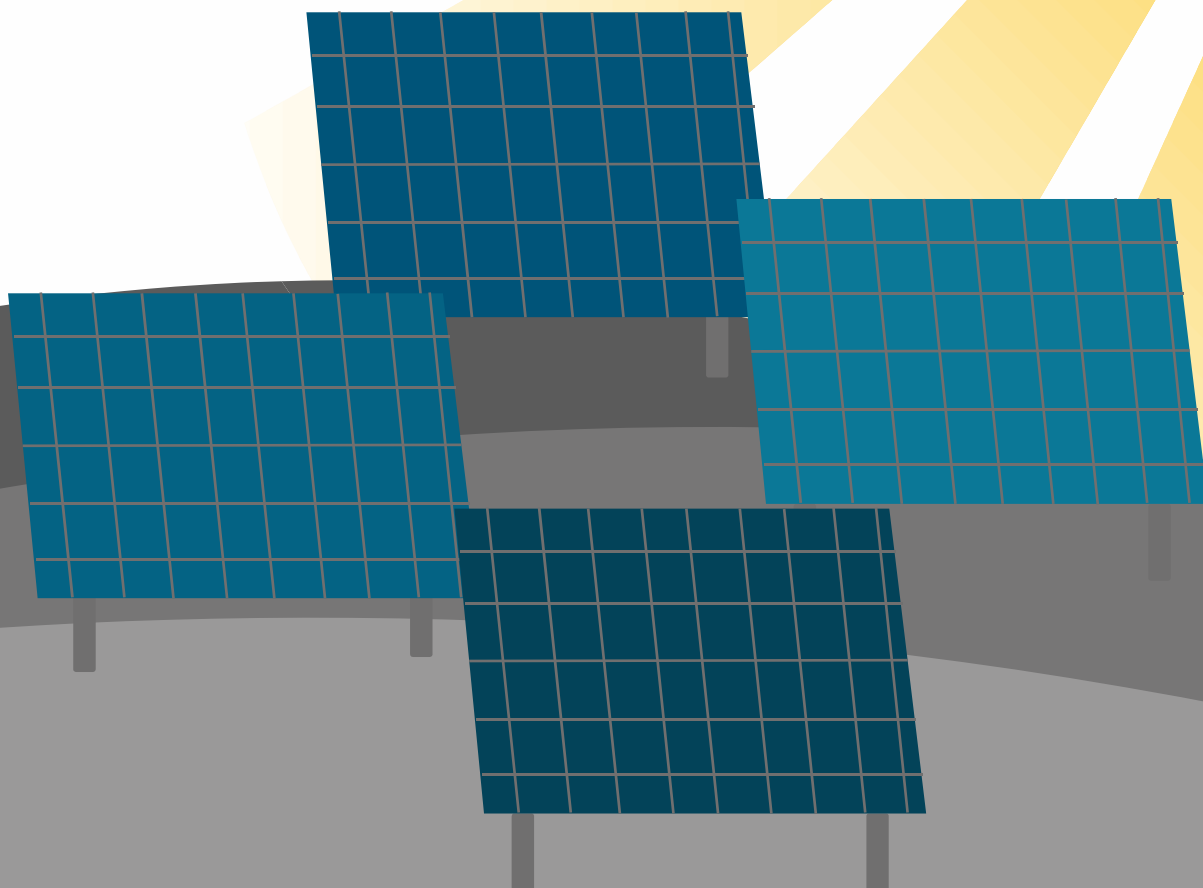


Universidade Federal de Viçosa - UFV  
Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas - CCE  
Departamento de Engenharia Elétrica - DEL



Usina solar fotovoltaica de 302 kW para uma indústria moveleira  
localizada em Arapongas/PR

ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Phillipe Calhau Botelho  
ORIENTADOR: Prof. Me. João Marcus Soares Callegari

Viçosa, 30 de Setembro de 2022.

Phillipe Calhau Botelho

## Usina solar fotovoltaica de 302 kW para uma indústria moveleira localizada em Arapongas/PR

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

Viçosa, 30 de Setembro de 2022.

## ATA DE APROVAÇÃO

Phillipe Calhau Botelho

# Usina solar fotovoltaica de 302 kW para uma indústria moveleira localizada em Arapongas/PR

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

Aprovada em 30 de Setembro de 2022.

---

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

Universidade Federal de Viçosa

---

Membro Titular: Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira

Universidade Federal de Viçosa

---

Membro Titular: Eng. João Victor França

CEFET - MG

# DEDICATÓRIA

**Dedico este trabalho**

*A minha família e noiva que sempre me apoiaram.*

## AGRADECIMENTOS

A Deus por ter me dado saúde e força e ao meu orientador por ter me ajudado bastante.

## RESUMO

Este trabalho realiza o dimensionamento, estudo de viabilidade e projeto de uma usina solar fotovoltaica com potência instalada de 302 kW, que será implantada numa indústria moveleira localizada em Arapongas - PR.

O empreendimento é enquadrado no âmbito da minigeração distribuída, atendido em média tensão trifásica 13,8 kV a 60 Hz, demanda contratada de 302 kW, da qual 3kW seria adicional à demanda já existente, de 299 kW. O sistema solar fotovoltaico foi dimensionado com uma potência instalada de 353,10 kWp, na qual 642 módulos fotovoltaicos de 550 Wp, 3 inversores de 100 kW e um microinversor de 2kW são projetados, sendo o microinversor necessário para haja proteções na Média Tensão, para fins acadêmicos. A instalação dos módulos é feita no solo, ocupando cerca de 3000 m<sup>2</sup>, utilizando a área dos fundos da indústria para a instalação da UFV e para a nova entrada de energia, em cabine primária, para atender os requisitos da UFV.

O projeto apresentou viabilidade, com uma taxa interna de retorno de 22,90% a.a. e pay-back descontado de 6,31 anos, justificando o elevado investimento inicial com um rápido retorno.

**Palavras-chave:** Minigeração distribuída, resolução normativa, sistema fotovoltaico, usina solar fotovoltaica.

## Lista de Figuras

Figura 1: Fatura de energia do cliente, evidenciando consumo e demanda. ....	16
Figura 2: Local de instalação do sistema fotovoltaico. ....	18
Figura 3: Exemplo de disposição dos módulos fotovoltaicos em estruturas metálicas de 2 linhas.....	18
Figura 4: Área do terreno disponível para UFV. ....	19
Figura 5: Planejamento da instalação dos módulos fotovoltaicos, a cabine primária e a casa de máquinas.....	19
Figura 6: Simulação para análise de sombreamento.....	20
Figura 7: Irradiação local no plano inclinado. ....	22
Figura 8: Diagrama de ligações inversor Growatt MAX 100KTL3-X LV. ....	26
Figura 9: Diagrama de ligações microinversor.....	27
Figura 10: Quadros de junção c.c. para arranjos com (a) 2 séries FV (à esquerda). (b) 1 série FV (à direita). ....	30
Figura 11: Quadros c.a.....	31
Figura 12: Proteções mínimas para conexão de geradores através de inversor no sistema 13,8 kV. ....	35
Figura 13: Topologia de subestação abrigada com potência instalada acima de 300 kVA. ....	36
Figura 14: Dimensões da subestação projetada.....	37
Figura 15: Esquemático utilizado para dimensionamento do TC. ....	38
Figura 16: Malha de aterramento tipo quadrado cheio. ....	42
Figura 17: Detalhe da haste de aterramento.....	42
Figura 18: Configuração da rede aérea de distribuição protegida entre barra da SE e barra do acessante.....	43
Figura 19: Resumo das contribuições da concessionária e da usina solar fotovoltaica (UFV) para as correntes de CC nas diversas barras. ....	45
Figura 20: Ajuste da função 51V. ....	47
Figura 21: Coordenograma das proteções de fase.....	49
Figura 22: Coordenograma das proteções de neutro. ....	49
Figura 21: Preço final médio de sistemas FV no Brasil de acordo com a potência do sistema. ....	52

## Lista de Tabelas

Tabela 1: Consumo e a demanda média.....	17
Tabela 2: Tarifas adotadas.....	17
Tabela 3: Características do módulo fotovoltaico utilizados na instalação. ....	21
Tabela 4: Características dos inversores fotovoltaicos utilizados na instalação....	23
Tabela 5: Resumo do dimensionamento elétrico da UFV para os inversores Growatt.....	28
Tabela 6: Resumo do dimensionamento elétrico da UFV para o inversor AP System DS3D.....	29
Tabela 7: Resumo das características elétricas dos equipamentos constituintes do quadro de junção c.c.....	30
Tabela 8: Premissas para dimensionamento de cabos c.c.....	31
Tabela 9: Dimensionamento dos cabos c.c. de acordo com a ABNT NBR 16690..	32
Tabela 10: Premissas para dimensionamento de cabos c.a.....	32
Tabela 11: Dimensionamento dos cabos c.a. de acordo com a ABNT NBR 5410..	33
Tabela 12: Dimensionamento dos condutores de aterramento do lado c.c. e c.a. da UFV. ....	33
Tabela 14: Dimensionamento dos equipamentos da subestação. ....	37
Tabela 15: Memorial de cálculo do transformador de corrente. ....	39
Tabela 16: Dimensionamento de TP de medição em 13,8 kV. ....	39
Tabela 16: Quadro de carga da subestação para alimentação auxiliar. ....	40
Tabela 17: Quadro de carga da subestação para alimentação da proteção.....	40
Tabela 19: Especificação do disjuntor de MT. ....	41
Tabela 19: Valores base utilizados nos estudos de proteção. ....	42
Tabela 23: Impedância e correntes de curto-circuito fase-fase, fase-terra e trifásica na barra da concessionária. ....	43
Tabela 21: Dados de impedância de sequência dos cabos da rede RDP da SE até a barra de conexão do acessante. *Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C. .....	43
Tabela 22: Dados de impedância de sequência dos cabos de cobre utilizados na rede interna do acessante. *Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C. ...	44
Tabela 23: Características elétricas do transformador a seco.....	44
Tabela 24: Ajustes de religadores para coordenação, fornecidas pela concessionária. ....	46
Tabela 29: Definição das proteções e suas respectivas parametrizações. ....	47
Tabela 30: Geração produzida ao longo dos anos e sua sobra/déficit. ....	50
Tabela 31: Necessidade de geração excedente Fora Ponta para suprir a energia da Ponta e o saldo anual da Ponta de acordo com a geração excedente Fora Ponta anual. ....	51
Tabela 32: Variáveis consideradas.....	52



Tabela 33: Produção de energia anual, receita ou despesa estimada com base na taria e sobra de energia fora ponta que será convertida em energia de ponta de acordo com o fator de ajuste. ....	53
Tabela 34: Necessidade de energia fora ponta, saldo na ponta de acordo a energia convertida de acordo com o fator de ajuste, receitas e despesas consideradas. ...	53
Tabela 35: Fluxos de caixa e Saldos acumulados. ....	54
Tabela 36: Viabilidade econômica calculada. ....	54

## Lista de Abreviação

BT	BAIXA TENSÃO
LCOE	Custo Nivelado de energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UFV	Usina Fotovoltaica
VPL	Valor Presente Líquido
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor

## Lista de Símbolos

$A_m$	Área do módulo
$k_{isc}$	Coefficientes de temperatura
$k_{pmax}$	Coefficientes de temperatura
$k_{voc}$	Coefficientes de temperatura
$I_{arranjo,max}$	Corrente c.c. máxima por arranjo FV
$I_{serie,max}$	Corrente c.c. máxima por série FV
$I_{sc}$	Corrente de curto-circuito
$I_{mp}$	Corrente de máxima potência*
$I_{sec}$	Corrente máxima por série fotovoltaica
$D_{inv}$	Dimensões
$D_{fv}$	Dimensões do módulo
$\eta_{fv}$	Eficiência do módulo
$\Delta V_{mppt}$	Faixa de operação do MPPT
$\Delta T_{inv}$	Faixa de temperatura de operação
$FP_{inv}$	Fator de potência
$FSI$	Fator de sobredimensionamento do inversor
$FC_0$	Fluxo de caixa do período zero
$FC_n$	Fluxo de caixa no período n
$m_{inv}$	Massa
$m_{fv}$	Massa do módulo
$I_{ca}$	Máxima corrente c.a. (RMS)
$N_{arranjo}$	Número de arranjos FV por inversor

$N_{cel}$	Número de células FV
$N_{inv}$	Número de inversores fotovoltaicos
$N_t$	Número de módulos fotovoltaicos
$N_{fv,inv}$	Número de módulos fotovoltaicos por inversor
$N_{afv}$	Número de módulos FV por arranjo fotovoltaico
$N_{afv(MPPT\ 1\ a\ 3)}$	Número de módulos FV por arranjo fotovoltaico (MPPT 1 a 3)
$N_{afv(MPPT\ 4\ a\ 12)}$	Número de módulos FV por arranjo fotovoltaico (MPPT 4 a 12)
$N_{sfv}$	Número de módulos FV por série fotovoltaica
$N_{sfv(MPPT\ 1\ a\ 3)}$	Número de módulos FV por série fotovoltaica (MPPT 1 a 3)
$N_{sfv(MPPT\ 4\ a\ 12)}$	Número de módulos FV por série fotovoltaica (MPPT 4 a 12)
$N_{polos}$	Número de polos
$N_{inv,serie}$	Número de séries FV permitidas
$N_{serie}$	Número de séries FV por inversor
$P_{ca}$	Potência c.a. nominal
$P_{mp}$	Potência máxima*
$P_{ni}$	Potência nominal a.c. do inversor
$P_{ca,usina}$	Potência nominal c.a. da usina FV
$P_{cc,usina}$	Potência nominal c.c. da usina FV*
$P_{fv}$	Potência nominal c.c. por inversor*
$P_{serie}$	Potência nominal da série fotovoltaica
$P_{serie(MPPT\ 1\ a\ 3)}$	Potência nominal da série fotovoltaica (MPPT 1 a 3) *
$P_{serie(MPPT\ 4\ a\ 12)}$	Potência nominal da série fotovoltaica (MPPT 4 a 12) *
$P_{arranjo}$	Potência nominal do arranjo fotovoltaico
$P_{arranjo(MPPT\ 1\ a\ 3)}$	Potência nominal do arranjo fotovoltaico (MPPT 1 a 3) *

$P_{arranjo(MPPT\ 4\ a\ 12)}$	Potência nominal do arranjo fotovoltaico (MPPT 4 a 12) *
$W_{modulo}$	Produção de energia do módulo
$T_{noct}$	Temperatura operação nominal
$V_{cc,min}$	Tensão c.c. de partida
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto*
$V_{sec}$	Tensão de isolamento
$V_{mp}$	Tensão de máxima potência*
$V_{dps}$	Tensão máxima de operação contínua
$V_{ca}$	Tensão nominal de saída c.a. (RMS)
$\epsilon$	Eficiência do módulo fotovoltaico
$\varphi$	Eficiência da instalação

\*Informações no STC: 25° e 1000°C

## Sumário

1-	Análise do Local da Instalação .....	16
1.1	ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA.....	16
1.2	LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	18
1.3	ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO .....	20
2-	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico .....	21
2.1	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	21
2.1.1	<i>DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....</i>	<i>21</i>
2.1.2	<i>DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES .....</i>	<i>23</i>
2.1.3	<i>DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO C.C. E C.A.....</i>	<i>29</i>
2.1.4	<i>DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C.....</i>	<i>31</i>
2.1.5	<i>DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A. ....</i>	<i>32</i>
2.1.6	<i>ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO E ATERRAMENTO DA UFV.....</i>	<i>33</i>
3-	Dimensionamento da cabine primária.....	35
3.1	DIMENSIONAMENTO DA CABINE PRIMÁRIA .....	35
3.1.1	<i>TOPOLOGIA ADOTADA .....</i>	<i>35</i>
3.1.2	<i>CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E ELÉTRICAS DA SUBESTAÇÃO.....</i>	<i>37</i>
3.1.3	<i>COMPONENTES DO SISTEMA DE PROTEÇÃO: DISJUNTOR, RELÉ SECUNDÁRIO, TRANSFORMADORES DE TENSÃO E CORRENTE .....</i>	<i>38</i>
3.1.4	<i>ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO .....</i>	<i>41</i>
3.2	ESTUDOS DE PROTEÇÃO .....	42
3.2.1	<i>CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO.....</i>	<i>42</i>
3.2.2	<i>PARAMETRIZAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO .....</i>	<i>45</i>
3.2.3	<i>ESTUDO DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO.....</i>	<i>48</i>
4-	Análise de Viabilidade Econômica .....	50
4.1	PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO .....	50
4.2	ANÁLISE DE DESPESAS: MANUTENÇÃO, LIMPEZA, CONCESSIONÁRIA.....	51
4.3	FLUXO DE CAIXA.....	53
4.4	ANÁLISE DA VIABILIDADE.....	54
5-	Conclusões .....	56
6-	Referências Bibliográficas .....	57



# 1- Análise do Local da Instalação

Este capítulo tem objetivo de informar sobre o estudo do local de instalação da usina fotovoltaica (UFV), incluindo as análises do consumo de energia das unidades consumidoras, da área de instalação, assim como os efeitos de sombreamento e outras perdas no sistema de geração. O cliente possui uma indústria de móveis, em Arapongas/PR, atendido pela concessionária de energia Copel, com um consumo médio de energia em torno de 42.300 kWh, quase exclusivamente em horário fora ponta. Este cliente possui um terreno atrás do barracão de mais de 3.000m<sup>2</sup>, onde analisa-se a viabilidade de instalação de um sistema solar fotovoltaico de 353,10kWp em solo, com a mudança da entrada de serviço para cabine primária para atender os requisitos da usina fotovoltaica.

## 1.1 ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA

A fatura que utilizamos para análise traz o histórico de consumo de energia nos últimos 12 meses e finaliza no mês de abril/2022, conforme mostra a Figura 1.

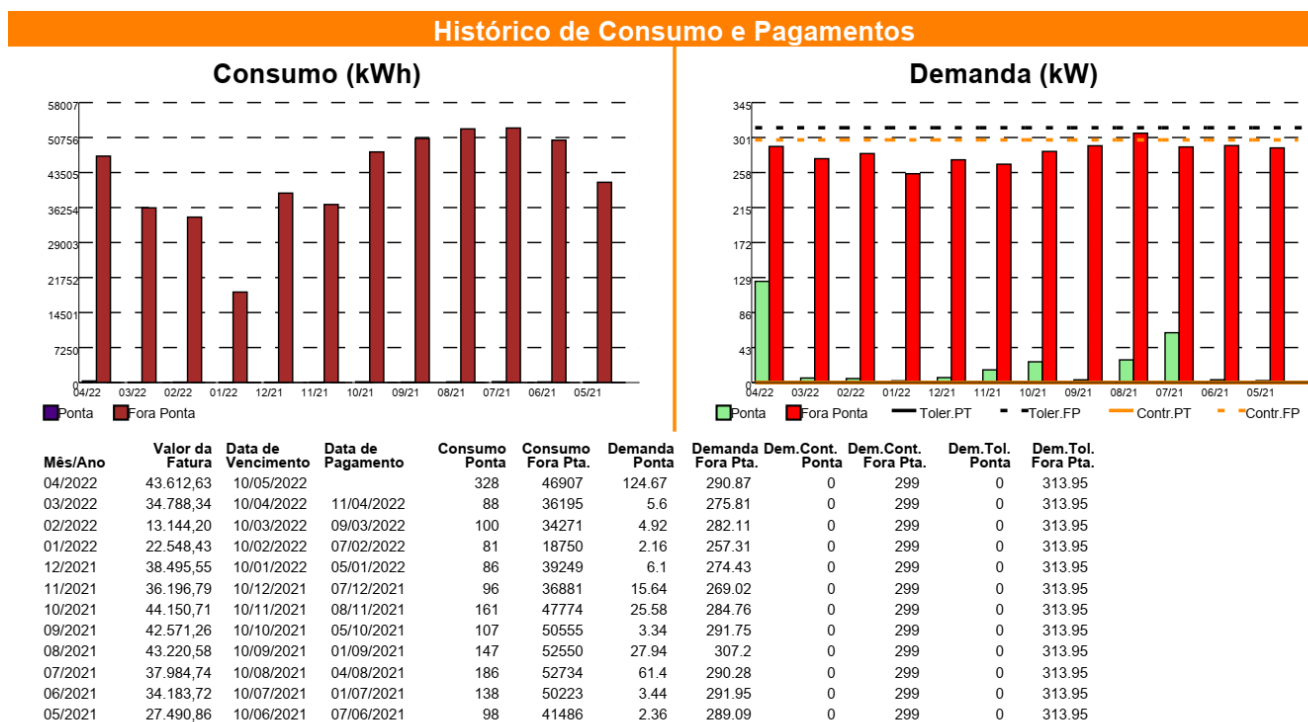


Figura 1: Fatura de energia do cliente, evidenciando consumo e demanda.



Dessa forma, o consumo e a demanda média podem ser vistos na Tabela 1. As tarifas foram colocadas na Tabela 2:

Tabela 1: Consumo e a demanda média.

Mês	Energia (kWh)		Demanda (kW)	
	HP	HFP	HP	HFP
1	81	18.750	2,16	257,31
2	100	34.271	4,92	282,11
3	88	36.195	5,60	275,81
4	328	46.907	124,67	290,87
5	98	41.486	2,36	289,09
6	138	50.223	3,44	291,95
7	186	52.734	61,40	290,28
8	147	52.550	27,94	307,20
9	107	50.555	3,34	291,75
10	161	47.774	25,58	284,76
11	96	36.881	15,64	269,02
12	86	39.249	6,10	274,43
Média	135	42.298	24	284
Contratada				299

Tabela 2: Tarifas adotadas.

Concessionária	COPEL	
Cliente	A4	
Tarifa	VERDE	
Tarifa P	2,08	R\$/kWh
Tarifa FP	0,53	R\$/kWh
Demanda P	0,00	R\$/kW
Demanda FP	2,00	R\$/kW
TE P	495,93	R\$/MWh
TE FP	315,90	R\$/MWh
Relação P/FP	1,57	

Assim, como consta na Tabela 2, com os dados da TE de ponta e fora ponta, obtém-se a relação P/FP de 1,57. Logo, para cada kWh consumidos na ponta, precisa-se gerar 1,57 kWh de energia na fora ponta (horário de geração da usina solar fotovoltaica) para compensar a energia no horário de ponta. A geração necessária para liquidar todo o consumo do cliente seria de 42.509 kWh/mês.

## 1.2 LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

O local de instalação do sistema fotovoltaico será nos fundos dos barracões da indústria. Por ser uma área um pouco maior que 3.000 m<sup>2</sup>, ela é suficiente para abrigar a usina fotovoltaica em solo, juntamente com a casa de máquinas e a cabine metálica da subestação.

As coordenadas geográficas do terreno são: 23°27'17.9"S, 51°25'39.0"W, como mostra a Figura 2:



Figura 2: Local de instalação do sistema fotovoltaico.

Os módulos fotovoltaicos serão fixados em estruturas metálicas de 2 linhas, em 8° de azimute, para utilizar o espaço de forma efetiva, e com inclinação de 20° para maximizar a geração, conforme a Figura 3:



Figura 3: Exemplo de disposição dos módulos fotovoltaicos em estruturas metálicas de 2 linhas.

A casa de máquinas, para abrigo dos autotransformadores, inversores e quadros CC e CA terá dimensões de 7m x 4m, enquanto a cabine primária terá dimensões de 6,5m x 5m. Na Figura 4 e Figura 5 é possível verificar o espaço do terreno, bem como o planejamento da instalação dos módulos fotovoltaicos, a cabine primária e a casa de máquinas:



Figura 4: Área do terreno disponível para UFV.

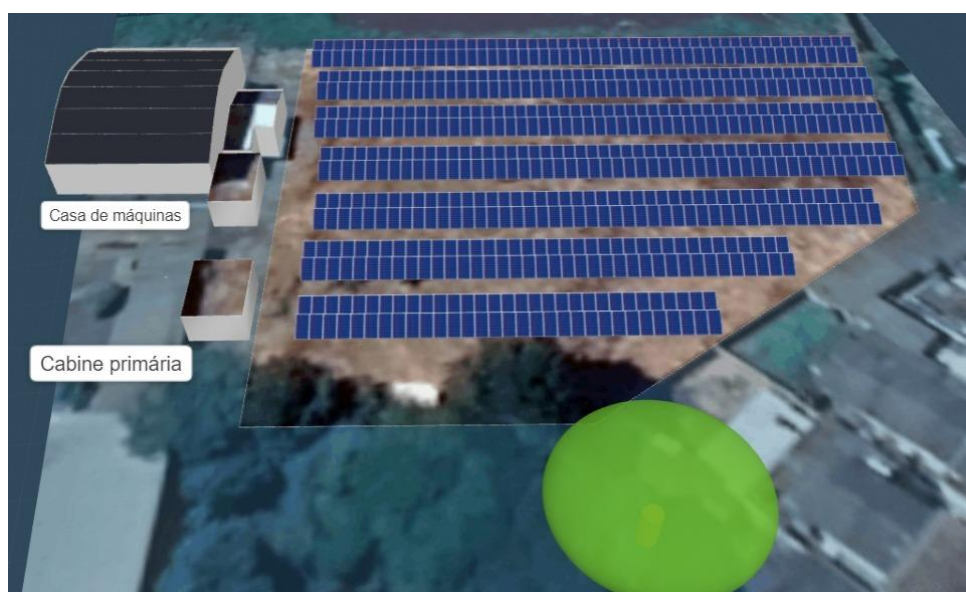


Figura 5: Planejamento da instalação dos módulos fotovoltaicos, a cabine primária e a casa de máquinas.



### 1.3 ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO

Utilizando a ferramenta de sombreamento do designer do SolarEdge, é possível perceber na Figura 6 a inexistência de impactos relevantes de sombreamentos no sistema.

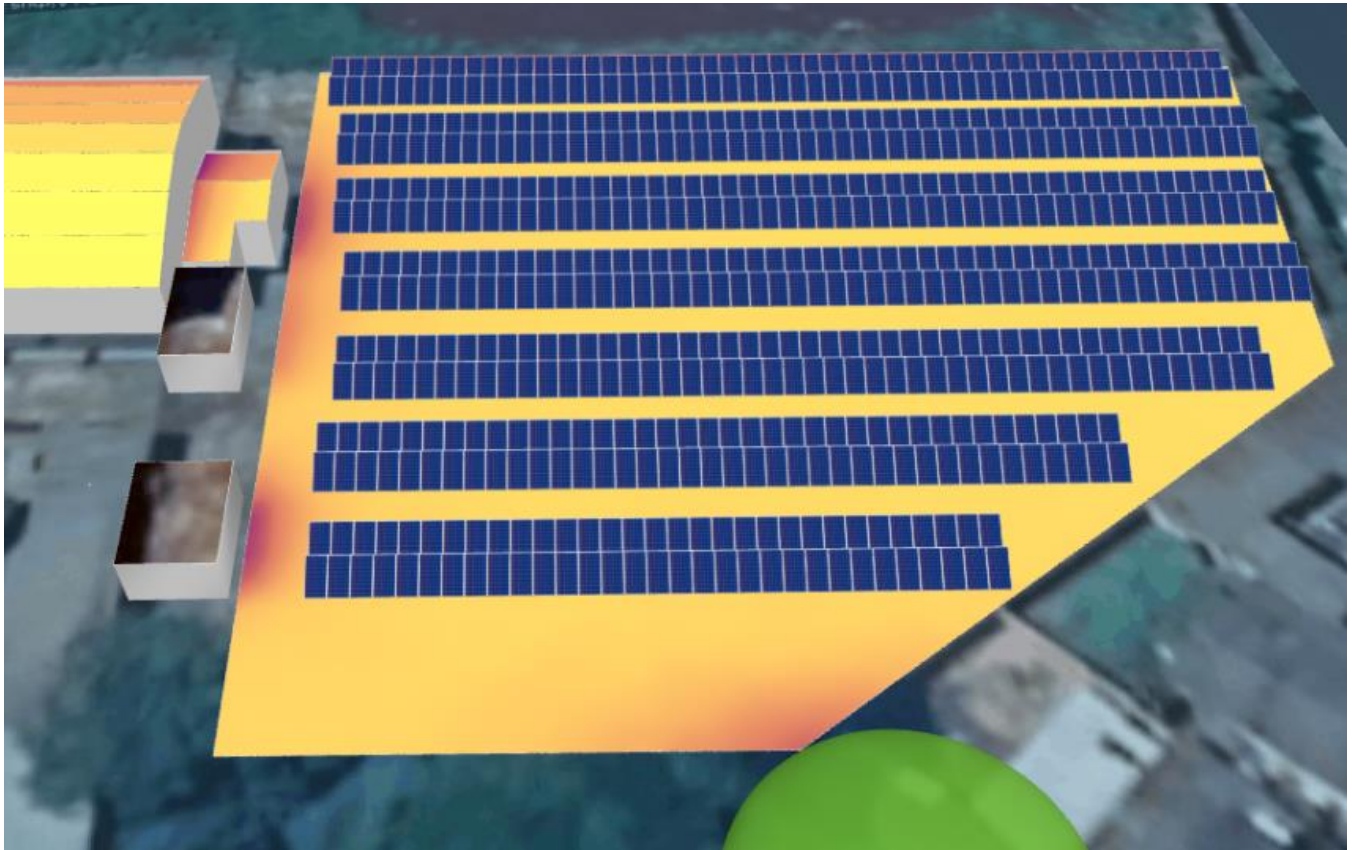


Figura 6: Simulação para análise de sombreamento.

## 2- Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

Este capítulo tem objetivo fazer o dimensionamento do sistema fotovoltaico, incluindo todas as miscelâneas elétricas envolvidas no projeto da UFV.

### 2.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

O dimensionamento do sistema fotovoltaico está baseado na área física disponível para construção da UFV.

#### 2.1.1 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

As características e especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos (FV) utilizados neste sistema estão apresentadas na Tabela 3. Mais informações podem ser encontradas nas folhas de dados do módulo fotovoltaico nos Anexos.

Tabela 3: Características do módulo fotovoltaico utilizados na instalação.

Parâmetros	Símbolo	Valor
Modelo	-	DHM-72X10-550W Half-Cell - Monocristalina
Garantia do produto	-	12 anos
Garantia de perda de produção	-	Linear 25 anos -> 84,80%
Tecnologia das células	-	Silício mono-cristalino
Potência máxima*	$P_{mp}$	550 W
Tensão de máxima potência*	$V_{mp}$	42,40 V
Corrente de máxima potência*	$I_{mp}$	12,97 A
Tensão de circuito aberto*	$V_{oc}$	50,2 V
Corrente de curto-circuito*	$I_{sc}$	13,78 A
Coeficientes de temperatura	$k_{pmax}$	-0,35%/°C
	$k_{voc}$	-0,31%/°C
	$k_{isc}$	0,05%/°C
Temperatura operação nominal	$T_{noct}$	45±2 °C
Eficiência do módulo	$\eta_{fv}$	21,28%
Massa do módulo	$m_{fv}$	29 kg
Área do módulo	$A_m$	2,58 m <sup>2</sup>
Dimensões do módulo	$D_{fv}$	2279×1134×35mm
Bitolas dos cabos c.c. de saída	-	4 mm <sup>2</sup>

\*Informações no STC: 25° e 1000°C

Os valores de tensão, corrente e potência apresentados na Tabela 3 são válidos para as condições climáticas no STC (do inglês *Standard test*

conditions): 25 °C e 1000 W/m<sup>2</sup>. Considerando o reajuste de tensão de acordo com temperaturas da célula em condições extremamente críticas e colocando um fator de segurança, considera-se a temperatura de célula a -5 °C a fim de se verificar a tensão de circuito aberto máxima possível. Neste caso, de acordo com os dados de  $k_{voc}$ , a tensão sofre um reajuste de 9,3% para cima, atingindo o valor máximo de 54,87 V.

A escolha do número de módulos foi de 642, permitindo utilizar todo o espaço disponível. Além disso, nota-se uma geração de energia um pouco a maior nos primeiros anos, até que em aproximadamente 5 anos, a geração anual se equipare com o consumo anual, devido à queda de eficiência do módulo.

A irradiação média no plano inclinado no local da UFV é mostrada na Figura 7.

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Apucarana  
 Município: Apucarana , PR - BRASIL  
 Latitude: 23,5° S  
 Longitude: 51,449° O  
 Distância do ponto de ref. ( 23,455003° S; 51,427538° O) :5,5 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,85	5,70	5,19	4,55	3,62	3,34	3,52	4,47	4,67	5,32	5,92	6,22	4,86	2,85
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	23° N	5,29	5,45	5,36	5,19	4,49	4,35	4,50	5,32	4,99	5,21	5,43	5,53	5,09	1,15
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,36	5,49	5,37	5,16	4,44	4,28	4,43	5,27	4,98	5,24	5,49	5,61	5,10	1,34
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	37° N	4,70	5,00	5,16	5,27	4,75	4,70	4,82	5,52	4,90	4,85	4,86	4,95	4,85	0,82

Irradiação Solar no Plano Inclinado –Apucarana–Apucarana, PR-BRASIL

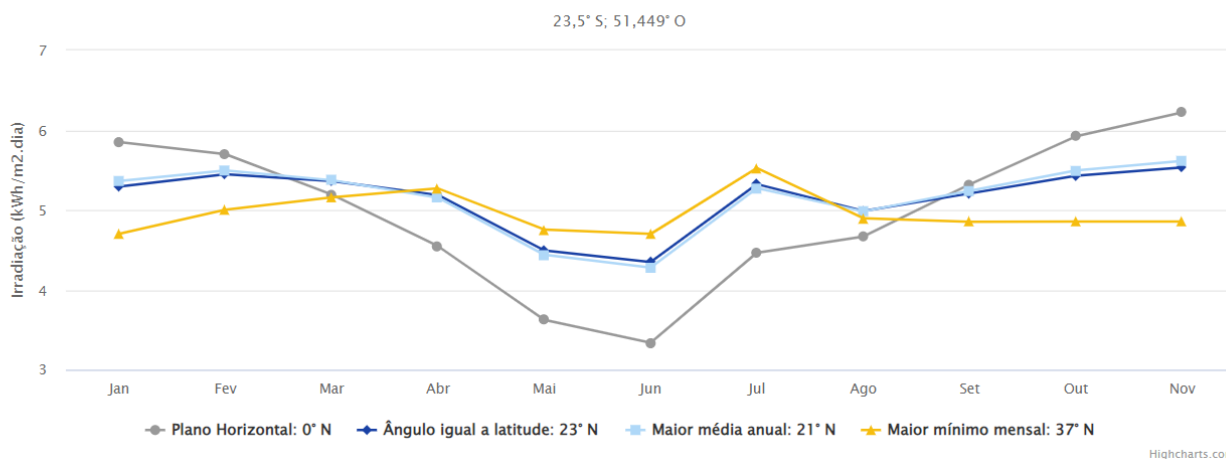


Figura 7: Irradiação local no plano inclinado.

Pode-se observar que para uma inclinação de 20°, a irradiação média deve ser 5,10 kWh/m<sup>2</sup>.dia. Portanto, utilizando a equação a seguir, pode-se calcular a geração estimada mensal:

$$W = Nt \times Irradiância \times A \times \epsilon \times \varphi \times 30,41667 \tag{1}$$

$$W = 642 \times 5,1 \times 2,58 \times 0,2128 \times 0,79 \times 30,41667 = 43.269 \text{ kWh/mês}$$

onde  $N$  é o número de módulos FV,  $A$  é a área das células FV,  $\epsilon$  é a eficiência dos módulos FV,  $Irradiância$  é a irradiância média por  $m^2$  e  $\varphi$  é a eficiência da instalação, onde foi considerado 79% porque o ângulo azimutal não é de fato  $0^\circ$ , sendo  $8^\circ$ , e pelo fato do FDI de 117,15%.

### 2.1.2 DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES

O inversor é o equipamento responsável por realizar a interface elétrica entre os módulos fotovoltaicos (c.c.) e a rede elétrica (c.a.). Os inversores Growatt MAX 100KTL3-X LV e AP System DS3D são capazes de atender os 8 níveis de tensões do módulo 3 do Prodist. Estão devidamente homologados junto ao INMETRO (exceto o Growatt, que é inversor acima de 10kW) e contam com a certificação na ANATEL dos sistemas de monitoramento Wi-Fi. Além disso, atendem as normas ABNT-NBR-16149, ABNTNBR-16150 e ABNT-NBR-IEC-62116.

As características e especificações técnicas principais estão apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4: Características dos inversores fotovoltaicos utilizados na instalação.

Parâmetros	Símbolo	Valor
Modelo	-	Growatt MAX 100KTL3-X LV
Garantia do produto	-	10 anos
Máxima tensão c.c. por série FV	-	1100 V
Faixa de operação do MPPT	$\Delta V_{mppt}$	180~1000 V
Tensão c.c. de partida	$V_{cc,min}$	195 V
Corrente c.c. máxima por série FV	$I_{serie,max}$	15 A
Corrente c.c. máxima por arranjo FV	$I_{arranjo,max}$	30 A
Número de MPPTs	-	10
Número de séries FV permitidas	$N_{inv,serie}$	20 (2 por MPPT)
String box integrada	-	Seccionadora e DPS c. II
Potência c.a. nominal	$P_{ca}$	100 kW
Máxima corrente c.a. (RMS)	$I_{ca}$	167,10 A
Tensão nominal de saída c.a. (RMS)	$V_{ca}$	380/220 V ~ 60 Hz
Fator de potência	$FP_{inv}$	Unitário (0,8 cap. ou ind.)
Conexão c.a.	-	Trifásico (3F+PE)
Dimensões	$D_{inv}$	1010×600×340 mm
Massa	$m_{inv}$	84 kg
Ambiente de operação	-	Externo ou interno (IP 65)
Faixa de temperatura de operação	$\Delta T_{inv}$	-30~65 °C

<b>Parâmetros</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Valor</b>
Modelo	-	AP System DS3D
Garantia do produto	-	12 anos
Máxima tensão c.c. por série FV	-	120 V
Faixa de operação do MPPT	$\Delta V_{mppt}$	52-120 V
Tensão c.c. de partida	$V_{cc,min}$	52 V
Corrente c.c. máxima por série FV	$I_{serie,max}$	20 A
Corrente c.c. máxima por arranjo FV	$I_{arranjo,max}$	20 A
Número de séries FV permitidas	$N_{inv,serie}$	2
Potência c.a. nominal	$P_{ca}$	2 kW
Máxima corrente c.a. (RMS)	$I_{ca}$	9 A
Tensão nominal de saída c.a. (RMS)	$V_{ca}$	220/127 V ~ 60 Hz
Fator de potência	$FP_{inv}$	Unitário (>0,99)
Conexão c.a.	-	Bifásico (2F+PE)
Dimensões	$D_{inv}$	283x233x48,4 mm
Massa	$m_{inv}$	3,8 kg
Ambiente de operação	-	Externo ou interno (IP 67)
Faixa de temperatura de operação	$\Delta T_{inv}$	-40~65 °C

Serão conectados 213 módulos fotovoltaicos DHM-72X10-550W na entrada c.c. de 2 inversores Growatt MAX 100KTL3-X LV, 212 módulos fotovoltaicos DHM-72X10-550W na entrada c.c. de 1 inversor Growatt MAX 100KTL3-X LV e 4 módulos fotovoltaicos DHM-72X10-550W na entrada c.c. de 1 microinversor AP System DS3D conforme a Figura 8 e Figura 9.

Em 2 inversores Growatt, são 5 arranjos fotovoltaicos, formando 10 séries FV com 14 módulos FV cada, seguidos de 5 arranjos fotovoltaicos, formando 2 séries FV com 14 módulos FV cada e 3 séries FV com 15 módulos FV cada.

Em 1 inversor Growatt, são 5 arranjos fotovoltaicos, formando 10 séries FV com 14 módulos FV cada, seguidos de 5 arranjos fotovoltaicos, formando 3 séries FV com 14 módulos FV cada e 2 séries FV com 15 módulos FV cada. Dessa forma consegue-se chegar nos valores de operação da MPPT de maior eficiência do inversor (600V) e utilizar todas as MPPTs (pode ter ganhos em condições adversas se comparado com sistemas que não usaram todas as MPPTs).

Por último, no inversor AP System são 2 arranjos fotovoltaicos, formando 1 séries FV de 2 módulos FV cada. As figuras a seguir mostram as ligações c.c. dos inversores.

As potências de pico por inversor e da usina FV estão resumidas na Tabela 5, assim como outras características importantes do dimensionamento da usina



FV. Um total de aproximadamente 3.000 m<sup>2</sup> de área serão necessários para comportar os módulos FV, cabine primária e a casa de máquinas desta UFV.

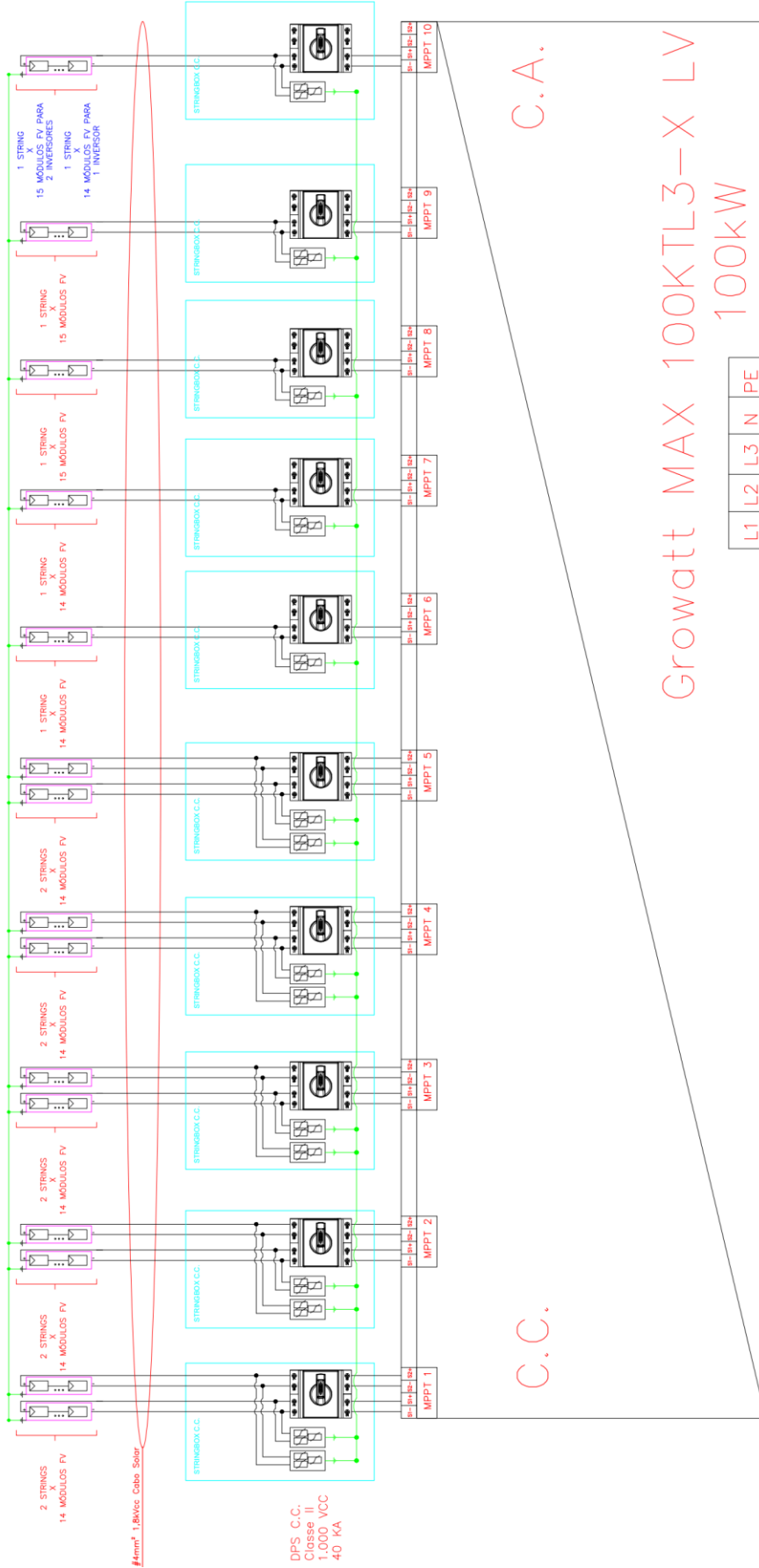


Figura 8: Diagrama de ligações inversor Growatt MAX 100KTL3-X LV.

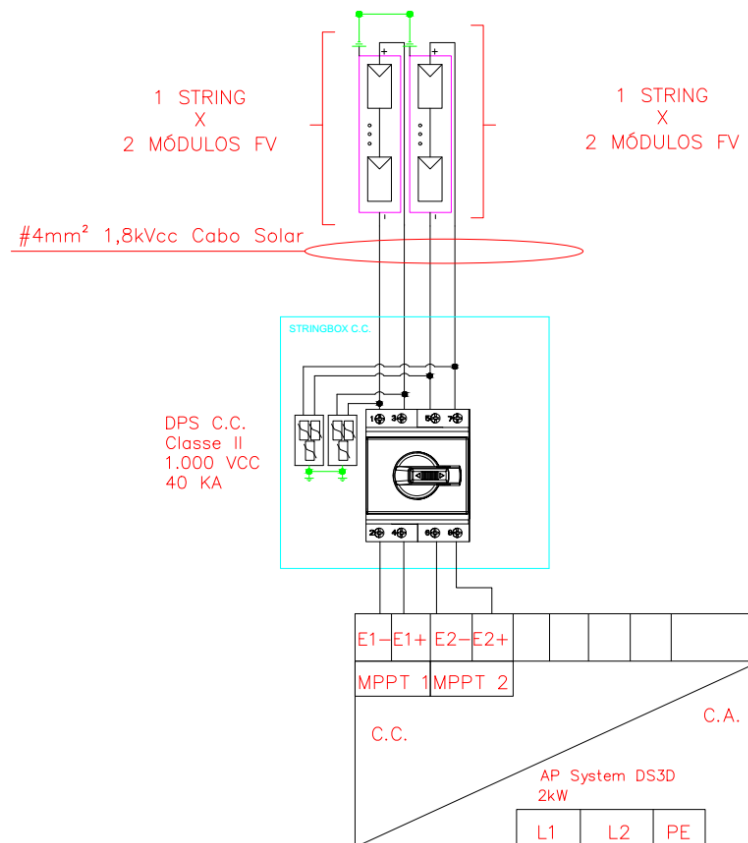


Figura 9: Diagrama de ligações microinversor.

Dimensionamentos do inversor:

- $P_{inv\ max} > P_{arranjo}$  ✓

Os inversores mais sobrecarregados são os inversores Growatt MAX 100KTL3-X LV, com 213 módulos FV. Dessa forma, a potência total dos módulos conectados a ele é de 117,15 kWp, ou seja, a potência total dos módulos conectados é 17,15% maior que a potência do inversor (FDI = 117,15%). Potências maiores que a potência do inversor podem causar o efeito de ceifar (ou do inglês, *clipping*) a energia ativa excedente. Para esse sistema esse efeito não deve ser um problema, já que abaixo de 120% de FDI as perdas costumam ser insignificantes. Além disso, se verificarmos os valores de irradiação média diária nos meses do ano para o plano inclinado de 20° do Cresesb, não há uma diferença tão significativa dos meses de baixa irradiação para os de alta irradiação, indicando que o sistema não alcançaria com frequência valores de potência CC maior que a potência do inversor. Algo que seria relevante se o sistema fosse instalado em um plano horizontal (verificar Figura 7). Já no microinversor, o FDI é de apenas 10%.

- $I_{inv\ max} > 1,1 \times I_{SC}$  ✓

A corrente máxima do inversor Growatt é de 16A, enquanto a corrente de curto circuito do módulo FV é de 13,78A. A condição é satisfeita, pois:

$$\begin{aligned} I_{inv, max} &> 1,1 \times I_{sc} \\ I_{inv\ max} &> 15,16\ A \end{aligned} \quad (2)$$

Já para o microinversor, a corrente máxima CC de entrada é 20A, satisfazendo a condição.

- $V_{inv\ max} > 1,2 \times 5 \times V_{OC}$  ✓

Como a máxima série FV do inversor Growatt possui 15 módulos FV e a tensão Voc de cada módulo é 50,2 V, para os inversores Growatt:

$$\begin{aligned} V_{inv\ max} &> 1,2 \times 15 \times 50,2 \\ V_{inv\ max} &> 903,6V \end{aligned} \quad (3)$$

O que satisfaz a condição, pois tanto o Vcc máx do inversor é 1.100V, quanto a tensão de atuação do DPS CC de 1.000V. Para o microinversor AP System D3SD:

$$\begin{aligned} V_{inv\ max} &> 1,2 \times 2 \times 50,2 \\ V_{inv\ max} &> 120,48V \end{aligned} \quad (4)$$

Como  $V_{inv\ max} = 120V$ , essa condição não é satisfeita por menos de meio volt. Porém, 20% acima da tensão de circuito aberto é uma estimativa com um bom fator de segurança. Dessa forma, podemos dizer que o sistema satisfaz a condição.

Tabela 5: Resumo do dimensionamento elétrico da UFV para os inversores Growatt.

Parâmetro	Símbolo	Valor
Número de séries FV por inversor	$N_{série}$	15
Número de módulos FV por série fotovoltaica	$N_{sfv}$	15-14
Potência nominal da série fotovoltaica*	$P_{série}$	8250 - 7700 W
Número de arranjos FV por inversor	$N_{arranjo}$	10
Número de módulos FV por arranjo fotovoltaico	$N_{afv}$	28-15-14
Potência nominal do arranjo fotovoltaico*	$P_{arranjo}$	15400-8250-7700 W

Número de módulos fotovoltaicos por inversor	$N_{fv,inv}$	213-213-212
Potência nominal c.c. por inversor*	$P_{fv}$	117,15-117,15-116,6 kW
Fator de sobredimensionamento do inversor	$FSI$	1,1715 – 1,166
Número de inversores fotovoltaicos Growatt	$N_{inv}$	3
Número de módulos fotovoltaicos	$N_t$	638
Potência nominal c.c. FV* dos inv. Growatt	$P_{cc,usina}$	350,9 kW
Potência nominal c.a. da usina FV	$P_{ca,usina}$	300 kW

\*Informações no STC: 25° e 1000°C

Tabela 6: Resumo do dimensionamento elétrico da UFV para o inversor AP System DS3D.

Parâmetro	Símbolo	Valor
Número de séries FV por inversor	$N_{série}$	2
Número de módulos FV por série fotovoltaica	$N_{sfv}$	2
Potência nominal da série fotovoltaica*	$P_{série}$	1100 W
Número de arranjos FV por inversor	$N_{arranjo}$	2
Número de módulos FV por arranjo fotovoltaico	$N_{afv}$	2
Potência nominal do arranjo fotovoltaico*	$P_{arranjo}$	1100 W
Número de módulos fotovoltaicos por inversor	$N_{fv,inv}$	4
Potência nominal c.c. do inversor*	$P_{fv}$	2,2 kW
Fator de sobredimensionamento do inversor	$FSI$	1,10
Número de inversores fotovoltaicos AP System	$N_{inv}$	1
Número de módulos fotovoltaicos	$N_t$	4
Potência nominal c.c. da usina FV* AP System	$P_{cc,usina}$	2,2 kW
Potência nominal c.a. da usina FV	$P_{ca,usina}$	2 kW

\*Informações no STC: 25° e 1000°C

### 2.1.3 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO C.C. E C.A.

Para a proteção no lado c.c. da UFV, são previstos quadros de junção c.c. (ou *string box*) com possibilidade de conexão de até duas séries fotovoltaicas. O quadro de junção c.c. utilizado no projeto da UFV é mostrado na Figura 10, de PVC com grau de proteção IP65, na qual os seguintes dispositivos são destacados:

- Dispositivo de proteção contra surtos (DPS) c.c., classe II, conforme informações elétricas da Tabela 7.
- Seccionadora bipolar c.c., conforme informações elétricas da Tabela 7;

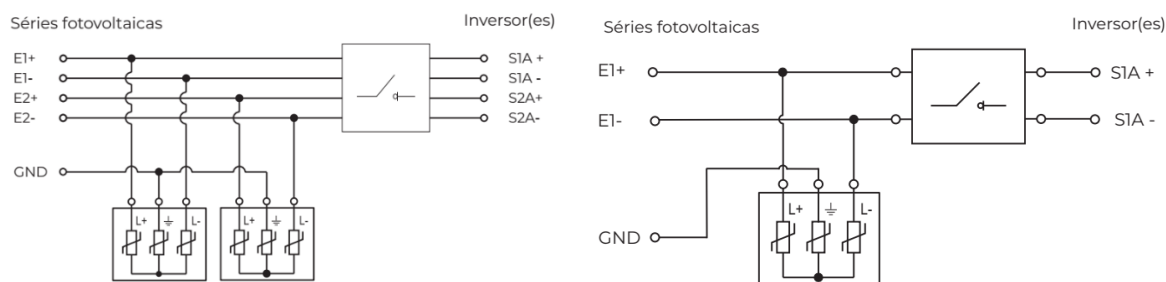


Figura 10: Quadros de junção c.c. para arranjos com (a) 2 séries FV (à esquerda). (b) 1 série FV (à direita).

Tabela 7: Resumo das características elétricas dos equipamentos constituintes do quadro de junção c.c.

Parâmetros gerais	Símbolo	Valor
Número de caixas c.c. por inversor	$N_{jun,cc}$	10 - 1 (microinversor)
Número total de caixas c.c.	$N_{t,cc}$	31
Parâmetros DPS (IEC 61643-31)	Símbolo	Valor
Tensão máxima de operação contínua	$V_{dps}$	1040 V
Tempo de resposta típico	$t_{dps}$	< 25 ns
Tecnologia de proteção	—	Varistor óxido metálico
Corrente de descarga nominal - 8/20 $\mu$ s	$I_{dsp}$	20 kA
Corrente de descarga máxima - 8/20 $\mu$ s	$I_{dsp,max}$	40 kA
Indicação de proteção funcional	—	Verde - ok Vermelho - defeito
Modo de proteção	—	+ / PE, - / PE, +/-
Classe	-	II
Nível de proteção	$V_{dps,max}$	5 kV
Parâmetros seccionadora (IEC609473)	Símbolo	Valor
Número de polos	$N_{polos}$	4
Corrente máxima por série fotovoltaica	$I_{sec}$	32 A
Tensão de isolamento	$V_{sec}$	1000 V
Seção máxima de condutor de entrada	-	10 mm <sup>2</sup>

Para a proteção no lado c.a. da UFV, são previstos quadros de junção c.a. conforme Figura 11. Os quatro inversores são conectados ao quadro de junção c.a., sendo necessários um total de 4 quadros c.a. compondo a UFV. Além disso, os seguintes dispositivos são destacados por quadro c.a.:

- Disjuntores tripolar DWB400N-GA, caixa moldada 200 A, proteção termomagnética 200 A, 36 kA/380V;
- Disjuntor tripolar DWB800N-GA, caixa moldada 630 A, proteção termomagnética 630 A, 36 kA/380V;

- Dispositivo de proteção contra surtos elétricos c.a.:
  - Corrente de descarga nominal 20 kA;
  - Corrente de descarga máxima 40 kA;
  - Tensão máxima de operação contínua 275V;
  - Classe II;
  - Frequência de operação 60 Hz.

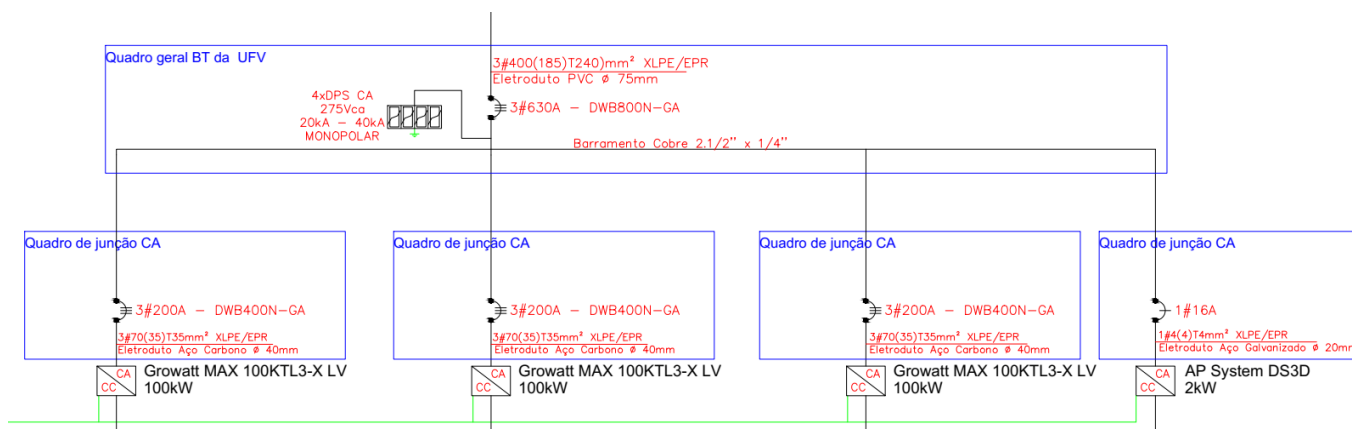


Figura 11: Quadros c.a.

### 2.1.4 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C.

As premissas para dimensionamento dos cabos c.c. da série e arranjo fotovoltaico são destacadas na Tabela 8.

Tabela 8: Premissas para dimensionamento de cabos c.c.

Premissas e considerações
Cabos satisfazem NBR 16612 e 16690
Temperatura ambiente: 30°C
Temperatura de operação: 90°C
Cabos instalados ao ar livre protegidos do sol
Método de instalação com dois cabos unipolares encostados um ao outro na horizontal
Distância máxima da série fotovoltaica ao respectivo inversor: 75m
Condutividade do cobre em 90° C: 44 m/Ωmm <sup>2</sup>
Queda de tensão máxima (relação ao ponto de máxima potência): 3%
Número de módulos FV conectados em série: 14 e 15
O microinversor ficará na sala e máquinas
A distância da série dos módulos fv do microinversor será menor que 10m
Queda de tensão máxima aceitável: 3%

A partir das premissas da Tabela 8, o dimensionamento dos cabos c.c. é desenvolvido de acordo com as diretrizes da ABNT NBR 16690, satisfazendo os critérios de seção transversal mínima, máxima condução de corrente e queda

de tensão, simultaneamente. Os resultados dos cálculos são mostrados na Tabela 9.

Tabela 9: Dimensionamento dos cabos c.c. de acordo com a ABNT NBR 16690.

<b>Crítérios</b>	<b>Bitola calculada</b>
Seção transversal mínima	2,5 mm <sup>2</sup>
Máxima condução de corrente	1,5 mm <sup>2</sup>
Queda de tensão	4 mm <sup>2</sup>
<b>Bitola do cabo c.c. final</b>	<b>4 mm<sup>2</sup></b>

### 2.1.5 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A.

As premissas para dimensionamento dos cabos c.a. são destacadas na Tabela 10. Os dimensionamentos levam em consideração as distâncias: (i) dos inversores ao quadro junção c.a.; (ii) dos quadros de junção c.a. ao quadro geral de baixa tensão (QGBT) da UFV; e (iii) do QGBT da UFV ao transformador abaixador da UFV.

Tabela 10: Premissas para dimensionamento de cabos c.a.

<b>Premissas e considerações</b>
Isolação PVC, cabo unipolar 0,6/1 kV de cobre
Linha elétrica eletroduto de PVC, com três condutores carregados (um único circuito por linha elétrica)
Método de instalação com cabos unipolar em eletroduto aparente sobre a parede ou ligeiramente espaçado
Distância máxima do inversor ao quadro de junção c.a.: 7 m
Distância máxima do quadro de junção c.a. ao QGBT da usina FV: 10 m
Distância máxima do QGBT da usina ao transformador: 20 m
Queda de tensão máxima inferior a 4% (combinada até o transformador)
Temperatura ambiente: 40°C
Proteções de sobrecorrente e curto-circuito devidamente dimensionadas

A partir das premissas da Tabela 10, o dimensionamento dos cabos c.a. é desenvolvido de acordo com as diretrizes da ABNT NBR 5410, satisfazendo os critérios de seção transversal mínima, máxima condução de corrente e queda de tensão, simultaneamente. Parte-se do pressuposto que os dispositivos de proteção foram devidamente dimensionados na seção anterior, de forma que os critérios de sobrecarga e curto-circuito já estão sendo satisfeitos. Os resultados dos dimensionamentos são mostrados na Tabela 11.



Tabela 11: Dimensionamento dos cabos c.a. de acordo com a ABNT NBR 5410.

	<b>Crítérios</b>	<b>Bitola calculada</b>
Inversor ao quadro junção c.a.	Seção transversal mínima	2,5 mm <sup>2</sup>
	Máxima condução de corrente	70 mm <sup>2</sup>
	Queda de tensão	10 mm <sup>2</sup>
	<b>Bitola do cabo c.c. final</b>	<b>70 mm<sup>2</sup></b>
Quadro junção c.a. ao QGBT da UFV	Seção transversal mínima	2,5 mm <sup>2</sup>
	Máxima condução de corrente	70 mm <sup>2</sup>
	Queda de tensão	16 mm <sup>2</sup>
	<b>Bitola do cabo c.c. final</b>	<b>70 mm<sup>2</sup></b>
QGBT da UFV ao transformador	Seção transversal mínima	2,5 mm <sup>2</sup>
	Máxima condução de corrente	400 mm <sup>2</sup>
	Queda de tensão	25 mm <sup>2</sup>
	<b>Bitola do cabo c.c. final</b>	<b>400 mm<sup>2</sup></b>

### 2.1.6 ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO E ATERRAMENTO DA UFV

A usina fotovoltaica é interligada ao eletrodo de aterramento da cabine primária a ser construída e ao eletrodo de aterramento existente do barracão da indústria. A Tabela 12 apresenta a seção transversal dos condutores de aterramento do lado c.c. e c.a. da UFV, devidamente dimensionada conforme ABNT NBR 5410 e 16690.

Tabela 12: Dimensionamento dos condutores de aterramento do lado c.c. e c.a. da UFV.

<b>Seção transversal dos condutores de aterramento</b>	<b>Valor</b>
Aterramento de estruturas e carcaças metálicas no lado c.c.	6 mm <sup>2</sup>
Aterramento de estruturas e carcaças metálicas no lado c.a.	25 mm <sup>2</sup>
Condutor de cobre nu, constituindo eletrodo de aterramento	50 mm <sup>2</sup>

No lado c.c. da UFV, o condutor de aterramento utilizado para aterrar as partes metálicas expostas do arranjo fotovoltaico tem seção mínima de 6 mm<sup>2</sup> de cobre. No lado c.a., o aterramento das estruturas metálicas é feita através de solda exotérmica e com cabos de cobre de 25mm<sup>2</sup>. O aterramento da parte c.a. é interligado ao aterramento do barracão da indústria e ao aterramento da cabine primária através de condutor de cobre unipolar de 200mm<sup>2</sup>.

Com relação à montagem, os módulos são dispostos em perfis fixados no solo. O ângulo de instalação dos módulos, em relação a superfície, é de 20° (maior aproveitamento da irradiação de acordo com os dados do cresesb). Perfis e suportes são de alumínio liga 6063-T5 anodizado fosco e

periféricos em aço Inox 304 para garantir maior resistência à corrosão. Os sistemas de fixação da estrutura resistem a rajadas de vento.

## 3-Dimensionamento da cabine primária

### 3.1 DIMENSIONAMENTO DA CABINE PRIMÁRIA

#### 3.1.1 TOPOLOGIA ADOTADA

A Figura 13 mostra a topologia de cabine primária abrigada para geração distribuída solar fotovoltaica deste projeto. Como características principais, nota-se proteção e medição em média tensão. O emprego de religador trifásico no ponto de derivação da rede de MT da concessionária não é demandado pela Copel, para esta faixa de potência, sendo somente para sistemas com potência de geração acima de 500 kW. O disjuntor de proteção MT é passivo à vácuo, cujos comandos de *trip* são provenientes de um relé de proteção.

Os sinais de tensão e corrente lidos pelo relé são condicionados por meios de transformadores de corrente (TCs) e potencial (TPs). Exige-se três transformadores de corrente (um por fase) e três transformadores de potencial para implementação das proteções direcionais e de sincronismo. Dois transformadores de potencial exclusivos para o relé de proteção e para alimentação das cargas da subestação também são previstos. Por fim, exige-se somente proteções de sobrecorrente, direcional de potência, de falha de disjuntor e linha viva/barra morta. Proteções de sincronismo estão embarcadas nos inversores. Os requisitos mínimos de proteções da concessionária Copel podem ser vistos na

Figura 12.

TABELA 5.2 - PROTEÇÕES MÍNIMAS PARA CONEXÃO DE GERADORES ATRAVÉS DE INVERSORES NO SISTEMA 13,8 kV						
FAIXA DE POTÊNCIA DA USINA (SOMA DA POTÊNCIA DOS INVERSORES)			até 75 kW	acima de 75 kW até 300 kW	acima de 300 kW até 500 kW	acima de 500 kW até 5 MW
CLASSIFICAÇÃO DA TENSÃO DE ATENDIMENTO			BT	MT	MT	
TIPO DE INVERSOR			MONOFÁSICO, BIFÁSICO ou TRIFÁSICO (Nota 1)		TRIFÁSICO	
REQUISITOS NA USINA						
EQUIPAMENTOS	OBJETIVO	ESPECIFICAÇÃO - (AT) / (BT)				
TRAFÓ ELEVADOR	ISOLAR FLUTUAÇÃO	D / Yat.		SIM	SIM	SIM
ELEMENTO DE INTERRUÇÃO (E.I.) NA BT		DISJUNTOR	SIM	SIM	SIM	SIM (Nota 3)
ELEMENTO DE INTERRUÇÃO (E.I.) NA MT		DISJUNTOR/RELIGADOR		SIM	SIM	SIM (Nota 4)
ELEMENTO DE DESCONEXÃO MANUAL - VISÍVEL		CHAVE SECCIONADORA	SIM	SIM	SIM	SIM (Nota 4)
RELÉ/CONTROLE DO EI	COMANDAR ABERTURA DO EI E DESCONECTAR O GERADOR DO SISTEMA COPEL EM CASOS DE FALTAS E DISTÚRBIOS NA REDE	51V- 50BF - 81U/O - 27 - 59				SIM
		Anti ilhamento (81 (df/dt))				SIM
		DL/LB				SIM
		32				SIM
		59N				SIM
INVERSOR		25-27-59-81U/O-51-81df/dt	SIM (Nota 2)	SIM (Nota 2)	SIM (Nota 2)	SIM
ADEQUAÇÕES NA REDE DA COPEL						
EQUIPAMENTOS	OBJETIVO	ESPECIFICAÇÃO				
INSTALAÇÃO DE RELIGADOR NA DERIVAÇÃO	CONFIABILIDADE DO TRONCO	67/67N DIRETO - 67/67N REVERSO - 81U/O - 27 - 59 - Dead Line (27 e TPs de Barra) - 79				SIM
CHAVE DE BY PASS	PRESERVAR BARRA DE CARGA	INTERTRAVAMENTO COM RELÉ DE INTERCONEXÃO				SIM (Nota 5)
AUTOMAÇÃO COD COPEL NO RELIGADOR DO PONTO DE CONEXÃO	DESCONECTAR O GERADOR DO SISTEMA COPEL EM CASOS DE FALTAS E DISTÚRBIOS NA REDE. DISPONIBILIZAR PARA O COD COPEL COMANDOS E SUPERVISÃO DO RELIGADOR DO PONTO DE CONEXÃO	AUTOMAÇÃO COD DA COPEL (SISTEMA E MEIO DE COMUNICAÇÃO)				SIM

Figura 12: Proteções mínimas para conexão de geradores através de inversor no sistema 13,8 kV.

A topologia da subestação abrigada pode ser vista na Figura 13 a seguir:

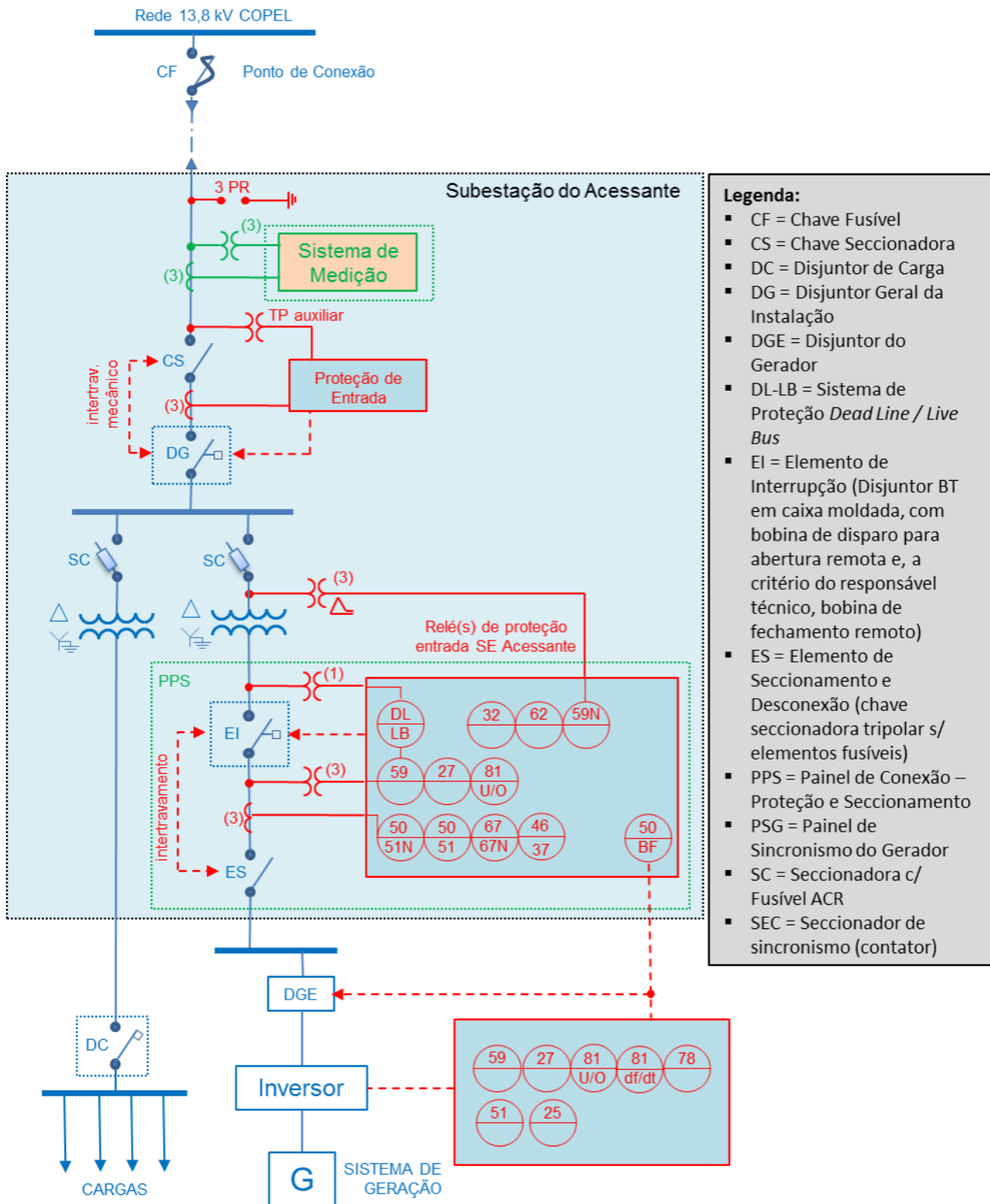


Figura 13: Topologia de subestação abrigada com potência instalada acima de 300 kVA (NTC 905200, 2022).

### 3.1.2 CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E ELÉTRICAS DA SUBESTAÇÃO

A Figura 14 mostra as dimensões projetadas para a subestação em cabine metálica de 3 m de altura, 6,5 m de comprimento e 5m de largura e entrada de fornecimento subterrâneo 13,8 kV. A largura do cubículo de medição é de mínimo 1,6m e o comprimento de 2 metros. O espaçamento de 0,4 metros de ambos os lados do cavalete de medição é importante de ser seguido, para evitar transtornos de instalação.

O cubículo de proteção possui largura de 1,6m e o comprimento de 2 metros. Por outro lado, o tamanho do transformador define o tamanho do cubículo de transformação. O comprimento de 3,1 metros do cubículo de transformação, acomoda perfeitamente o transformador de 500 kVA de potência. Por fim, um vão livre de 2 m para boa circulação de pessoal é projetado.

A Tabela a seguir apresenta o dimensionamento dos equipamentos da subestação: tirante da bucha de passagem, barramento de vergalhão, cabos de MT de cobre, terminais de MT 15 kV, condutores de aterramento e base fusível da chave seccionadora do cubículo de transformação.

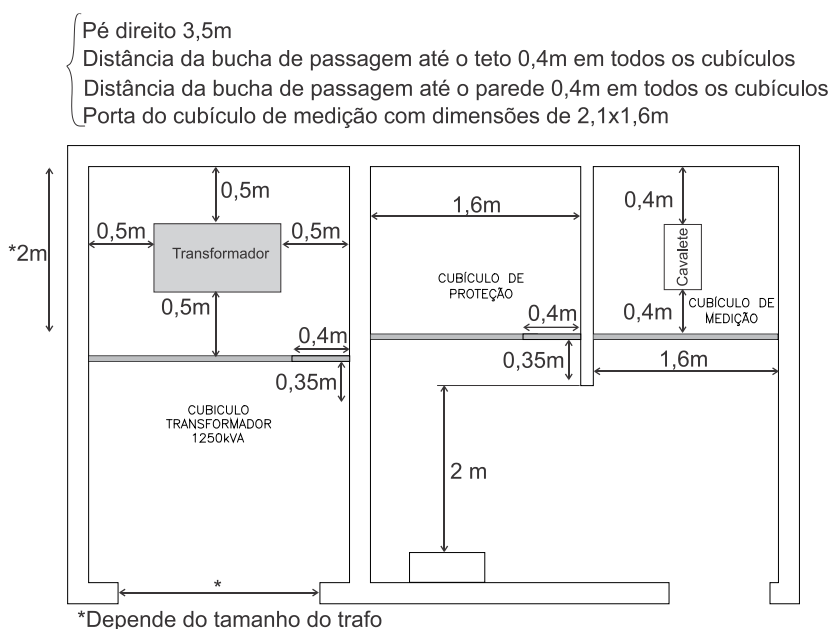


Figura 14: Dimensões da subestação projetada.

Tabela 13: Dimensionamento dos equipamentos da subestação.

Equipamento	Grandeza	Valor
Tirante da bucha de passagem	Diâmetro	1/2"
Barramento de vergalhão MT	Diâmetro	3/8"
Cabos MT cobre ponto de entrega à mufla da subestação (ramal de entrada)	Seção nominal	25 mm <sup>2</sup>
Terminais de MT 15kV	Método de instalação	Enfaixado, sem saia
Condutores de aterramento cobre nu	Seção transversal	50 mm <sup>2</sup>
Base fusível da chave seccionadora	Corrente nominal	80 A

### 3.1.3 COMPONENTES DO SISTEMA DE PROTEÇÃO: DISJUNTOR, RELÉ SECUNDÁRIO, TRANSFORMADORES DE TENSÃO E CORRENTE

O transformador de corrente é projetado conforme ABNT NBR 6856. A figura a seguir mostra o esquemático do TC, com as impedâncias considerada nos cálculos: impedância do secundário do TC  $Z_{tc}$ , impedância do cabo  $Z_{cabo}$  e impedância do relé  $Z_{relé}$ . Os critérios de sensibilidade e saturação são levados em consideração no projeto do TC. Neste caso, o RTC = 30 e TC 12,5VA 10P30, classe de exatidão 10% e fator de multiplicidade de corrente nominal igual a 30 são utilizados para atender ambos os critérios. O detalhamento e valores dos cálculos são mostrados na Tabela 14.

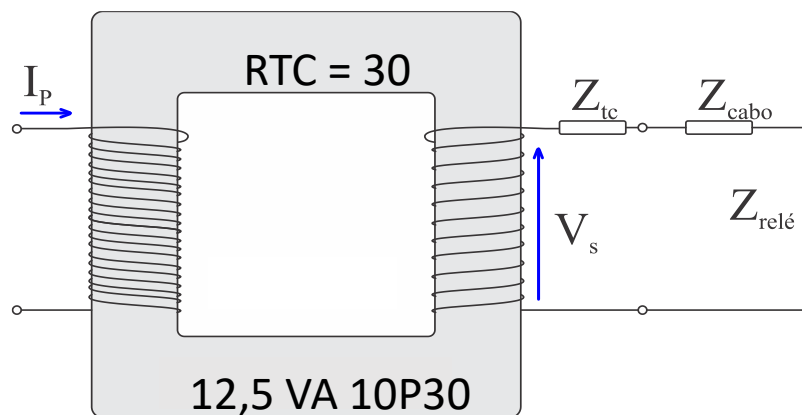


Figura 15: Esquemático utilizado para dimensionamento do TC.

Conforme notado na Tabela 14, o critério de sensibilidade é satisfeito se a corrente de partida for superior a 3% da corrente primária dos TC de proteção para assegurar uma melhor exatidão na medição e monitoramento da instalação. O critério da saturação exige que o TC não sature sob a pior condição de curto-circuito primária vista pelo relé de proteção (falta trifásica de 3724,1 A). Este critério é atendido se  $V_{s,tc} \leq V_{s,max}$ , onde  $V_{s,tc}$  é a tensão induzida no secundário do TC sob condições de falta trifásica e  $V_{s,max}$  é a tensão máxima induzida no secundário sem levar o relé à saturação.

Tabela 14: Memorial de cálculo do transformador de corrente.

Descrição	Equação	Valores calculados
Corrente mínima para sensibilização do relé	$I_{pick-up,n}$	4,33 A
Corrente máxima para sensibilização do relé sem causar saturação	$I_{cc,3f} \leq \frac{V_{cc}3f}{30}$	$I_{cc,3f} \geq \frac{3724,1}{30} \geq 124,14 \text{ A}$
Critério de sensibilidade: Corrente primária do TC deve ser menor ou igual a $10 \times I_{pick-up,n}$	$I_{p,tc} \leq \frac{I_{pick-up,n}}{0,03}$	$I_{p,tc} \leq 144,33 \text{ A}$
Critério de saturação: tensão induzida no secundário do TC $V_{s,tc}$ não deve saturar, isto é, deve ser menor que a máxima tensão secundária induzida do relé escolhido $V_{s,max}$ . Escolha do TC 12,5VA 10P30.	$V_{s,tc} \leq V_{s,max}$	$Z_{cabo} = 0,133 \Omega$ $Z_{relé} = 0,007 \Omega$ $Z_{tc} = 0,09 + j0,0436 \Omega$ RTC = 30 $V_{s,max} = 75 \text{ V}$ $V_{s,tc} = 29,05 \text{ V}$

Como  $V_{s,max} = 75 \text{ V} > V_{s,tc} = 29,05 \text{ V}$ , então o TC 12,5VA 10P30 não satura sob condições de curto circuito (i.e., 3724,1 A) e, portanto, satisfaz as condições de projeto.

Com relação ao dimensionamento dos TPs de proteção, a Tabela 20 resume as principais especificações do equipamento projetado.

Tabela 15: Dimensionamento de TP de medição em 13,8 kV.

Parâmetro	Símbolo	Valor
Relação de transformação	$RTV$	70:1
Grupo (fase-terra)	-	2
Especificação	-	0,3P75
Tensão primária-secundária	$V_p:V_s$	$13,8\text{k}/\sqrt{3} : 115 \text{ V}$

No dimensionamento de TPs para proteção, deve-se atentar principalmente à potência nominal ou carga nominal do equipamento (para garantir a classe de exatidão). Por outro lado, para TPs de alimentação da proteção e/ou emergência, pode-se projetá-lo atendendo os critérios da potência térmica do transformador. As Tabelas 16 e 17 mostram as demandas da carga da subestação e da proteção, exigindo dois TPs com potência térmica de 1500 VA.

Tabela 16: Quadro de carga da subestação para alimentação auxiliar.

Carga	Qtde.	Potência individual			Potência total		FD	Demanda	
		kW	FP	kVA	kW	kVA		kW	kVA
Lâmpada fluorescente 2x40W	4	0,08	0,85	0,09	0,32	0,38	1	0,32	0,38
Lâmpada emergência	2	0,1	0,85	0,12	0,2	0,24	0,25	0,05	0,06
Tomada	4	0,21	0,85	0,25	0,85	1	0,5	0,43	0,5
Demanda total em kVA									0,94

Tabela 17: Quadro de carga da subestação para alimentação da proteção.

Carga	Qtde.	Potência individual			Potência total		FD	Demanda	
		kW	FP	kVA	kW	kVA		kW	kVA
Lâmpada disjuntor ON	1	0,003	0,85	0,003	0,003	0,003	0,5	0,001	0,002
Lâmpada disjuntor OFF	1	0,003	0,85	0,003	0,003	0,003	0,5	0,001	0,002
Lâmpada mola carregada	1	0,003	0,85	0,003	0,003	0,003	1	0,003	0,003
Motor carregamento mola	1	0,6	0,85	0,7	0,6	0,7	1	0,6	0,7
Bobinas de fechamento e abertura	2	0,085	0,85	0,1	0,17	0,2	1	0,17	0,2
Cargas no no-break	1	0,085	0,85	0,1	0,085	0,85	1	0,085	0,85
Carga relé	1	0,005	0,85	0,006	0,005	0,006	1	0,085	0,85
Demanda total em kVA									1,013

Finalmente, as especificações do disjuntor de MT a vácuo são mostradas na Tabela 18.



Tabela 18: Especificação do disjuntor de MT.

Parâmetro	Valor
Tensão máxima de operação	17,5 kV
Tensão nominal de operação	13,8 kV
Corrente máxima de interrupção	20 kA
Tecnologia de interrupção	À vácuo
Corrente nominal	800 A
Vida útil (ciclos de manobra)	30.000
Tempo de fechamento	$\leq 70$ ms
Tempo de abertura	$\leq 35$ ms
Tensão nominal de impulso	95 kV
Massa	36 kg
Tensão nominal de alimentação auxiliar	24~60 Vcc 110~220 Vca

### 3.1.4 ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO

A malha de aterramento do tipo quadrado cheio, conforme a figura a seguir, é utilizada, incluindo no mínimo todo o seu pátio e todos os equipamentos que pertencem à esta área. A malha de aterramento da subestação é composta por 9 eletrodos (hastes de aterramento+condutor), interligados por condutor de cobre nu, rígido, seção 50 mm<sup>2</sup>.

A distância  $l$  entre as hastes é igual ao comprimento dos eletrodos utilizados (2,4m). As partes metálicas da subestação, tais como carcaças de transformadores, pára-raios, equipamentos, portas, janelas, painel de tela zincado e suportes metálicos, deverão ser ligados diretamente à malha de aterramento através de condutores de cobre nu, rígido, com bitola de 50 mm<sup>2</sup> e através de solda exotérmica.

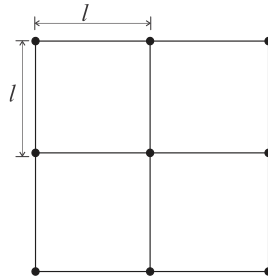


Figura 16: Malha de aterramento tipo quadrado cheio.

As hastes de aterramento devem ser cravadas no solo com sua extremidade superior (incluindo conector ou ponto de solda) acessível para inspeção pela concessionária dentro de uma cava, com o topo de cada haste situada abaixo da linha de acabamento do piso. Cada cava deve ser revestida por argamassa ou tubo de PVC e protegida por tampa de concreto, ferro fundido ou policarbonato, que deve ficar no mesmo nível do acabamento do piso, conforme Figura 17.

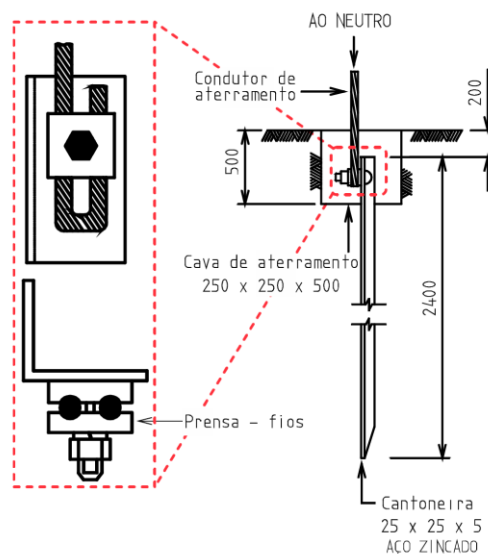


Figura 17: Detalhe da haste de aterramento.

Por fim, são ser previstos "rabichos" de 500 mm em vários pontos para prover o aterramento de carcaças de equipamentos, ferragens, telas e como reserva para eventual necessidade de novos pontos de aterramento.

## 3.2 ESTUDOS DE PROTEÇÃO

### 3.2.1 CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

Os valores base utilizados para os cálculos de curto circuito estão apresentados na Tabela 19.

Tabela 19: Valores base utilizados nos estudos de proteção.

Grandezas	Símbolo	Valor
-----------	---------	-------

Potência aparente de base	$S_b$	100 MVA
Tensão primária de base	$V_b$	13,8 kV

Baseado na Tabela 19, a corrente de base (sistema pu) é definida como:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}V_b} = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} 13,8 \text{ kV}} = 4183,7 \text{ A.} \quad (5)$$

Os dados de nível de curto-circuito e impedância de sequência equivalente da concessionária foram fornecidos, através do parecer de acesso, conforme mostrado na Tabela 20.

Tabela 20: Impedância e correntes de curto-circuito fase-fase, fase-terra e trifásica na barra da concessionária.

Corrente de curto-circuito	Sequência + [A]	Sequência - [A]	Sequência 0 [A]
Falta fase-fase (L-L)	$1866\angle -144,8^\circ$	$1866\angle 35,2^\circ$	$0\angle 0^\circ$
Falta fase-terra (L-G)	$1371,1\angle -146,2^\circ$	$1371,1\angle -146,2^\circ$	$1371,1\angle -146,2^\circ$
Falta fase-fase-terra (2L-G)	$2624,9\angle -145,7^\circ$	$1104,9\angle 37,3^\circ$	$1522,6\angle 32,1^\circ$
Falta trifásica (3L)	$3724,1\angle -144,8^\circ$	$0\angle 0^\circ$	$0\angle 0^\circ$
Impedância equivalente da barra	Sequência + [ $\Omega$ ]	Sequência - [ $\Omega$ ]	Sequência 0 [ $\Omega$ ]
	$Z_{eq}^+ = 0,42 + j2,09$	$Z_{eq}^- = 0,42 + j2,09$	$Z_{eq}^0 = 2,58 + j12,9$

As informações da rede aérea de distribuição protegida (RDP) trifásica de 13,8 kV foram fornecidas no parecer de acesso e estão mostradas na Figura 18. Os cabos de alumínio são cobertos de isolamento XLPE 90°C 15 kV, apoiados em cruzetas com cabo mensageiro de sustentação mecânica.

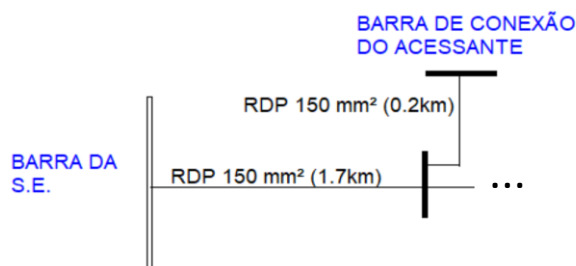


Figura 18: Configuração da rede aérea de distribuição protegida entre barra da SE e barra do acessante.

Para os cálculos de curto-circuito, a resistência e reatância de seqüências dos cabos de alumínio das redes de distribuição compactas da concessionária são modeladas conforme Tabela 21.

Tabela 21: Dados de impedância de seqüência dos cabos da rede RDP da SE até a barra d

e conexão do acessante. \*Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C.

Seção [mm <sup>2</sup> ]	Sequência zero* - $Z^0$	Sequência pos. e neg.* - $Z^+ = Z^-$
150	0,8236 + j1,9447 $\Omega$ /km	0,264 + j0,2417 $\Omega$ /km
OBS.: Temperatura ambiente considerada de 30°C		

As impedâncias de sequência dos cabos de cobre da instalação do acessante, utilizadas no cálculo de curto-circuito, são mostradas na Tabela 22.

Tabela 22: Dados de impedância de sequência dos cabos de cobre utilizados na rede interna do acessante. \*Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C.

Seção [mm <sup>2</sup> ]	Sequência zero* - $Z^0$	Sequência pos. e neg.* - $Z^+ = Z^-$
25	2,6891 + j2,6692 $\Omega$ /km	0,8891 + j0,1164 $\Omega$ /km
OBS.: Temperatura ambiente considerada de 30°C.		

Para definição de alguns parâmetros da proteção, é necessário definir as características do transformador de potência instalado, cujas informações estão apresentadas na Tabela 23. O transformador de 500kVA foi escolhido dando prioridade à maior vida útil e menores perdas.

Tabela 23: Características elétricas do transformador a seco.

Característica dos transformadores	Valor
Potência aparente [kVA]	500 kVA
Tensão primária [V]	13800
Tensão secundária [V]	380
Impedância [%]	4,5 %
Classe material isolante	ONAN
Grupo de ligação	Dyn1
Frequência [Hz]	60
X/R	4,1

A Figura 19 mostra a tabela resumo das contribuições da concessionária e da usina solar fotovoltaica para as correntes de curto-circuito nas diversas barras. O diagrama de impedâncias é mostrado na Figura 19 para consulta.

Nos cálculos de curto-circuito apresentados na Figura 19, as seguintes premissas foram adotadas:

- As impedâncias de sequência foram obtidas através das Tabela 21 e Tabela 22. A impedância do transformador foi obtida conforme Tabela 23.
- Assume-se que a corrente de curto-circuito dos geradores conectados via inversor é de 2 vezes o valor da corrente nominal do inversor;
- Testes em inversores trifásicos comerciais mostraram que a corrente pode atingir até duas vezes a corrente nominal por até 10 ciclos.

Contribuição concessionária:

BARRAS DO SISTEMA	I <sub>cc</sub> 3F [A]	I <sub>cc</sub> FT [A]
P2	3724	1365
P3	3198	1087
P4	3078	1051
P5	3047	1042
S1	24,95 k	26,76 k
S2	3154	1693

Contribuição acessante:

BARRAS DO SISTEMA	I <sub>cc</sub> 3F [A]	I <sub>cc</sub> FT [A]
P2	21,45	7,86
P3	21,47	7,30
P4	21,47	7,33
P5	21,47	7,34
S1	799	857
S2	997	535,58

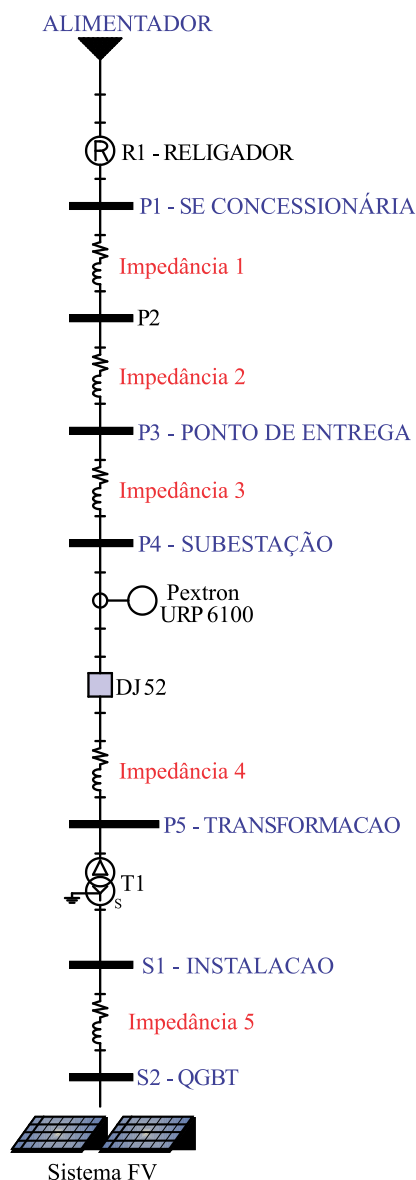


Figura 19: Resumo das contribuições da concessionária e da usina solar fotovoltaica (UFV) para as correntes de CC nas diversas barras.

Portanto, de acordo com estas informações, os estudos de curto-circuito consideram a contribuição de corrente de uma UFV limitada em 2 pu com duração de até 10 ciclos (167 ms). Além disso, a corrente nominal da UFV para um fator de potência de 0,92 é de 498 A.

### 3.2.2 PARAMETRIZAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

A Tabela 24 apresenta as características das curvas de proteção de fase e neutro do religador imediatamente à montante do ponto de entrega da concessionária. É digno de nota que não existe a necessidade de instalar um novo religador para este empreendimento, no entanto as proteções do acessante devem estar coordenadas com o religador de retaguarda mais próximo ao ponto de entrega.

Tabela 24: Ajustes de religadores para coordenação, fornecidas pela concessionária.

Ajuste de fase		Ajuste de neutro	
<b>Pick-up</b>	300 A	<b>Pick-up</b>	60 A
<b>Curva</b>	IEC VI (Muito inverso)	<b>Curva</b>	TD (Tempo definido)
<b>Dial</b>	0,1	<b>Tempo</b>	8 s
<b>T. adicional</b>	-	<b>T. adicional</b>	-

Dentre as funções de proteção exigidas pela concessionária, as funções de proteção que merecem uma atenção especial são:

- Função 32(1) e (2) - Direcional de potência (atuação quando a injeção de potência ultrapassa 105% da potência nominal da UFV por 15s; atuação quando a absorção de potência ultrapassa 105% da potência demandada da instalação por 15 s);
- Funções 67 e 50/51, 67N e 50/51N – Direcional de corrente de fase e neutro. As funções 67 e 67N serão implementadas para atuar no sentido acessante-concessionária e terão somente a unidade temporizada inversa (sem a unidade instantânea). Por outro lado, as funções 50/51 e 50/51N atuam sob condições de sobrecorrente de ambos os sentidos;
- A função 27 de subtensão é parametrizada para atuar em 5 segundos, quando a tensão for inferior a 0,8 pu; e em 1,5 s quando a tensão for inferior a 0,7 pu;
- A função 59 de sobretensão é parametrizada para atuar em 5 segundos, quando a tensão for superior a 1,1 pu; e em 0,5 s quando a tensão for inferior a 1,2 pu;
- A função de sincronismo 25 exige um TP adicional após o disjuntor de proteção, atuando quando existe um defasamento de  $10^\circ$ , uma diferença de tensão de 10% e diferença de frequência de 0,3 Hz entre a medição antes e depois do disjuntor;
- A função de proteção 51 V é habilitada, deslocando a corrente de pick-up da função de sobrecorrente conforme o gráfico da Figura 20. Nota-se que a tensão fase-terra é de  $13,8 \text{ kV}/\sqrt{3} = 8 \text{ kV}$ . A medida que a tensão medida pelo TP é reduzida, a corrente de pick-up da proteção de sobrecorrente é reduzida, aumentando a sensibilidade da unidade temporizada. Neste projeto, a tensão  $V_r = 8 \text{ kV}$  (curva azul) é sintonizada no relé;
- A função de proteção 81UO de sub/sobrefrequência é sintonizada conforme diretrizes da concessionária, estando também habilitada no relé de proteção.
- Funções linha viva/barra morta e 50BF (falha do disjuntor) também estão habilitadas, não sendo necessários nenhuma sintonia adicional (apenas habilitar e realizar as ligações físicas entre as portas digitais do relé e os equipamentos correspondentes).

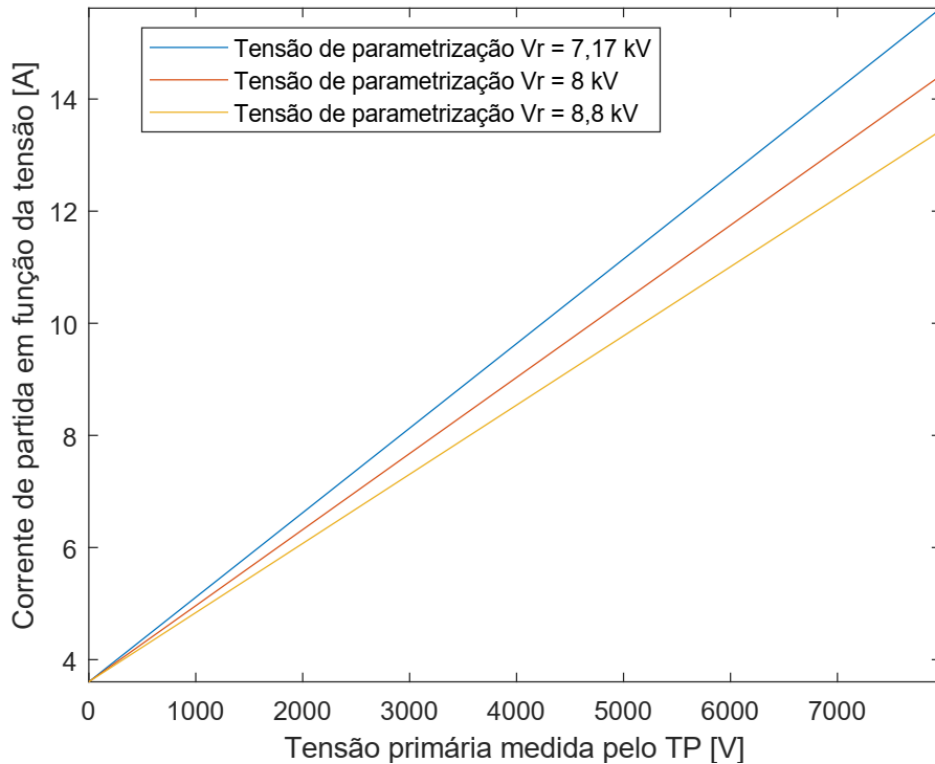


Figura 20: Ajuste da função 51V.

Além disso, as proteções serão parametrizadas no relé de proteção PEXTRON URP 6100, instalado em cubículo de proteção abrigado. A Tabela 25 apresenta um resumo das proteções implementadas no relé Pextron URP 6100 e suas respectivas parametrizações/ajustes.

Tabela 25: Definição das proteções e suas respectivas parametrizações.

<b>Código ANSI</b>	<b>Descrição</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Ajuste</b>
32 (1)	Direcional de Potência (sentido concessionária)	Potência Ativa	317,1 kW
		Tempo	15 s
32 (2)	Direcional de potência (sentido acessante)	Potência Ativa	317,1 kW
		Tempo	15 s
67	Direcional de sobrecorrente de fase (sentido acessante-concessionária)	Pickup (A)	15 A
		Curva	EI
		Dial	0,2
		Tempo Adicional	-
		Instantâneo	Desativada
		Ângulo	45°
50/51	Sobrecorrente de fase	Pickup (A)	15 A
		Curva	EI
		Dial	0,1

	(unidade temporizada+instantânea)	Instantâneo	176 A
		Tempo Adicional	-
67N	Sobrecorrente de neutro	Pickup (A)	5 A
		Curva	Tempo definido
		Dial	-
		Tempo Adicional	3 s
		Instantâneo	-
		Ângulo	110°
50/51N	Sobrecorrente de neutro (unidade temporizada+instantânea)	Pickup (A)	5 A
		Curva	Tempo definido
		Dial	Desativada
		Tempo Adicional	0.5 s
		Instantâneo	52,8 A

### 3.2.3 ESTUDO DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO

A Figura 21 e Figura 22 mostra o coordenograma de proteção de fase e neutro, em papel formatado bi-log tempo × corrente, respectivamente. Nota-se a coordenação e seletividade da proteção dimensionada para qualquer valor de corrente. As correntes estão referidas ao primário. Além disso, os seguintes pontos de operação podem ser encontrados nos gráficos:

- Correntes ANSI dos transformadores;
- Correntes de curto-circuito trifásico ( $I_{cc,3f}$ ) e fase-terra ( $I_{cc,ft}$ ) fornecidos pela concessionária;
- Corrente de magnetização do transformador ( $I_{mag}$ );
- Curva de fase temporizada IEC muito inversa de fase, do religador;
- Curva tempo definido IEC de neutro, do religador;
- Curva temporizada IEC extremamente inversa de fase 67, sem unidade instantânea, do relé Pextron URP6100;
- Curva temporizada IEC extremamente inversa de fase 50/51, do relé Pextron URP6100;
- Curva tempo definido de neutro 67N, sem unidade instantânea, do relé Pextron URP6100;
- Curva tempo definido de neutro 50/51, do relé Pextron URP6100.



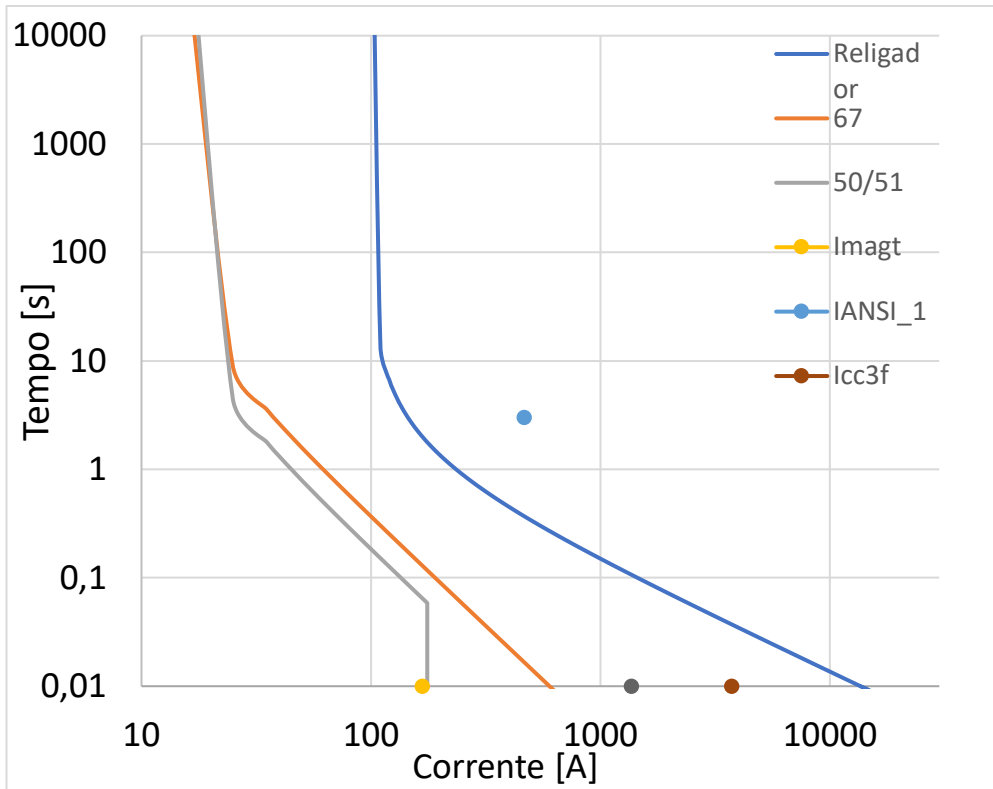


Figura 21: Coordenograma das proteções de fase.

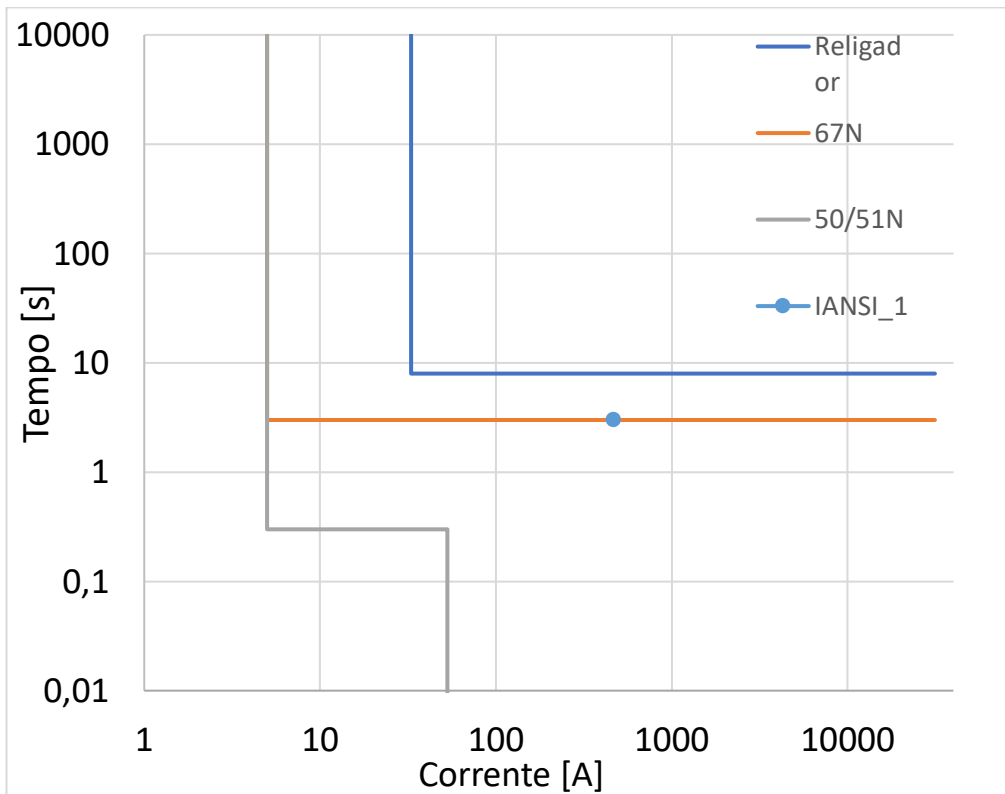


Figura 22 Coordenograma das proteções de neutro.

## 4- Análise de Viabilidade Econômica

Este capítulo tem como objetivo verificar a viabilidade econômica da implantação da usina fotovoltaica. A análise financeira não é única e o texto abaixo trata dos critérios adotados para classificar a viabilidade econômica do projeto, assim como as suas particularidades como suas receitas e despesas. Por fim, o estudo do fluxo de caixa mostra a taxa de retorno do investimento e o tempo que ele leva para dar retorno ao cliente.

### 4.1 PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO

De acordo com a Tabela 1, o consumo em fora ponta é, em média, de 42.298 kWh/mês e o consumo na ponta é, em média, de 135 kWh. Portanto, de acordo com a Tabela 2, têm-se as informações das tarifas TE na fora ponta e TE na ponta, o que remete a um fator de ajuste de 1,57. Dessa forma, para abater os 135 kWh/mês na FP, tem que ser produzido 211 kWh/mês excedentes na fora ponta. Assim, a geração necessária é de 42.509 kWh/mês.

De acordo com a equação (1), a geração estimada é de 43.269 kWh/mês, é possível abater todo o consumo nos primeiros anos de geração, tanto fora ponta quanto na ponta. No entanto, como a eficiência dos módulos cai ao longo dos anos (considera-se uma perda de 0,6% a.a.), no final do quarto ano a produção de energia começa a ser insuficiente para abater o consumo, já que não se consegue abater por inteiro a energia fora de ponta, como é possível observar na Tabela 26 e Tabela 27. Esse déficit entre geração e consumo são atenuados pela geração ter sido superior ao consumo durante quase 4 anos, acumulando créditos que levam 5 anos para expirarem.

Tabela 26: Geração produzida ao longo dos anos e sua sobra/déficit.

Ano	Produção kWh/ano	Sobra Fora Ponta
1	519.223	11.648
2	516.108	8.533
3	513.011	5.436
4	509.933	2.358
5	506.874	-701
6	503.832	-3.743
7	500.809	-6.766
8	497.805	-9.770
9	494.818	-12.757

<b>10</b>	491.849	-15.726
<b>11</b>	488.898	-18.677

Tabela 27: Necessidade de geração excedente Fora Ponta para suprir a energia da Ponta e o saldo anual da Ponta de acordo com a geração excedente Fora Ponta anual.

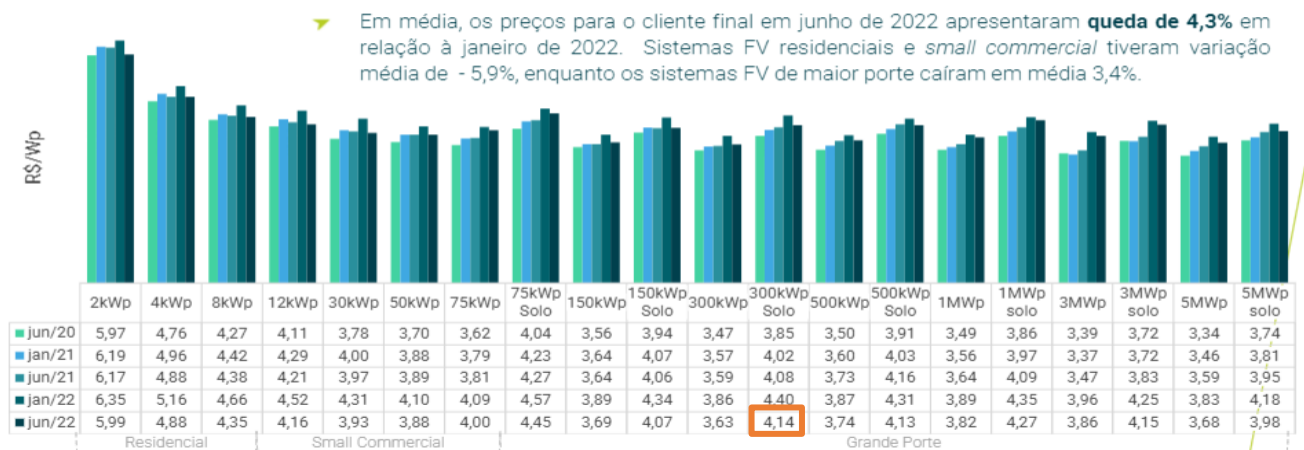
Ano	Necessidade Ponta	Saldo Ponta
<b>1</b>	1.616	5.804
<b>2</b>	1.616	3.819
<b>3</b>	1.616	1.847
<b>4</b>	1.616	-114
<b>5</b>	1.616	-2.063
<b>6</b>	1.616	-4.000
<b>7</b>	1.616	-5.926
<b>8</b>	1.616	-7.840
<b>9</b>	1.616	-9.742
<b>10</b>	1.616	-11.633
<b>11</b>	1.616	-13.513

#### 4.2 ANÁLISE DE DESPESAS: MANUTENÇÃO, LIMPEZA, CONCESSIONÁRIA.

A fim de estimar o preço final da UFV, utiliza-se o estudo da Greener, realizado no final do semestre de 2022. De acordo com o estudo, uma UFV próxima de 300 kWp em solo tem um preço final de R\$ 4,14/Wp, como mostra a Figura 23.



## Preços sistemas FV



Fonte: Greener, 2022. [Acesse aqui.](#)

Figura 23: Preço final médio de sistemas FV no Brasil de acordo com a potência do sistema (Greener 2022).

Dessa forma, o preço da UFV da indústria será de R\$ 1.461.834,00 reais. Considerando o valor de manutenção como sendo de 1% do valor final ao ano, com gastos como limpeza e troca de alguns equipamentos, o valor da manutenção seria de R\$ 14.618,00 reais por ano. Além disso, como a indústria já possui uma demanda contratada de 299 kW, precisa-se adicionar somente 3kW de demanda, que dá um adicional de R\$ 77,00 reais no primeiro ano.

Para se determinar a viabilidade econômica, considera-se as seguintes variáveis, de acordo com a Tabela 28.

Tabela 28: Variáveis consideradas.

Variáveis		
Queda na eficiência do painel:	0,6	%
Taxa de atratividade	8	%
Reajuste da conta de luz:	8	%

Dessa forma, pode-se calcular as receitas e despesas anuais, de acordo com essas variáveis citadas acima, produção de energia, tarifas de energia, despesas com manutenção e despesas com demanda contratada. As tabelas a seguir mostram os cálculos realizados:

Tabela 29: Produção de energia anual, receita ou despesa estimada com base na tarifa e sobra de energia fora ponta que será convertida em energia de ponta de acordo com o fator de ajuste.

Ano	Invest. R\$	Produção kWh/ano	Valor FP R\$/kWh	Receita FP R\$	Sobra Fora Ponta	Despesa FP R\$
1	R\$ 1.461.834	519.223	0,53	R\$ 270.683	11.648	R\$ -
2	0	516.108	0,58	R\$ 292.337	8.533	R\$ -
3	0	513.011	0,62	R\$ 315.724	5.436	R\$ -
4	0	509.933	0,67	R\$ 340.982	2.358	R\$ -
5	0	506.874	0,73	R\$ 337.063	-701	R\$ 509
6	0	503.832	0,78	R\$ 361.646	-3.743	R\$ 2.933
7	0	500.809	0,85	R\$ 388.019	-6.766	R\$ 5.725
8	0	497.805	0,91	R\$ 416.314	-9.770	R\$ 8.930
9	0	494.818	0,99	R\$ 446.671	-12.757	R\$ 12.592
10	0	491.849	1,07	R\$ 479.240	-15.726	R\$ 16.765
11	0	488.898	1,15	R\$ 514.181	-18.677	R\$ 21.504

Tabela 30: Necessidade de energia fora ponta, saldo na ponta de acordo a energia convertida de acordo com o fator de ajuste, receitas e despesas consideradas.

Ano	Necessidade Ponta	Saldo Ponta	Valor Ponta R\$/kWh	Receita Ponta R\$	Despesa Ponta R\$	Despesa Manutenção R\$	Despesa Demanda
1	1.616	5.804	2,08	R\$ 3.363	R\$ -	14.618	78
2	1.616	3.819	2,43	R\$ 3.923	R\$ -	14.735	84
3	1.616	1.847	2,62	R\$ 4.237	R\$ -	14.853	91
4	1.616	-114	2,83	R\$ 4.254	R\$ 322	14.972	98
5	1.616	-2.063	3,06	-R\$ 1.366	R\$ 6.308	15.092	106
6	1.616	-4.000	3,30	-R\$ 7.874	R\$ 13.211	15.213	114
7	1.616	-5.926	3,57	-R\$ 15.373	R\$ 21.137	15.334	123
8	1.616	-7.840	3,85	-R\$ 23.976	R\$ 30.202	15.457	133
9	1.616	-9.742	4,16	-R\$ 33.810	R\$ 40.534	15.581	144
10	1.616	-11.633	4,49	-R\$ 45.013	R\$ 52.274	15.705	155
11	1.616	-13.513	4,85	-R\$ 57.736	R\$ 65.578	15.831	168

### 4.3 FLUXO DE CAIXA

Como têm-se os dados de receitas e despesas, calcula-se o fluxos de caixa e saldo acumulado e utiliza-se a taxa de atratividade para calcular o fluxo descontado e saldo descontado, a fim de verificar a viabilidade econômica, como é mostrado na tabela a seguir:

Tabela 31: Fluxos de caixa e Saldos acumulados.

Ano	Fluxo de Caixa		Saldo Acumulado		Fluxo Descont.		Saldo Descontado	
1	-R\$	1.202.484	-R\$	1.202.484	-R\$	1.202.484	-R\$	1.202.484
2	R\$	281.441	-R\$	921.043	R\$	241.290	-R\$	961.194
3	R\$	305.017	-R\$	616.026	R\$	242.133	-R\$	719.061
4	R\$	329.843	-R\$	286.182	R\$	242.445	-R\$	476.616
5	R\$	313.683	R\$	27.500	R\$	213.487	-R\$	263.129
6	R\$	322.301	R\$	349.801	R\$	203.104	-R\$	60.025
7	R\$	330.326	R\$	680.128	R\$	192.742	R\$	132.717
8	R\$	337.617	R\$	1.017.745	R\$	182.404	R\$	315.121
9	R\$	344.011	R\$	1.361.755	R\$	172.091	R\$	487.212
10	R\$	349.328	R\$	1.711.083	R\$	161.806	R\$	649.019
11	R\$	353.364	R\$	2.064.448	R\$	151.552	R\$	800.571

#### 4.4 ANÁLISE DA VIABILIDADE

Com os fluxos de caixa calculados, calcula-se a viabilidade econômica, como é mostrado na tabela a seguir:

Tabela 32: Viabilidade econômica calculada.

Viabilidade Econômica	
VPL	R\$ 960.815
TIR	22,90%
Payback Simples	4,91
Payback Descontado	6,31
LCOE (R\$/kWh)	R\$ 0,35

O VPL serve para análise de viabilidade de projetos com grandes investimentos, com ele é possível verificar a valor presente o ganho do empreendimento. No Presente projeto está sendo estimado a valor presente do ganho o total de R\$ 960.815. A TIR representa a taxa quando o valor do investimento presente (VPL), fluxo de caixa e retornos futuros se igualam a zero. A TIR calculada para o projeto apresentou o valor de 22,90%.

O *payback* é o tempo decorrido entre o investimento e o momento no qual o lucro líquido acumulado fica igualado ao valor do investimento realizado. Ele pode ser simples (calculado com o fluxo de caixa normal) ou pode ser descontado (calculado com o fluxo de caixa descontado). O projeto apresentou o *payback* simples de 4,91 anos e o *payback* descontado de 6,31 anos.

O LCOE (do inglês *Levelized Cost Of Energy*) é muito utilizado em projetos energéticos de fontes renováveis. Através dele, é possível comparar o custo de geração de energia elétrica considerando os custos de investimento, operação,

manutenção e custo do capital inicialmente investido. O LCOE para esse projeto ficou em R\$ 0,35/ kWh.

## 5- Conclusões

O empreendimento apresentado neste trabalho é enquadrado no âmbito da minigeração distribuída, atendido em média tensão trifásica 13,8 kV a 60 Hz, demanda contratada de 302 kW. O projeto desenvolvido com a finalidade de investir em uma fonte de energia limpa e renovável, criando um negócio rentável, apresentou viabilidade, com VPL igual a R\$ 960.815,00 reais, a TIR igual a 22,90% a.a., payback simples 4,91 anos, payback descontado de 6,31 anos e LCOE de R\$ 0,35/KWh, justificando investimento.

Finalmente, destaca-se que este projeto permitiu compreender e estruturar as etapas para viabilização de um empreendimento de minigeração de energia solar fotovoltaica no Brasil.



## 6- Referências Bibliográficas

- [1] Greener, “ESTUDO ESTRATÉGICO MERCADO FOTOVOLTAICO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA,” 2019.
- [2] ANEEL, [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/a-aneel>.
- [3] ANEEL, [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/prodist>.
- [4] SistemaOCB, “Formação de Cooperativas de Geração Distribuída,” 2017. [Online]. Available: <http://www.cbgd.com.br/2017/AUDA2610/Marco%20Morato%20%20OCB.pdf>. [Acesso em 09 12 2018].
- [5] CEMIG. [Online]. Available: <http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/corporativo/Paginas/manual-solicitacao-acesso.aspx>. [Acesso em 05 09 2018].
- [6] Gf2. [Online]. Available: <https://gf2.ind.br/>.
- [7] PHB. [Online]. Available: <https://www.energiasolarphb.com.br/inversor-monofasico-phb3000-ns.php>.
- [8] Wladimir, “WR | Prates,” 2016. [Online]. Available: [https://www.wrprates.com/o-que-e-vpl-valor-presente-liquido/#Formula\\_do\\_VPL](https://www.wrprates.com/o-que-e-vpl-valor-presente-liquido/#Formula_do_VPL). [Acesso em 02 09 2018].



Coordenadoria de  
Educação Aberta e a Distância