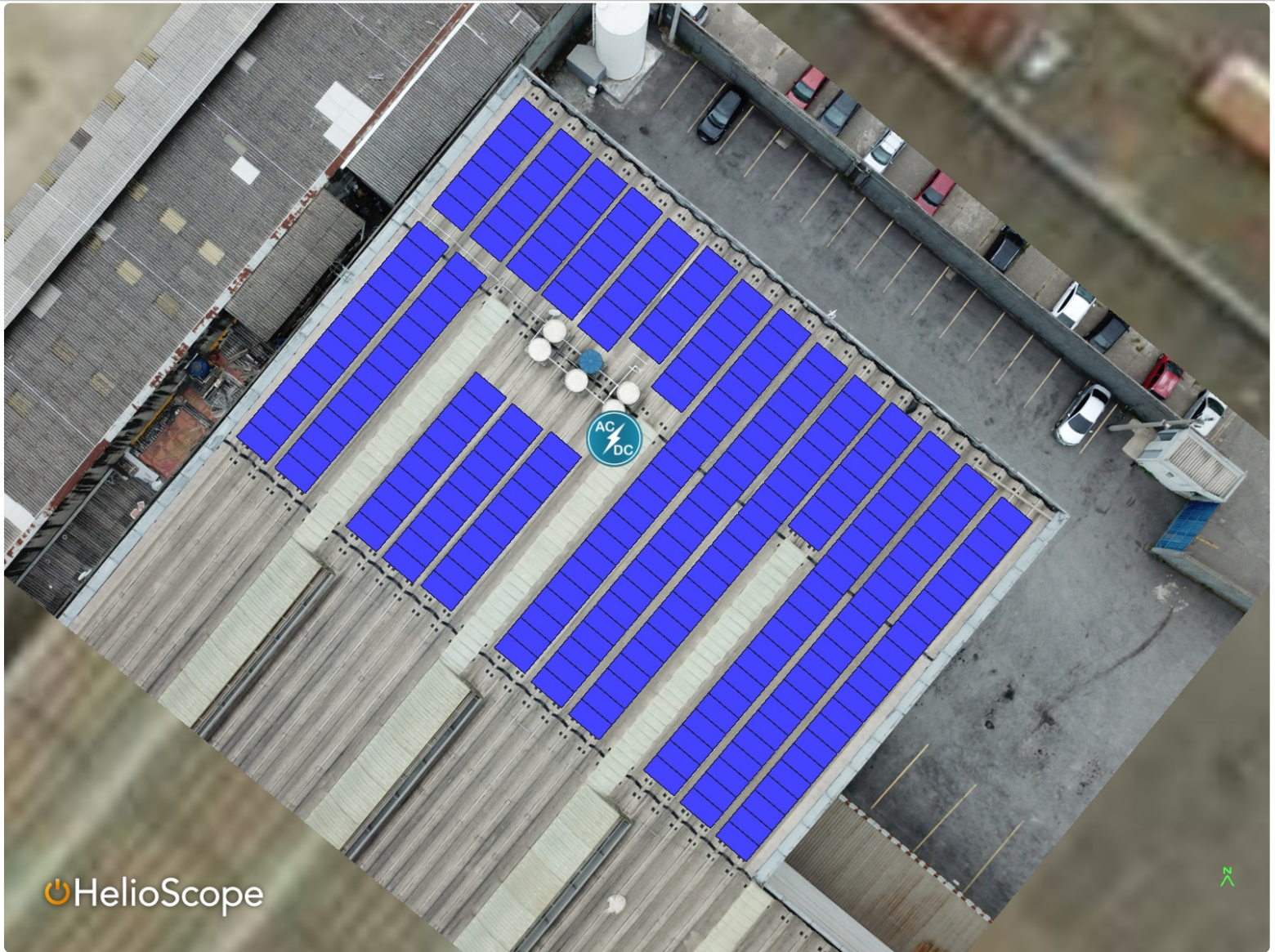
📦 Components		
Component	Name	Count
Inverters	Solis-75K-5G-US (2020) (Solis)	1 (75.0 kW)
Strings	10 AWG (Copper)	14 (451.5 m)
Module	Canadian Solar, CS3W-450MS (450W)	246 (110.7 kW)

🔌 Wiring Zones			
Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Wiring Zone	-	5-19	Along Racking

🏠 Field Segments									
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Field Segment 1	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	5°	310.15805°	0.6 m	1x1	22	22	9.90 kW
Field Segment 1 (copy)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	5°	310.15805°	0.6 m	1x1	22	22	9.90 kW
Field Segment 1 (copy 1)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	5°	310.15805°	0.6 m	1x1	22	22	9.90 kW
Field Segment 1 (copy 2)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	5°	310.15805°	0.6 m	1x1	22	22	9.90 kW
Field Segment 1 (copy 3)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	5°	310.15805°	0.6 m	1x1	22	22	9.90 kW
Field Segment 1 (copy 4)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	5°	310.15805°	0.6 m	1x1	22	22	9.90 kW
Field Segment 1 (copy 5)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	5°	310.15805°	0.6 m	1x1	21	21	9.45 kW
Field Segment 1 (copy 6)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	5°	310.15805°	0.6 m	1x1	21	21	9.45 kW
Field Segment 1 (copy 7)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	5°	310.15805°	0.6 m	1x1	8	8	3.60 kW
Field Segment 1 (copy 8)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	5°	310.15805°	0.6 m	1x1	7	7	3.15 kW
Field Segment 1 (copy 9)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	5°	310.15805°	0.6 m	1x1	16	16	7.20 kW
Field Segment 1 (copy 10)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	5°	310.15805°	0.6 m	1x1	17	17	7.65 kW
Field Segment 1 (copy 11)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	5°	310.15805°	0.6 m	1x1	17	17	7.65 kW
Field Segment 1 (copy 12)	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	5°	310.15805°	0.6 m	1x1	7	7	3.15 kW



Detailed Layout



HelioScope



Coordenadoria de  
Educação Aberta e a Distância