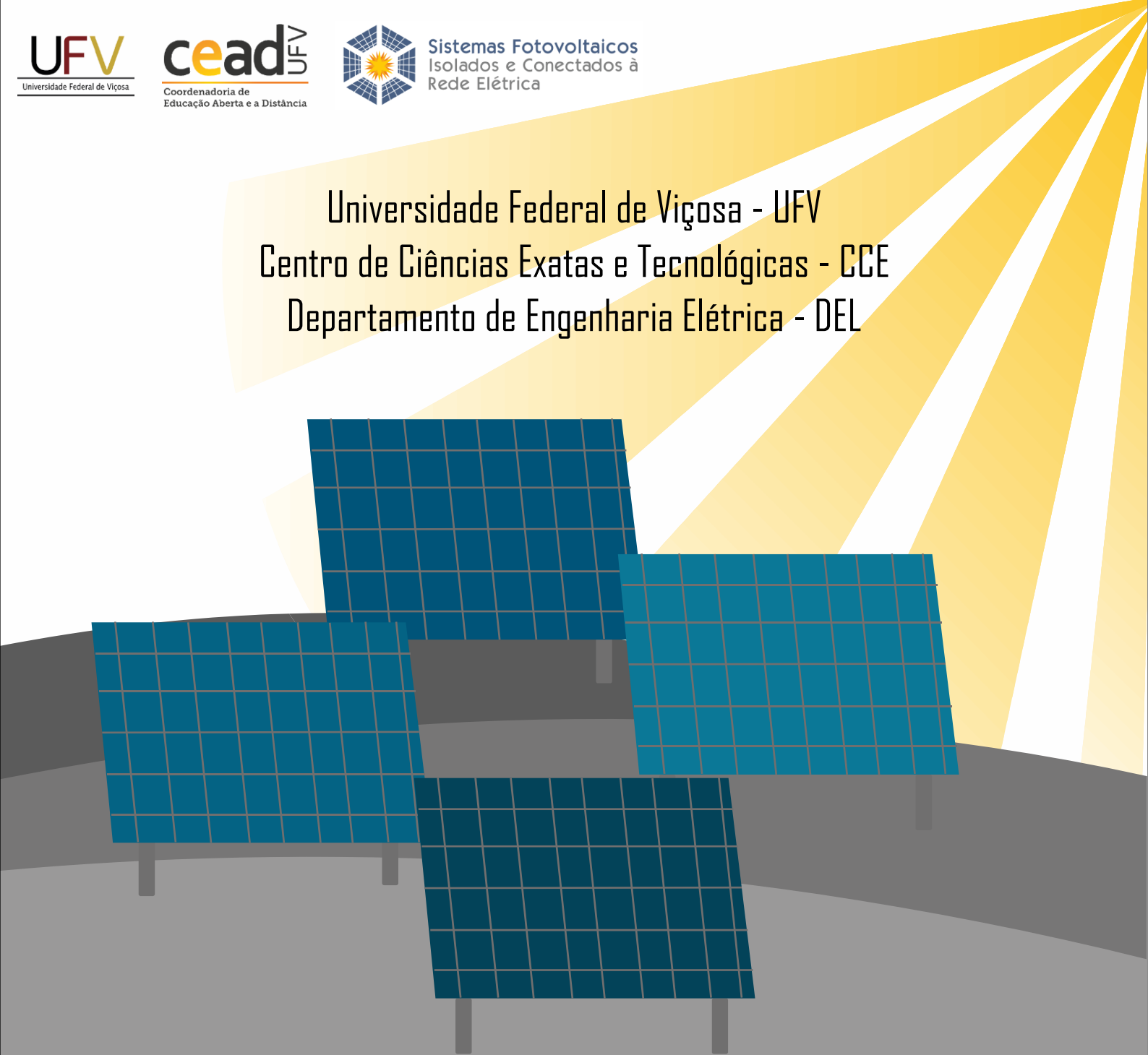


Universidade Federal de Viçosa - UFV  
Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas - CCE  
Departamento de Engenharia Elétrica - DEL



**Projeto de UFV de 227,7 kWp para Indústria do  
Ramo Alimentício em Coronel Fabriciano-MG**  
ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Aluno: Kerlley Fortunato de Almeida  
ORIENTADOR: Prof. Me. João Marcus Soares Callegari

Viçosa, 05 de Setembro de 2023.

Kerlley Fortunato de Almeida

## Projeto de UFV de 227,7 kWp para Indústria do Ramo Alimentício em Coronel Fabriciano-MG

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, 05 de Setembro de 2023.

## ATA DE APROVAÇÃO

Kerlley Fortunato de Almeida

Projeto de UFV de 227,7 kwp para Indústria do Ramo Alimentício em  
Coronel Fabriciano-MG

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 05 de Setembro de 2023.

---

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: Prof. Me. Diuary Gonçalves  
Universidade Federal de Viçosa

# DEDICATÓRIA

**Dedico este trabalho**

*A minha família, que sempre me apoiou e incentivou a perseverar em  
busca dos meus sonhos.*

## AGRADECIMENTOS

A Deus por ter me dado saúde e força para conquistar cada objetivo, pois ele é o centro da minha vida.

Aos professores do curso de engenharia elétrica da Universidade Federal de Viçosa (UFV), que buscam sempre o melhor para os seus alunos e se dedicam ao máximo em seus ensinamentos.

Em especial a minha esposa Ângela e a minha filha Kemilly, por me incentivar em todos os momentos.

## RESUMO

Esse trabalho realiza o dimensionamento, projeto da subestação de entrada do tipo blindada e estudo de viabilidade para implantação de uma usina solar fotovoltaica com potência instalada de 227,7 kWp, que será implantada em uma indústria de gêneros alimentícios na cidade de Coronel Fabriciano-MG. A instalação é atendida em média tensão trifásica 13,8 kV a 60 Hz, Grupo A4, Tarifa Verde. Com uma demanda contratada de 245 kW e consumo médio mensal de 25,5 MWh.

A irradiação média estimada para a localidade é de 4,67 kWh/m<sup>2</sup>dia. O sistema foi dimensionado com potência de 227,7 kWp, sendo 414 módulos de 550 Wp e 3 inversores de 60 kW. A demanda contratada será reajustada em 4% para suprir as necessidades da empresa que tem sido multada devido exceder a demanda. Dessa forma, a nova demanda será de 255 kW. A instalação dos módulos será feita sobre o telhado metálico do galpão principal, na caída orientada a 22° NE ocupando cerca de 1.056 m<sup>2</sup> ou 46 % da área total disponível. Como a subestação existente é antiga e não atende as normas atuais da Cemig, foi considerado no projeto a implantação de uma nova subestação, com cabine blindada e transformador externo de 500 kVA.

A análise de viabilidade para 10 anos apresentou uma TIR de 14,9% a.a., um VPL de R\$ 385.950,00, um PB simples de 5,72 anos, um PB descontado de 6,87 anos, mostrando ser um projeto atrativo e viável.

**Palavras-chave:** Sistema Fotovoltaico, Subestação, Cabine Blindada, Viabilidade econômica

## Lista de Figuras

Figura 1: Irradiação solar para o local de instalação da usina.....	14
Figura 2: Disposição dos módulos fotovoltaicos no telhado. ....	15
Figura 3: Caminhos do sol ao longo do ano. ....	16
Figura 4: Perdas devido ao relevo.....	17
Figura 5: Perdas devido a orientação e inclinação.....	17
Figura 6: Esquema de ligação dos módulos FV ao inversor.....	25
Figura 7: <i>Strings</i> no telhado do galpão.....	26
Figura 8: Esquema de ligação da stringbox [16].....	27
Figura 9: Diagrama QGBT da UFV.....	30
Figura 10: Detalhe cabos c.c., subestação e cabine dos inversores.....	31
Figura 11: Estrutura de fixação dos módulos [20]. ....	36
Figura 12: Aterramento dos módulos [20]. ....	37
Figura 13: Ramal de conexão em MT [21]. ....	39
Figura 14: Vista frontal subestação.....	41
Figura 15: Vista superior subestação.....	42
Figura 16: Subestação blindada com transformador externo. ....	42
Figura 17: Grade de proteção vista frontal.....	43
Figura 18: Grade de proteção vista lateral.....	43
Figura 19: Área da subestação.....	44
Figura 20: Malha de aterramento tipo quadrado cheio.....	48
Figura 21: Aterramento partes móveis .....	49
Figura 22: Impedância da rede elétrica.....	51
Figura 23: Diagrama de impedância do sistema.....	53
Figura 24: Contribuições da concessionária e da usina solar fotovoltaica (UFV) para as correntes de curto-circuito nas barras.....	54
Figura 25: Coordenograma das proteções de fase.....	58
Figura 26: Coordenograma das proteções de neutro.....	59
Figura 27: Parametrização do relé Pextron URP 6100, dados do sistema.....	60
Figura 28: Telas de parametrização do relé Pextron URP 6100, aba CONFIG.....	61
Figura 29: Telas de parametrização do relé Pextron URP 6100, aba GERAL.....	61
Figura 30: Telas de parametrização do relé Pextron URP 6100, aba SET 1.....	62
Figura 31: Fluxo de caixa.....	65
Figura 32: Análise de reajuste anual da energia elétrica.....	66

## Lista de Tabelas

Tabela 1: Projeção de perdas no sistema. ....	18
Tabela 2: Informação da UC.....	19
Tabela 3: Histórico de consumo da UC.....	20
Tabela 4: Características do módulo fotovoltaico utilizado na instalação. ....	22
Tabela 5: Características do inversor utilizado na instalação.....	23
Tabela 6: Configuração de módulos por inversor. ....	24
Tabela 7: Tensão e potência das strings por inversor.....	24
Tabela 8: Resumo do dimensionamento elétrico da UFV.....	25
Tabela 9: Resumo do dimensionamento da proteção c.c. ....	27
Tabela 10: Dimensionamento disjuntor do inversor.....	28
Tabela 11: Dimensionamento do disjuntor geral QGBT. ....	29
Tabela 12: Dimensionamento dos barramentos do QGBT.....	29
Tabela 13: Composição QGBT.....	29
Tabela 14: Comprimento cabos c.c. ....	31
Tabela 15: Premissas para dimensionamento de cabos c.c.....	32
Tabela 16: Dimensionamento de cabos c.c. de acordo com a ABNT NBR 16690.....	32
Tabela 17: Premissas para dimensionamento de cabos c.a. ....	33
Tabela 18: Dimensionamento dos cabos c.a. "Inversor ao QGBT da UFV".....	34
Tabela 19: Dimensionamento dos cabos c.a. "QGBT da UFV ao transformador".....	35
Tabela 20: Dimensionamento dos cabos c.a. de acordo com a ABNT NBR 5410.....	36
Tabela 21: Dimensionamento dos condutores de aterramento segundo NBR 5410. ....	38
Tabela 22: Condutores de aterramento dimensionados para o lado c.c. e c.a. da UFV. ....	38
Tabela 23: Características da Subestação Blindada.....	40
Tabela 24: Características do transformador.....	41
Tabela 25: Disjuntor de Média Tensão ....	44
Tabela 26: Dimensionamento transformador de corrente.....	45
Tabela 27: Características do TP de proteção. ....	46
Tabela 28: Cargas circuito de proteção. ....	47
Tabela 29: Cargas auxiliares SE. ....	47
Tabela 30: Valores base de MT e BT. ....	50
Tabela 31: Impedâncias e correntes de curto-circuito (3F), (F-F) e (F-T) da SE.....	50
Tabela 32: Impedâncias individuais do sistema. ....	52
Tabela 33: Corrente de curto-circuito total. ....	55
Tabela 34: Ajustes do religador para coordenação, fornecidas pela concessionária. ....	56
Tabela 35: Definição das proteções e suas respectivas parametrizações. ....	56
Tabela 36: Custos considerados para construção da UFV. ....	63
Tabela 37: Premissas financeiras. ....	64



## 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
UC	Unidade Consumidora

## 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 no STC*
$I_{mp}$	Corrente de máxima potência no STC*
$I_{max,cc}$	Corrente máxima c.c. por entrada
$I_{max,secc}$	Corrente máxima seccionador
$I_{dps}$	Corrente de descarga nominal
$I_{dps,max}$	Corrente de descarga máxima
$I_{ca,maxDPS}$	Corrente máxima DPS c.a.
$I_{disj,inv}$	Corrente nom. disjuntor inversor
$I_{disj,geral}$	Corrente nom. disjuntor geral QGBT
$I_{barra,inv}$	Corrente nom. barramento inversor
$I_{barra,geral}$	Corrente nom. barramento geral QGBT
$D_{inv}$	Dimensões do inversor
$D_{fv}$	Dimensões do módulo
$D_{string}$	Dimensões Stringbox c.c.
$\eta_{fv}$	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
$m_{inv}$	Massa do inversor
$m_{fv}$	Massa do módulo
$I_{in}$	Máxima corrente c.a. (RMS)
$V_{sfv}$	Máxima tensão c.c. por série FV
$N_{arranjo}$	Número de arranjos FV por inversor
$N_{cel}$	Número de células FV
$N_{inv}$	Número de inversores fotovoltaicos
$N_{inv,MPPT}$	Número de séries FV por MPPT
$N_t$	Número de módulos fotovoltaicos
$N_{fv,inv}$	Número de módulos fotovoltaicos por inversor
$N_{afv(MPPT\ 1\ e\ 2)}$	Número de módulos FV por arranjo fotovoltaico (MPPT 1 e 2)
$N_{afv(MPPT\ 3\ e\ 4)}$	Número de módulos FV por arranjo fotovoltaico (MPPT 3 e 4)
$N_{sfv(MPPT\ 1\ e\ 2)}$	Número de módulos FV por série fotovoltaica (MPPT 1 e 2)
$N_{sfv(MPPT\ 3\ e\ 4)}$	Número de módulos FV por série fotovoltaica (MPPT 3 e 4)
$N_{inv,serie}$	Número de séries FV permitidas
$N_{serie}$	Número de séries FV por inversor
$N_{stbox}$	Número de stringbox c.c. por inversor
$NT_{Stbox}$	Número total de stringbox c.c.
$N_{entrada,cc}$	Número de entrada c.c.
$N_{saída,cc}$	Número de saída c.c.
$P_{mp}$	Potência máxima no STC*

$P_{in}$	Potência nominal c.a. 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*
$P_{série(MPPT\ 1\ e\ 2)}$	Potência nominal da série fotovoltaica (MPPT 1 e 2) *
$P_{série(MPPT\ 3\ e\ 4)}$	Potência nominal da série fotovoltaica (MPPT 3 e 4) *
$P_{arranjo(MPPT\ 1\ e\ 2)}$	Potência nominal do arranjo fotovoltaico (MPPT 1 e 2) *
$P_{arranjo(MPPT\ 3\ e\ 4)}$	Potência nominal do arranjo fotovoltaico (MPPT 3 e 4) *
$P_{string}$	Peso aproximado
$S_{cabos}$	Seção dos Cabos
$T_{dps}$	Tempo de resposta típico
$V_{cc,min}$	Tensão c.c. de partida
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto no STC*
$V_{mp}$	Tensão de máxima potência no STC*
$V_{dps}$	Tensão máxima de operação contínua
$V_{in}$	Tensão nominal de saída c.a. (RMS)
$V_{iso}$	Tensão nominal de isolamento
$V_{pulso}$	Tensão nominal de pulso
$V_{dps,max}$	Nível de proteção
$V_{ca,maxDPS}$	Tensão máxima DPS c.a.

## Sumário

1-	Estudo do local de Instalação .....	14
1.1	IRRADIÇÃO SOLAR DO LOCAL DE INSTALAÇÃO .....	14
1.2	LOCALIZAÇÃO DA PLANTA FOTOVOLTAICA .....	14
1.3	ANÁLISE DE PERDAS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	15
1.4	UNIDADE CONSUMIDORA E ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA .....	19
2-	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico .....	20
2.1	DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS E INVERSORES FV .....	21
2.2	DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO C.C. E C.A. DE BAIXA TENSÃO .....	26
2.3	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C. DE BAIXA TENSÃO .....	30
2.4	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A. DE BAIXA TENSÃO .....	33
2.5	ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO E ATERRAMENTO DA UFV.....	36
3-	Dimensionamento da Cabine Primária.....	38
3.1	CARACTERÍSTICAS DO ATENDIMENTO A SUBESTAÇÃO .....	39
3.2	CARACTERÍSTICAS DA SUBESTAÇÃO E DO TRANSFORMADOR .....	39
3.3	DISJUNTOR MT, TRANSFORMADORES DE TENSÃO E CORRENTE .....	44
3.4	ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO .....	48
3.5	ESTUDOS DE PROTEÇÃO .....	50
3.6	PARAMETRIZAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO .....	55
3.7	ESTUDO DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO.....	57
3.8	PARAMETRIZAÇÃO DO RELÉ PEXTRON URP 6100.....	59
4-	Análise de Viabilidade Econômica .....	63
4.1	CUSTOS ESTIMADOS .....	63
4.2	DESPESAS ADICIONAIS: MANUTENÇÃO, LIMPEZA, CONCESSIONÁRIA, TROCA DE EQUIPAMENTOS.....	63
4.3	Análise da viabilidade financeira.....	64
5-	Conclusão .....	67
6-	Projeto .....	68
7-	Referências Bibliográficas.....	69
8-	Anexos .....	71

# 1-Estudo do local de Instalação

Esse capítulo tem o objetivo de apresentar um estudo para implantação de uma usina solar fotovoltaica (UFV) de minigeração distribuída em uma indústria de gêneros alimentícios, localizada no distrito industrial da cidade de Coronel Fabriciano-MG. A análise engloba características do local de instalação do sistema fotovoltaico, irradiação média, área de instalação, perdas no sistema de geração, bem como, o estudo do consumo de energia da unidade consumidora (UC).

## 1.1 IRRADIÇÃO SOLAR DO LOCAL DE INSTALAÇÃO

O índice de irradiação foi obtido por meio de dados disponibilizados pelo programa SunData no site do CRECESB (Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S, Brito) [1]. A cidade possui uma irradiação solar média de 4,67 kWh/m<sup>2</sup>/dia, sendo fevereiro e junho os meses de maior e menor irradiação solar respectivamente, como pode ser observado na Figura 1.

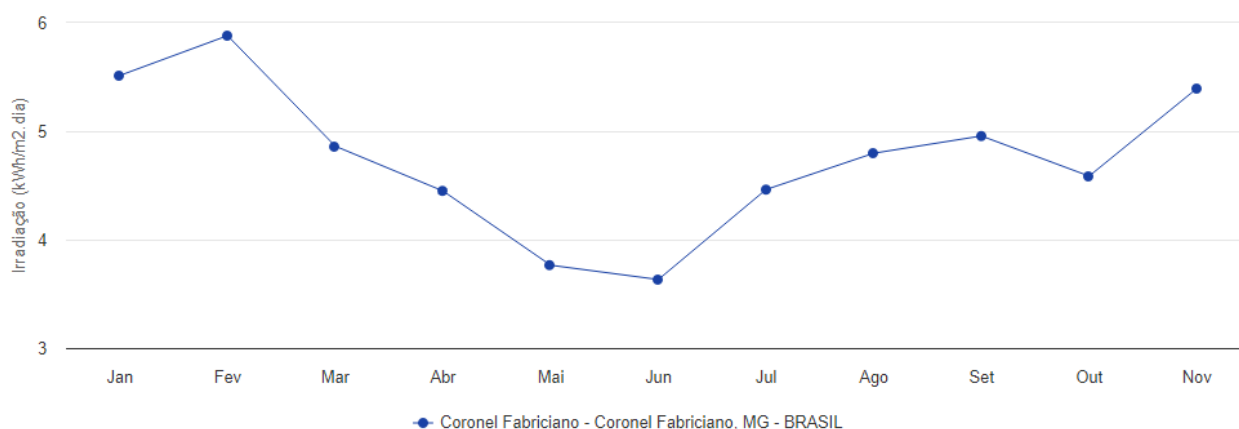


Figura 1: Irradiação solar para o local de instalação da usina.

## 1.2 LOCALIZAÇÃO DA PLANTA FOTOVOLTAICA

O local de instalação possui as seguintes coordenadas geográficas, latitude 19°30'43.7"S e longitude 42°38'25.1"W. Dentro da área da empresa, existe 5 galpões com telhas de zinco que poderiam receber os módulos fotovoltaicos. No entanto, foi definido que o galpão principal que possui pé direito de 9 m e área total de telhado de 2.295 m<sup>2</sup> será utilizado. A estrutura do galpão é de concreto pré-fabricado, com espaçamento máximo de 7 m entre pórticos.

O telhado possui duas águas, com inclinação de  $15^\circ$ . Os módulos serão instalados na caída do telhado que possui orientação de  $22^\circ$  NE e área de  $1.190 \text{ m}^2$ . A Figura 2 apresenta a disposição dos módulos no telhado do galpão.



Figura 2: Disposição dos módulos fotovoltaicos no telhado.

### 1.3 ANÁLISE DE PERDAS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Para analisar as perdas devido ao sombreamento foram utilizados, o aplicativo "ESTIMATE" [2] juntamente com o site "sunearthtools.com" [3]. Com esta segunda ferramenta pode-se obter facilmente dados sobre a posição do sol em diferentes épocas do ano e em diferentes horas do dia, que permite localizar o terreno no mapa e apresenta a variação do arco solar ao longo do ano, visto do local. O software também gera gráficos e tabelas de dados do caminho solar ao longo do ano. Possui calculadora de sombra que permite, conhecendo a altura de um objeto, saber qual comprimento e direção terá sua sombra de acordo com a altura do sol e seu azimute. A ferramenta também dispõe de gráficos da trajetória solar com base nas coordenadas fornecidas, sendo possível conhecer as horas efetivas de insolação, a amplitude e a altura do arco solar nos solstícios (21 de junho e 21 de dezembro) e os equinócios

(21 de março e 21 de setembro), a altura e o azimute do sol para os diferentes momentos do dia.

O eixo da terra possui um deslocamento angular de  $23,45^\circ$  em relação à normal da superfície elíptica do movimento de translação. Devido a esse deslocamento ocorre a declinação solar, que é o ângulo que os raios solares fazem com o equador. Este ângulo varia entre  $-23,45^\circ$  ao sul e  $23,45^\circ$  ao norte [4]. O mapa de geolocalização da indústria é apresentado na Figura 3, juntamente com os caminhos percorrido pelo sol nos solstícios de verão e inversor, bem como, nos equinócios de outono e primavera, traçados pelo site [sunearthtools.com](http://sunearthtools.com).

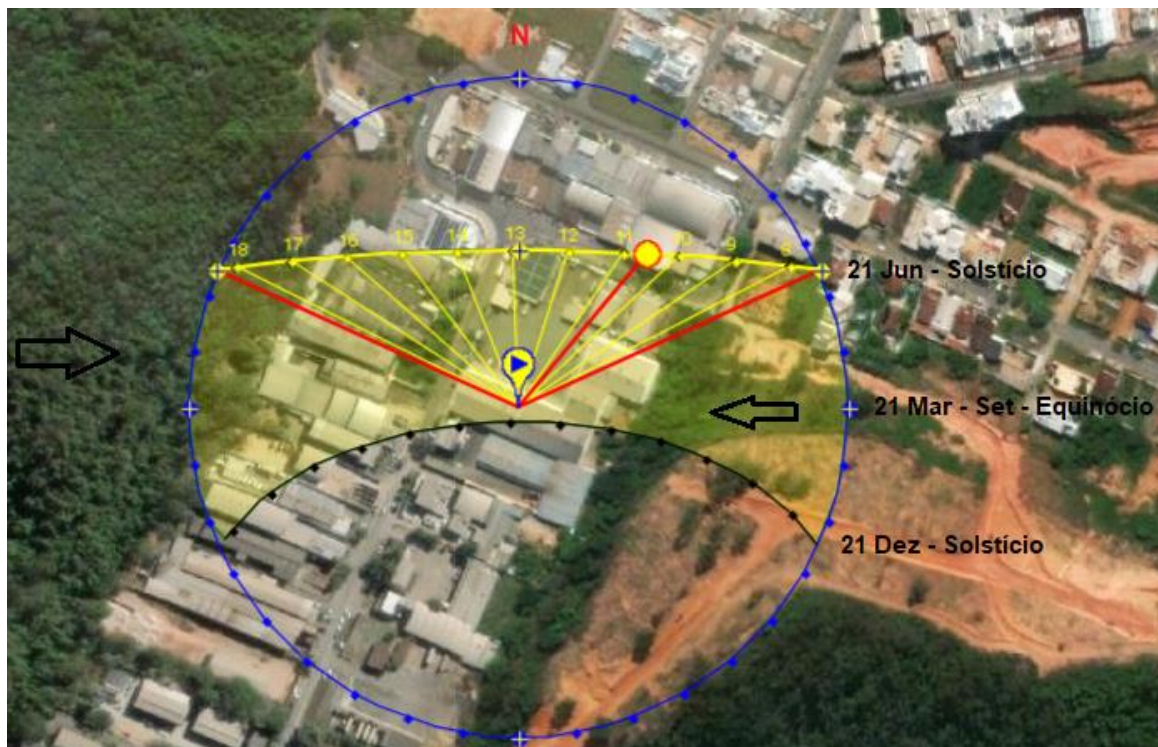


Figura 3: Caminhos do sol ao longo do ano.

Na Figura 3, a área em amarelo corresponde a variação de declinação solar, a linha em amarela trata do movimento do sol no dia de visita ao site. As linhas vermelhas determinam o nascer e pôr do sol, bem como, a posição exata do sol no momento de acesso ao site. As setas em preto apontam vegetações que podem sombrear os módulos no início e fim dos dias.

As árvores localizadas ao fundo da indústria serão podadas e monitoradas no tempo, com o objetivo de mantê-las de altura considerável, de forma que não proporcione nenhum tipo de sombreamento na usina. Ao final dos dias, um mínimo sombreamento ocorrerá sobre os módulos devido a vegetação de uma área de preservação ambiental presente no lado esquerdo, conforme marcação feita na Figura 3. O aplicativo "ESTIMATE" foi utilizado para calcular as perdas



devido ao sombreamento causado pelas vegetações, o valor calculado pelo aplicativo foi de 1,89%.

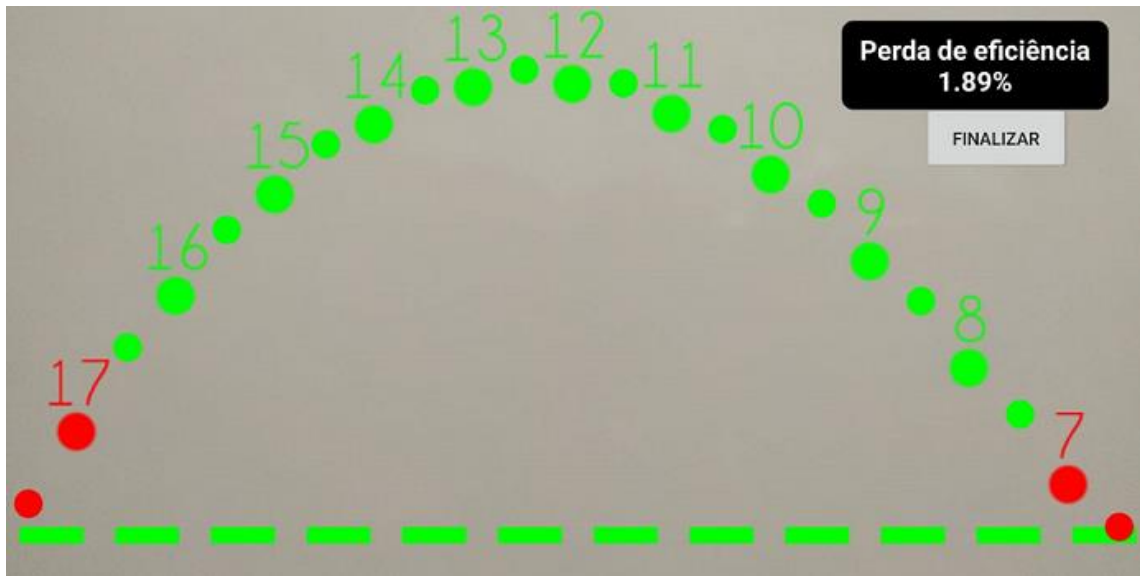


Figura 4: Perdas devido ao relevo.

O telhado do galpão não possui a orientação e inclinação ideal para a geração de energia solar fotovoltaica, assim, haverá perdas no sistema devido ao posicionamento dos módulos. Essas perdas foram calculadas no aplicativo "ESTIMATE" e são apresentadas na Figura 5.

**Perdas por posicionamento do módulo:** ?

Ângulo de inclinação ( $\beta$ ):  °

Ângulo azimutal ( $\gamma_c$ ):  °

Latitude:

Longitude:

ENCONTRAR LATITUDE E LONGITUDE

CALCULAR

Ângulo de inclinação ideal:  °

Perda:  %

Figura 5: Perdas devido a orientação e inclinação.

Os parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos são apresentados sob condições padrão STC (Standard Test Conditions). Porém, a temperaturas da célula FV pode variar de 20 - 40°C acima da temperatura ambiente [5]. O coeficiente de temperatura  $P_{max}$  informa o percentual de perda por grau acima dos 25°C padrão. Para este estudo será considerado a temperatura da célula de 25°C acima da temperatura padrão. Através da equação (1), pode-se estimar a porcentagem de perdas devido a temperatura de operação das células.

$$Perdas_{\%} = (T_C - T_P) * P_{Máx} \quad (1)$$

$$Perdas_{\%} = (50 - 25) * 0,35 = 8,75\%$$

Apesar dos avanços na tecnologia aplicada, os módulos fotovoltaicos são sensíveis ao acúmulo de sujeira. A sujeira dos módulos pode causar perdas no desempenho do sistema de 4 a 26,3% dependendo do tipo de célula [6]. Sendo de extrema importância a limpeza periódica dos módulos. Para este estudo será considerado uma perda de 4% no sistema devido a sujeira dos módulos.

Além das perdas citada, outros fatores influenciam diretamente na eficiência global do sistema e devem ser considerados, são eles: Mismatch, perdas associadas a esse efeito podem alcançar até 10% [7]. No entanto, nesse estudo essa perda será considerada em 1,5%. Os condutores c.c e c.a. serão dimensionados no capítulo 2 deste estudo e atenderam as normas vigentes para cada situação. No entanto, além de atender as normas, será considerado uma perda adicional de 0,5% devido ao efeito joule nos condutores.

As perdas devido a eficiência do inversor foram estimadas em 1,2%, conforme o datasheet em anexo. No transformador, considerando o fator de carga igual a 75% e o fator de potência unitário, as perdas devido a eficiência do transformador foram estimadas em 1,57 [8]. A Tabela 1 apresenta os parâmetros de perdas consideradas nesse projeto.

Tabela 1: Projeção de perdas no sistema.

<b>Perdas</b>	<b>Considerado (%)</b>
Sombreamento	1,89
Posicionamento do módulo	0,54
Temperatura do módulo	8,75
Sujidade	4
Mismatch	1,5
Joule	0,5
Eficiência do Inversor	1,2
Perdas no transformador	1,57
<b>Total de perdas</b>	<b>19,95%</b>

## 1.4 UNIDADE CONSUMIDORA E ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA

A unidade consumidora (UC) é atendida pela concessionária CEMIG, o atendimento é em média tensão 13,8 kV em 60Hz, com subestação aérea e transformador de 300 kVA, a indústria possui demanda contratada de 245 kW. A modalidade tarifária é THS Verde A4, classe comercial. Para implantação da UFV será necessário realizar uma atualização na subestação de entrada da unidade consumidora, as atualizações estão descritas no item 3. A Tabela 2 apresenta os dados da subestação atualizada da UC. Para não expor a empresa, o número do cliente e da instalação informados, são fictícios.

Tabela 2: Informação da UC.

Concessionária de energia	Cemig Distribuidora S.A
Cidade	Coronel Fabriciano-MG
Coordenadas	19°30'43.7"S, 42°38'25.1"W
Nº do cliente	700000000
Nº da instalação	300000000
Classe	Comercial
Subclasse	Comercial
Modalidade tarifária	THS Verde A4
Demanda contratada	255kW
Horário ponta	17:00 as 20:00
Tensão de fornecimento	13,8kV
Tipo de ramal de entrada	Subestação cabine blindada
Transformador da subestação	500kVA
Disjuntor da subestação	630A

Para realizar o levantamento de consumo do cliente, foi utilizado o histórico de consumo no período de um ano (Jun/22 - Mar/23), visando considerar o perfil de consumo da indústria em todas as estações do ano e ciclos comerciais. O responsável pela empresa foi consultado sobre previsão de instalação de equipamentos ou aumento do consumo futuro, no entanto, no momento não há intenção de elevar o consumo. O projeto se enquadra na modalidade de autoconsumo local, eletricamente junto a carga, participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), no qual o excedente de energia elétrica gerado por unidade consumidora de titularidade de um consumidor-gerador, pessoa física ou jurídica, é compensado ou creditado na mesma unidade consumidora, conforme descrito na Lei Nº14.300, de 6 de janeiro de 2022 [9].

Como pode ser observado na Tabela 3, o valor de demanda contratada foi superado 4 vezes dentro do ano analisado, gerando multas para o cliente. Assim, será previsto nesse projeto um aumento de 10 kW na demanda

contratada, alterando para 255 kW. Da mesma forma, a tabela exibe dados de consumo Hora Ponta (HP) e Hora Fora Ponta (HFP), bem como, valor médio mensal e anual pagos pelo consumo de energia elétrica.

Tabela 3: Histórico de consumo da UC.

<b>Dados de consumo anual de energia da UC</b>					
<b>Mês</b>	<b>Demanda HP (kW)</b>	<b>Demanda HFP (kW)</b>	<b>Energia HP (kWh)</b>	<b>Energia HFP (kWh)</b>	<b>Consumo total (kWh)</b>
Jun/22	172	252	738	26.568	27.306
Jul/22	118	241	738	26.322	27.060
Ago/22	105	242	738	26.486	27.224
Set/22	154	222	615	20.787	21.402
Out/22	155	238	984	22.017	23.001
Nov/22	217	252	2.091	25.338	27.429
Dez/22	229	246	1.476	23.616	25.092
Jan/23	166	221	861	18.573	19.434
Fev/23	214	240	2.214	23.493	25.707
Mar/23	129	239	861	25.092	25.953
Abr/23	213	242	1.230	19.926	21.156
Mai/23	216	248	2.091	24.354	26.445
<b>Consumo médio mensal</b>	<b>174</b>	<b>240</b>	<b>1.220</b>	<b>23.548</b>	<b>24.767</b>
<b>Valor mensal (R\$)</b>	<b>5.308,91</b>		<b>2.729,75</b>	<b>10.813,79</b>	<b>18.852,45</b>
<b>Consumo médio anual</b>	<b>2.940</b>		<b>14.637</b>	<b>282.572</b>	<b>297.209</b>
<b>Valor anual (R\$)</b>	<b>63.706,89</b>		<b>32.757,02</b>	<b>129.765,54</b>	<b>226.229,45</b>
Tarifa com Impostos (R\$)	Demanda HFP	Energia HFP	Energia HP		
	21,66901	0,45923	2,23796		

Conforme dados da Tabela 3, com a implementação da UFV a indústria terá uma redução na fatura de energia elétrica de aproximadamente 70%.

## 2-Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

Este capítulo tem como objetivo dimensionar o sistema fotovoltaico para atender o consumo da UC. Serão especificados e quantificados equipamentos como, módulos fotovoltaicos, inversores, dispositivos de proteção e cabeamento. Todas as perdas estimadas no capítulo 1 serão consideradas no dimensionamento dos módulos e inversores.

Fatores climáticos interferem diretamente no desempenho do sistema fotovoltaico, de forma positiva ou negativa. Porém, são variáveis que não podem ser controladas, apenas aproximações baseadas em dados históricos podem ser feitas.

## 2.1 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS E INVERSORES FV

O dimensionamento do sistema tem como base o consumo médio na Hora Ponta e Hora Fora Ponta da UC. O horário de ponta definido pela concessionária é das 17 às 20 horas, nesse período podemos considerar que o sistema fotovoltaico não gera energia. Assim, utiliza-se o fator de ajuste definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [10], para descontar o consumo nesse posto horário. Pode-se calcular o fator de ajuste através da razão entre a tarifa Hora Ponta (HP) pela tarifa Hora Fora Ponta (HFP).

- 1) TE – HP: R\$ 467,46 R\$/MWh
- 2) TE – HFP: R\$ 298,38 R\$/MWh

Logo o fator de ajuste é:

$$\mathbf{Fator}_{Ajuste} = \frac{TE_{HP}}{TE_{HFP}} = \frac{467,46 \text{ R\$/MWh}}{298,38 \text{ R\$/MWh}} = \mathbf{1,56} \quad (2)$$

Assim, pode-se calcular a quantidade de energia necessária para suprir a demanda energética do cliente.

$$\mathbf{Energia}_{Total} = \mathbf{Cons. Médio}_{HFP} + (\mathbf{Fator}_{Ajuste} * \mathbf{Cons. Médio}_{HP}) \quad (3)$$

$$\mathbf{Energia}_{Total} = 23.548 + (1,56 * 1.220) = \mathbf{25.452 \text{ kWh/Mês}}$$

Ciente de que o sistema fotovoltaico deve produzir 25.452 kWh/mês para atender a indústria, pode-se calcular o número de módulos necessário através da equação (4).

$$\mathbf{N} = \frac{\mathbf{Energia}_{Total}}{\mathbf{Radiação} * \mathbf{A} * \mathbf{\epsilon} * \mathbf{\varphi} * 30} \quad (4)$$

Sendo,

N – Número de Módulos

Irradiação – Média em kW/(m<sup>2</sup>dia) do local (4,67 kWh/m<sup>2</sup>dia)

A – Área do módulo FV (2,55 m<sup>2</sup>)

$\epsilon$  – Eficiência do módulo FV (21,5%)

$\varphi$  – Eficiência global do sistema (80,05%)

O módulo escolhido para ser utilizado nesse projeto é o modelo Longi LR5-72HPH 550 monocristalino [11], com registro no INMETRO 003742/2021. A Tabela 4 apresenta as características do módulo. Mais detalhes podem ser observados no datasheet em anexo.

Tabela 4: Características do módulo fotovoltaico utilizado na instalação.

Parâmetros do módulo FV	Símbolo	Valor
Modelo	-	LR5-72HPH 550
Potência máxima no STC*	$P_{mp}$	550 W
Tensão de máxima potência no STC*	$V_{mp}$	41,95 V
Corrente de máxima potência no STC*	$I_{mp}$	13,12 A
Tensão de circuito aberto no STC*	$V_{oc}$	49,80 V
Corrente de curto-circuito no STC*	$I_{sc}$	13,98 A
Eficiência do módulo	$\eta_{fv}$	21,5%
Dimensões do módulo	$D_{fv}$	2256x1133x35mm
Área do módulo	$A_m$	2,55 m <sup>2</sup>
Massa do módulo	$m_{fv}$	27,2 kg
Coefic. Térmico de corrente (Isc)	$K_{isc}$	+0,048%/°C
Coefic. Térmico de tensão (Voc)	$K_{Voc}$	-0,27%/°C
Coefic. Térmico de potência (Pmax)	$K_{Pmax}$	-0,35%/°C
Número de células FV	$N_{cel}$	144

\*Informações no STC: 25°, 1000°C e AM1,5.

Portanto, considerando todos os dados apresentados, o número de módulos é calculado utilizando a equação (4).

$$N = \frac{25.452}{4,67 * 2,55 * 0,215 * 0,8005 * 30} = \sim 414 \text{ módulos}$$

Para encontrar a potência total do sistema é necessário multiplicar o número de módulos encontrado na equação (4), pela potência individual do módulo.

$$\text{Potência do Sistema} = N * \text{Potência}_{\text{Módulo}} \quad (5)$$

$$\text{Potência do Sistema} = 414 * 550 = 227,7 \text{ kWp}$$

Definiu-se no projeto utilizar mais de um inversor, para que a UFV não seja totalmente dependente de um único equipamento. Assim, caso um inversor apresentar defeito, parte da usina permanecerá em operação.

Optou-se por utilizar 3 inversores de 60 kW – 380 V. O equipamento possui 4 rastreadores MPPT, sendo 3 *strings* em cada rastreador. O inversor possui registro do INMETRO 002306/2019 e atende aos requisitos estabelecidos na ABNT NBR IEC 62116 [12], NBR 16149 [13] e NBR 16150 [14]. Possui seccionador, DPS Classe II e fusível gPV 15 A integradas no lado c.c. Apresenta máxima eficiência de 98,8% e Distorção Harmônica Total (DHT)  $3 < \%$  [15]. A tabela 5 apresenta as características do inversor, outras informações podem ser observadas no datasheet em anexo.

Tabela 5: Características do inversor utilizado na instalação.

Parâmetros do inversor FV	Símbolo	Valor
Modelo	-	PHB60K-MT
Máxima tensão c.c. por série FV	$V_{sfv}$	1000 V
Faixa de operação do MPPT	$\Delta V_{mppt}$	280~850 V
Tensão c.c. de partida	$V_{cc,min}$	200 V
Corrente c.c. máxima por série FV	$I_{serie,max}$	10 A
Corrente c.c. máxima por arranjo FV	$I_{arranjo,max}$	30 A
Número de séries FV por MPPT	$N_{inv,MPPT}$	3
Número de séries FV permitidas	$N_{inv,serie}$	12
Potência nominal c.a. do inversor	$P_{in}$	60 kW
Máxima corrente c.a. (RMS)	$I_{in}$	96 A
Tensão nominal de saída c.a. (RMS)	$V_{in}$	380/220 V ~ 60 Hz
THD	-	<3%
Fator de Potência	$FP_{inv}$	0.8 Cap./0.8 Ind.
Conexão CA	-	Trifásico (3F+N+T) ou (3F+T)
String Box CC Integrado	-	Seccionador, DPS C. II e Fusível gPV 15A
Máxima Eficiência	-	98,8%
Grau de Proteção	-	IP65
Dimensão do inversor	$D_{inv}$	586x788x267mm
Massa do inversor	$m_{inv}$	64 kg
Faixa de temperatura de Operação	$\Delta T_{inv}$	-30~60°
Comunicação	-	USB/RS485/Wi-Fi

\*Informações no STC: 25° e 1000°C

Serão conectados 138 módulos em cada inversor, sendo 2 arranjos com 3 séries de 12 módulos e 2 arranjos com 3 séries de 11 módulos por inversor, conforme apresenta o diagrama unifilar em anexo. Um resumo da configuração dos 414 módulos FV LR5-72HPH 550 em 3 inversores PHB60K-HT é

demonstrado na Tabela 6, um total de aproximadamente 1056 m<sup>2</sup> de área serão necessários apenas para comportar os módulos FV desta UFV.

Tabela 6: Configuração de módulos por inversor.

MPPT	1			2			3			4			Total de Módulos FV	Potência Total (Wp)	FSI (Pcc/Pca)
	STRING	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
Inversor 1	12	12	12	12	12	12	11	11	11	11	11	11	138	75.900	1,265
Inversor 2	12	12	12	12	12	12	11	11	11	11	11	11	138	75.900	1,265
Inversor 3	12	12	12	12	12	12	11	11	11	11	11	11	138	75.900	1,265
													414	227.700	

As tensões e potências estimadas em cada *string* por inversor são apresentadas na Tabela 7.

Tabela 7: Tensão e potência das strings por inversor.

FSI	1,265												
Voc (V)	49,8												
MPPT		1			2			3			4		
STRING		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversor 1	Tensão (V)	597,6	597,6	597,6	597,6	597,6	597,6	547,8	547,8	547,8	547,8	547,8	547,8
	Potência (W)	6.600	6.600	6.600	6.600	6.600	6.600	6.050	6.050	6.050	6.050	6.050	6.050
Inversor 2	Tensão (V)	597,6	597,6	597,6	597,6	597,6	597,6	547,8	547,8	547,8	547,8	547,8	547,8
	Potência (W)	6.600	6.600	6.600	6.600	6.600	6.600	6.050	6.050	6.050	6.050	6.050	6.050
Inversor 3	Tensão (V)	597,6	597,6	597,6	597,6	597,6	597,6	547,8	547,8	547,8	547,8	547,8	547,8
	Potência (W)	6.600	6.600	6.600	6.600	6.600	6.600	6.050	6.050	6.050	6.050	6.050	6.050

Portanto, os inversores PHB60K-MT atendem as exigências do projeto. Os dados apresentados nas Tabelas 6 e 7 indicam que os inversores operam dentro das características técnicas apresentadas no datasheet. O fator de sobredimensionamento do inversor (FSI) é 1,265, dentro do indicado pelo fabricante. O diagrama de ligação dos módulos no inversor é mostrado na Figura 6, em seguida, um resumo geral dos dados elétricos da UFV é apresentado na Tabela 8.



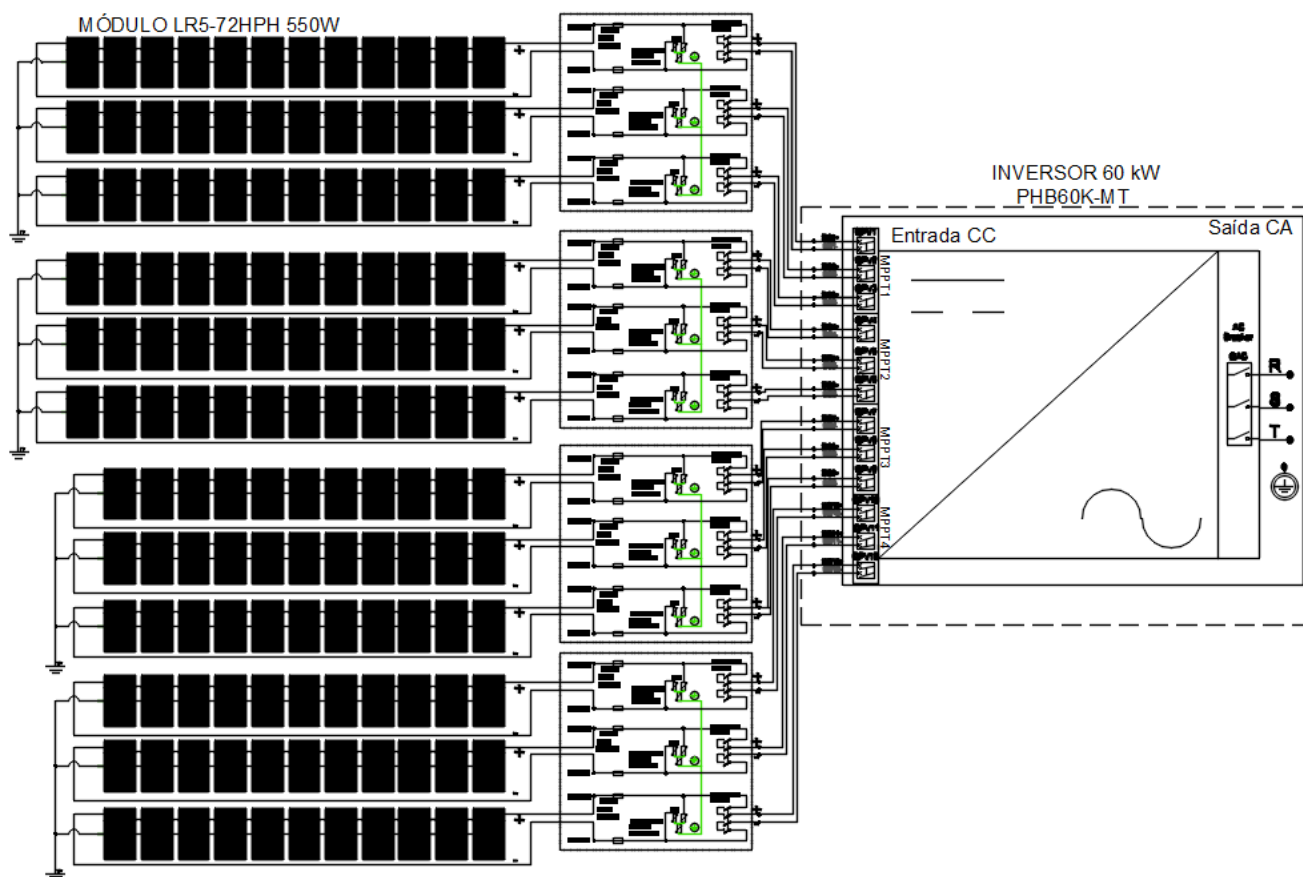


Figura 6: Esquema de ligação dos módulos FV ao inversor.

Tabela 8: Resumo do dimensionamento elétrico da UFV.

Parâmetro	Símbolo	Valor
Número de séries FV por inversor	$N_{série}$	12
Número de módulos FV por série fotovoltaica (MPPT 1 e 2)	$N_{sfv(MPPT\ 1\ e\ 2)}$	12
Número de módulos FV por série fotovoltaica (MPPT 3 e 4)	$N_{sfv(MPPT\ 3\ e\ 4)}$	11
Potência nominal da série fotovoltaica (MPPT 1 e 2) *	$P_{série(MPPT\ 1\ e\ 2)}$	6600W
Potência nominal da série fotovoltaica (MPPT 3 e 4) *	$P_{série(MPPT\ 3\ e\ 4)}$	6050W
Número de arranjos FV por inversor	$N_{arranjo}$	4
Número de módulos FV por arranjo fotovoltaico (MPPT 1 e 2)	$N_{sfv(MPPT\ 1\ e\ 2)}$	36
Número de módulos FV por arranjo fotovoltaico (MPPT 3 e 4)	$N_{sfv(MPPT\ 3\ e\ 4)}$	33
Potência nominal do arranjo fotovoltaico (MPPT 1 e 2)	$P_{arranjo(MPPT\ 1\ e\ 2)}$	19.800W
Potência nominal do arranjo fotovoltaico (MPPT 3 e 4)	$P_{arranjo(MPPT\ 3\ e\ 4)}$	18.150W
Número de módulos FV por inversor	$N_{fv,inv}$	138
Potência nominal c.c. por inversor*	$P_{fv}$	75,9 kW
Fator de sobredimensionamento do inversor	$FSI$	1,265
Número de inversores fotovoltaicos	$N_{inv}$	3
Número de módulos fotovoltaicos	$N_t$	414
Potência nominal c.c. da usina FV*	$P_{cc,usina}$	227,7 kW
Potência nominal c.a. da usina FV	$P_{ca,usina}$	180 kW

\*Informações no STC: 25° e 1000°C



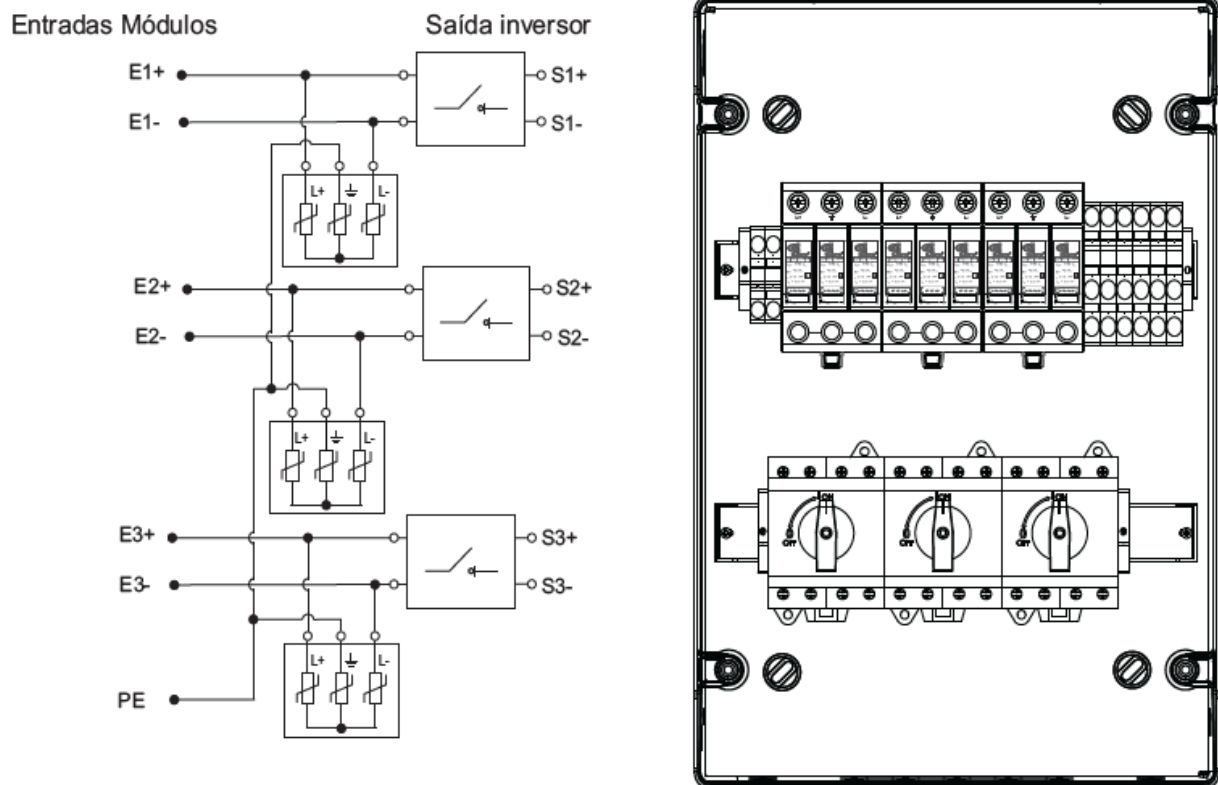


Figura 8: Esquema de ligação da stringbox [16].

Tabela 9: Resumo do dimensionamento da proteção c.c.

<b>Parâmetros da proteção C.C.</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Valor</b>
Número de stringbox c.c. por inversor	$N_{stbox}$	4
Número total de stringsbox c.c.	$NT_{stbox}$	12
<b>Parâmetros Stringbox C.C.</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Valor</b>
Número Entradas c.c.	$N_{entrada,cc}$	3
Número Saída c.c.	$N_{saída,cc}$	3
Corrente máxima c.c. por entrada	$I_{max,cc}$	32A
Seção dos Cabos	$S_{cabos}$	6 mm
Conexão cabo de aterramento	-	Direto no borne
Peso aproximado	$P_{string}$	4,2 kg
Dimensões Stringbox c.c.	$D_{string,cc}$	436 x 310 x 148 (C x L x A)
Grau de Proteção	-	IP 65
<b>Parâmetros DPS c.c.</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Valor</b>
Tensão máxima de operação contínua	$V_{dps}$	1040 V
Tempo de resposta típico	$T_{dps}$	< 25 ns
Corrente de descarga nominal DPS	$I_{dps}$	18 kA
Corrente de descarga máxima - 8/20 $\mu$ s	$I_{dps,max}$	40 kA
Classe	-	II
Nível de proteção	$V_{dps,max}$	5 kV
<b>Parâmetros Seccionador</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Valor</b>
Número de polos	-	4

Corrente máxima seccionador	$I_{max,secc}$	32A
Tensão nominal de isolamento	$V_{iso}$	1000V
Tensão nominal de pulso	$V_{pulso}$	8 kV

O dimensionamento das proteções do circuito c.a. dos inversores segue conforme a norma ABNT NBR 5410 [17] e indicação do fabricante. Os inversores serão conectados diretamente ao quadro geral de baixa tensão, que será instalado dentro da cabine dos inversores. O QGBT receberá os cabos dos três inversores que são conectados aos disjuntores de 125 A / 20 kA, individual para cada inversor. Os disjuntores serão interligados em barramentos de cobre 3/4" x 1/4" 146 A. A diante, os barramentos de cada inversor são conectados ao barramento geral de cobre 2" x 1/8" 390 A. Esse barramento será interligado a um disjuntor geral de 350 A / 35 kA.

Os disjuntores individuais e o disjuntor geral, bem como, os barramentos individuais de cada inversor e o barramento principal do QGBT, foram dimensionados de acordo com a corrente de projeto calculada para cada circuito. A corrente de projeto para cada inversor é 99,08 A, multiplicando pelo fator de segurança de 1,1, a corrente total será 108,98 A, conforme calculado na Tabela 10. O disjuntor especificado está entre a capacidade máxima de condução de corrente do barramento e a corrente total calculada para cada inversor.

Tabela 10: Dimensionamento disjuntor do inversor.

Dados c.a. da usina FV	Valor	Unidade
Potência c.a.	60000	W
Tensão RMS de linha	380	V
Tipo de sistema	Trifásico	-
Corrente RMS nominal	99,0875748	A
Corrente de projeto	108,98	A
Distância do transformador	10	m
Queda de tensão admissível do ponto de entrega	4	%
Impedância mínima nestas condições	12,57877188	V/Akm

Da mesma forma, para o disjuntor geral da UFV a corrente de projeto calculada na tabela 11 é 297, 26 A, aplicando o fator de segurança de 1,1 teremos a corrente total de 326,98 A. A corrente nominal do disjuntor geral está entre a capacidade máxima de condução de corrente do barramento e a corrente total calculada. A Tabela 12 apresenta os barramentos utilizados no QGBT da UFV.

Tabela 11: Dimensionamento do disjuntor geral QGBT.

Dados c.a. da usina FV	Valor	Unidade
Potência c.a.	180000	W
Tensão RMS de linha	380	V
Tipo de sistema	Trifásico	-
Corrente RMS nominal	297,2627244	A
Corrente de projeto	326,98	A
Distância do transformador	15	m
Queda de tensão admissível do ponto de entrega	4	%
Impedância mínima nestas condições	2,795282641	V/Akm

Tabela 12: Dimensionamento dos barramentos do QGBT.

## Barramentos de Cobre

Medida	Peso	Amperagem	Medida	Peso	Amperagem
3/8" x 1/16"	0,135kg	35	1.1/2" x 1/4"	2.150kg	539
1/2" x 1/16"	0,180kg	45	2" x 1/4"	2.870kg	718
3/8" x 1/8"	0,269kg	73	2.1/4" x 1/4"	3.230kg	808
1/2" x 1/8"	0,358kg	97	2.1/2" x 1/4"	3.590kg	898
5/8" x 1/8"	0,448kg	122	3" x 1/4"	4.310kg	1078
3/4" x 1/8"	0,537kg	146	4" x 1/4"	5.740kg	1437
1" x 1/8"	0,717kg	195	1.1/2" x 5/16"	2.690kg	665
1.1/4" x 1/8"	0,896kg	244	2" x 5/16"	3.590kg	885
1.1/2" x 1/8"	1,070kg	292	2.1/2" x 5/16"	4.490kg	1109
2" x 1/8"	1.430kg	390	1" x 3/8"	2.150kg	516
2.1/2" x 1/8"	1.790kg	488	1.1/2" x 3/8"	3.230kg	774

Na entrada de alimentação do QGBT da usina serão instalados dispositivos de proteção contra surto (DPS), 275 V / 45 kA - Classe II, individualmente em cada fase. A Tabela 13 apresenta um resumo dos componentes especificados para o quadro geral de baixa tensão da UFV, em seguida a Figura 9 apresenta o diagrama unifilar do QGBT da UFV.

Tabela 13: Composição QGBT.

Parâmetros da proteção C.A.	Símbolo	Valor
Corrente nom. disjuntor inversor	$I_{disj,inv}$	Tripolar 125A/20kA
Corrente nom. disjuntor geral QGBT.	$I_{disj,geral}$	Tripolar 350A/35kA
Número total de disjuntores	-	4
Corrente nom. barramento inversores	$I_{barra,inv}$	3/4" x 1/4" 146A
Corrente nom. barramento geral QGBT	$I_{barra,geral}$	2" x 1/8" 390A
Parâmetros DPS c.a.	Símbolo	Valor
Quantidade	-	3
Modelo	-	DPS Classe II (IEC 61643-11)
Corrente máxima DPS c.a.	$I_{ca,máx,DPS}$	45kA
Tensão máxima DPS c.a.	$V_{ca,máx,DPS}$	275Vca

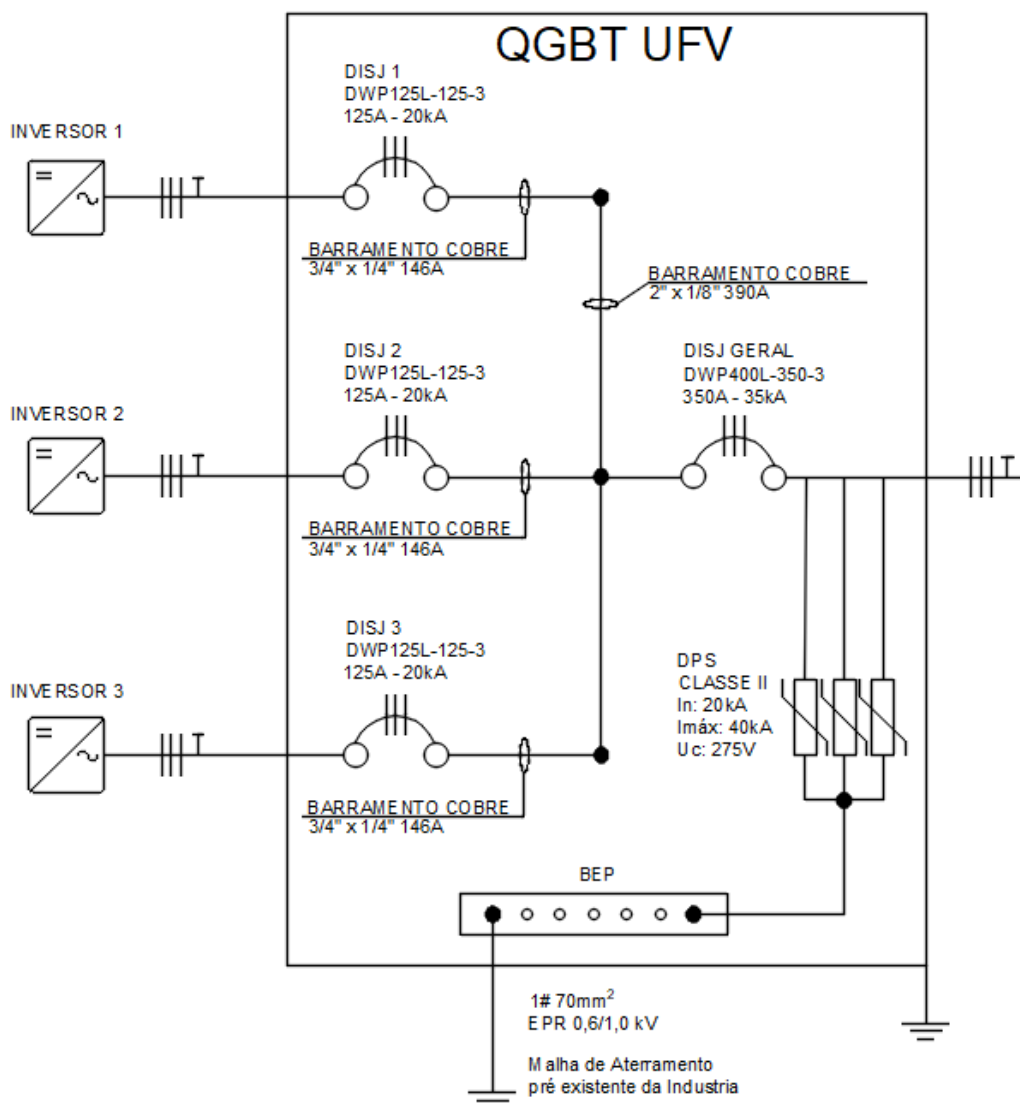


Figura 9: Diagrama QGBT da UFV.

### 2.3 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C. DE BAIXA TENSÃO

Os inversores serão instalados em local abrigado, construído de alvenaria e coberto por laje, com área total de 20 m<sup>2</sup>. Na parte frontal haverá uma grade para restrição de acesso. O local de implantação é em área aberta, próximo ao galpão e a subestação de entrada.

Os cabos ligados aos módulos percorreram toda a extensão do telhado ao ar livre protegido do sol, desceram pela alvenaria do galpão conduzidos em eletrocalha perfurada e com tampa, seguirão até a cabine dos inversores e serão diretamente conectadas as suas respectivas *stringboxes*, como demonstrado na Figura 6.

A Figura 10 apresenta detalhes da disposição dos cabos c.c. no telhado. A imagem demonstra o caminho dos cabos da *string 1*, conectada ao MPPT1 do primeiro inversor, sendo a mais longa, conforme o layout de configuração dos módulos apresentado na Figura 7.

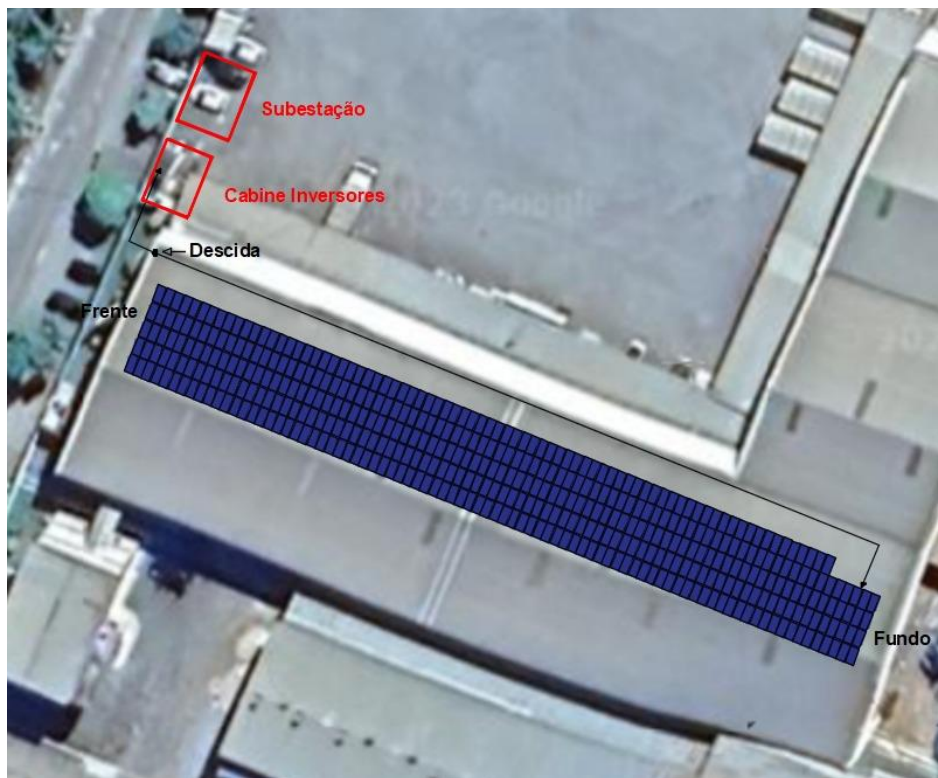


Figura 10: Detalhe cabos c.c., subestação e cabine dos inversores.

A Tabela 14 apresenta as distâncias dos cabos c.c. de todas as *strings* até as *stringboxes* de proteção. Os cabos mais longos são da *string 1*, MPPT 1 do primeiro inversor, com comprimento total de 115 metros.

Tabela 14: Comprimento cabos c.c.

MPPT		1			2			3			4		
STRINGS		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Inversor 1	Comprimento cabo c.c. (m)	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50	52
Inversor 2	Comprimento cabo c.c. (m)	54	56	58	60	62	64	66	68	70	72	75	78
Inversor 3	Comprimento cabo c.c. (m)	81	84	87	90	93	96	100	103	106	109	112	115

Para o dimensionamento dos cabos c.c tem-se como premissas os dados apresentados na Tabela 15.

Tabela 15: Premissas para dimensionamento de cabos c.c.

<b>Premissas e considerações</b>
Cabos satisfazem NBR 16612 e 16690
Temperatura ambiente: 40°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: 115m
Condutividade do cobre em 90° C: 44 m/Ωmm <sup>2</sup>
Queda de tensão máxima (relação ao ponto de máxima potência): 3%

Tendo como premissas os dados da Tabela 15, os cabos de c.c. foram dimensionados seguindo as normas ABNT NBR 16612 – Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura – Requisitos de desempenho [18], e NBR 16690 – Instalação elétrica em sistemas fotovoltaicos – Requisitos de Projeto [19]. Assim, o dimensionamento atende os critérios de seção transversal mínima, máxima condução de corrente e queda de tensão.

Foi utilizado como ferramenta para dimensionamento dos cabos a planilha disponibilizada pela Universidade Federal de Viçosa (UFV), a Tabela 16 apresenta o dimensionamento dos condutores.

Tabela 16: Dimensionamento de cabos c.c. de acordo com a ABNT NBR 16690.

<b>Dados de entrada para dimensionamento cabo c.c.</b>	<b>Valor</b>	
Método de referência	mp1	
Isolação	XLPE/EPR	
Temperatura ambiente/solo	40	°C
<b>Dados c.c. da usina FV</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
Potência nominal do módulo fotovoltaico	550	W
Tensão no ponto de máxima potência do módulo fotovoltaico	41,95	V
Corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico	13,98	A
Número de módulos fotovoltaicos em série	12	unid.
Número de séries fotovoltaicas	1	unid.
Número de arranjos fotovoltaicos	1	unid.
Uso de dispositivos de proteção contra sobrecorrente	Sim	-
Potência c.c. do sistema FV	6600	W
Corrente de projeto da série fotovoltaica	15	A



Corrente de projeto do arranjo fotovoltaico	25	A
Distância máxima de cabo da série fotovoltaica	115	m
Distância máxima de cabo do arranjo fotovoltaico	0	m
Queda de tensão admissível no MPP	3	%
Condutividade do cobre em 90° C	44	m/Ohm.mm <sup>2</sup>

#### **Dimensionamento do cabo da série fotovoltaica**

Critério seção mínima	2,5	mm <sup>2</sup>
Critério da capacidade de condução de corrente	1,5	mm <sup>2</sup>
Critério da queda de tensão	6	mm <sup>2</sup>
<b>Seção final</b>	<b>6</b>	<b>mm<sup>2</sup></b>

Por tanto, o cabo c.c especificado para o sistema segundo os critérios e normas adotadas será de 6mm<sup>2</sup> para todas as séries FV.

## **2.4 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A. DE BAIXA TENSÃO**

Para o dimensionamento dos cabos c.a. serão consideradas as premissas descritas na Tabela 17. Os dimensionamentos estão de acordo com a NBR 5410 [17] e levam em consideração as distâncias entre inversores ao quadro geral de baixa tensão (QGBT) da indústria; QGBT da indústria ao transformador abaixador da subestação.

Tabela 17: Premissas para dimensionamento de cabos c.a.

<b>Premissas e considerações</b>
Isolação EPR/XLPE, cabo unipolar 0,6/1 kV de cobre
Linha elétrica Inversores ao QGBT: Eletrocalha perfurada c/ tampa, com nove condutores carregados (3 circuitos na linha)
Linha elétrica QGBT ao transformador da UFV: Eletrocalha perfurada c/ tampa, com três condutores carregados (1 circuitos na linha)
Método de instalação com cabos unipolares ou cabo multipolar sobre suportes horizontais, eletrocalha aramada ou tela
Distância máxima do inversor ao QGBT da usina FV: 10 m
Distância máxima do QGBT da usina ao transformador: 15m
Queda de tensão máxima inferior a 4%
Temperatura ambiente: 30°C
Proteções de sobrecorrente e curto-circuito devidamente dimensionadas

Conforme descrito no datasheet do inversor PHB60K-MT, o equipamento pode operar na configuração 3F+T, sem o neutro. Dessa forma, o condutor neutro não será considerado nesse projeto.

O dimensionamento dos condutores do circuito c.a. dos inversores são apresentados nas Tabelas 18 e 19. Os cabos atendem aos critérios de seção mínima, capacidade de condução de corrente, queda de tensão e estão coordenados de acordo com as proteções especificadas na seção anterior

A Tabela 18 apresenta o dimensionamento dos cabos c.a. que interligaram os inversores ao QGBT da UFV.

Tabela 18: Dimensionamento dos cabos c.a. "Inversor ao QGBT da UFV".

<b>Dados de entrada para dimensionamento cabo c.a.</b>	<b>Valor</b>	
Método de referência	m_F	
Isolação	EPR/XLPE	
Temperatura ambiente/solo**	30	
Número de condutores carregados	3	
Número de circuitos na linha elétrica	3	
Condutor	Cobre	
Construção do condutor*	Unipolar	Justaposto
<b>Dados c.a. da usina FV</b>		
Potência c.a.	60000	W
Tensão RMS de linha	380	V
Tipo de sistema	Trifásico	-
Corrente RMS nominal	99,0875748	A
Corrente de projeto	120,8385059	A
Distância do transformador	10	m
Queda de tensão admissível do ponto de entrega	4	%
Impedância mínima nestas condições	12,57877188	V/Akm
<b>Condutor fase</b>		
Critério seção mínima	2,5	mm <sup>2</sup>
Critério da capacidade de condução de corrente	25	mm <sup>2</sup>
Critério da queda de tensão	1	mm <sup>2</sup>
<b>Seção final</b>	<b>25</b>	<b>mm<sup>2</sup></b>

Portanto, os condutores dimensionados entre os inversores e o QGBT da usina são de 25 mm<sup>2</sup>, conforme apresentado abaixo.

<b>Condutor</b>	<b>Seção Calculada</b>
Condutor Fase	25 mm <sup>2</sup>

A Tabela 19 apresenta o dimensionamento dos cabos c.a. que interligaram o QGBT da UFV ao transformador da subestação.

Tabela 19: Dimensionamento dos cabos c.a. "QGBT da UFV ao transformador".

<b>Dados de entrada para dimensionamento cabo c.a.</b>	<b>Valor</b>	
Método de referência	m_F	
Isolação	EPR/XLPE	
Temperatura ambiente/solo**	30	
Número de condutores carregados	3	
Número de circuitos na linha elétrica	1	
Condutor	Cobre	
Construção do condutor*	Unipolar	Justaposto
<b>Dados c.a. da usina FV</b>		
	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
Potência c.a.	180000	W
Tensão RMS de linha	380	V
Tipo de sistema	Trifásico	-
Corrente RMS nominal	297,2627244	A
Corrente de projeto	297,2627244	A
Distância do transformador	15	m
Queda de tensão admissível do ponto de entrega	4	%
Impedância mínima nestas condições	2,795282641	V/Akm
<b>Condutor fase</b>		
Critério seção mínima	2,5	mm <sup>2</sup>
Critério da capacidade de condução de corrente	120	mm <sup>2</sup>
Critério da queda de tensão	10	mm <sup>2</sup>
<b>Seção final</b>	<b>120</b>	<b>mm<sup>2</sup></b>

Portanto, os condutores dimensionados entre o QGBT da usina e o transformador da subestação são de 120 mm<sup>2</sup>, conforme apresentado abaixo.

<b>Condutor</b>	<b>Seção Calculada</b>
Condutor Fase	120 mm <sup>2</sup>

Por fim, um resumo dos condutores dimensionados entre os inversores, o QGBT e transformador da UFV são apresentados na Tabela 20.

Tabela 20: Dimensionamento dos cabos c.a. de acordo com a ABNT NBR 5410.

	<b>Crêterios</b>	<b>Bitola calculada</b>
inversor ao QGBT da UFV	Se�o transversal mínima	2,5 mm <sup>2</sup>
	Máxima condu�o de corrente	25 mm <sup>2</sup>
	Queda de tensão	1 mm <sup>2</sup>
	<b>Bitola do cabo c.c. final</b>	<b>25 mm<sup>2</sup></b>
QGBT da UFV ao transformador	Se�o transversal mínima	2,5 mm <sup>2</sup>
	Máxima condu�o de corrente	120 mm <sup>2</sup>
	Queda de tensão	10 mm <sup>2</sup>
	<b>Bitola do cabo c.c. final</b>	<b>120 mm<sup>2</sup></b>

## 2.5 ESTRUTURAS DE FIXA O E ATERRAMENTO DA UFV

Para fixar os módulos, será utilizado a estrutura de fixa o com mini trilho TZ-550 [20]. Estrutura fabricada em alumínio anodizado fosco para evitar corrosão, os demais acessórios como parafusos e porcas são fabricados em a o inox. O mini trilho foi projetado para ser fixado diretamente na crista do telhado trapezoidal, tornando a instala o rápida e prática. A instala o deve ser feita perpendicular   queda do telhado, a fixa o dos trilhos   feita através de rebites em 3 cristas de telha. Para evitar vazamentos, borrachas EPDM acompanham a estrutura de fixa o. A Figura 11 apresentam um exemplo de fixa o da estrutura.

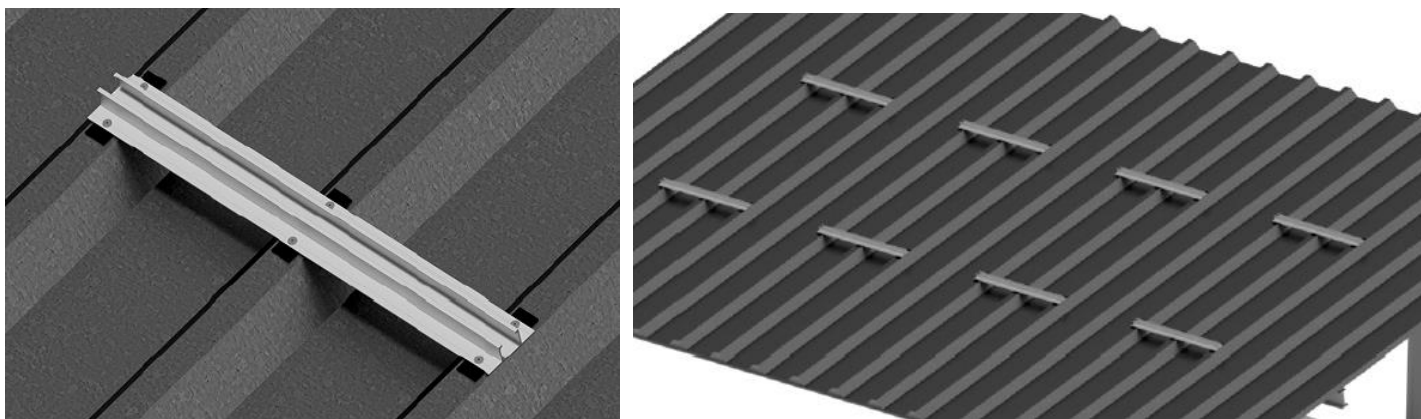


Figura 11: Estrutura de fixa o dos módulos [20].

A usina fotovoltaica   interligada ao eletrodo de aterramento previamente existente da unidade consumidora, estando devidamente equipotencializados ao eletrodo de aterramento da UC. O dimensionamento dos condutores de aterramento do lado c.c e c.a. da UFV seguem diretrizes das nos ABNT NBR 5410 [17] E NBR 16690 [19].

No lado c.c o condutor de proteção para aterrar as partes metálicas expostas do arranjo fotovoltaico tem seção mínima de  $6 \text{ mm}^2$  de cobre. O aterramento dos módulos é feito através do grampo de aterramento, inserido após a fixação dos módulos em um dos extremos dos mini trilhos. O cabo de aterramento é interligado entre os grampos de aterramento conforme apresenta a Figura 12.

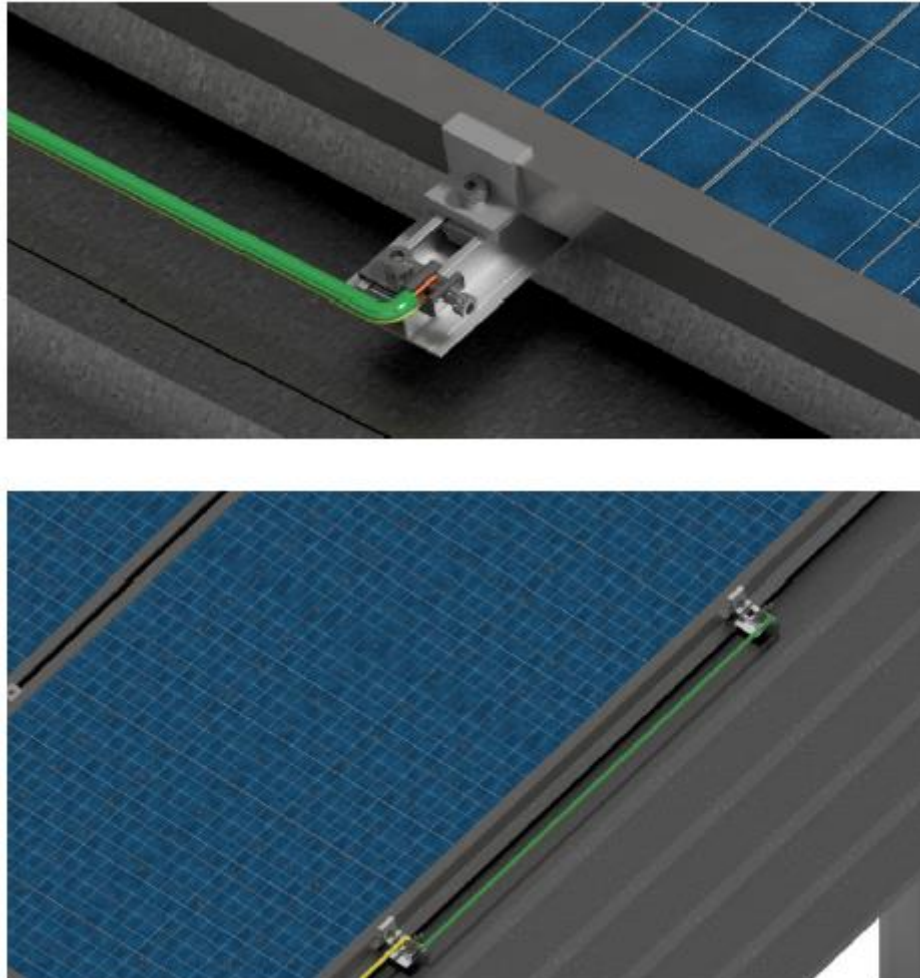


Figura 12: Aterramento dos módulos [20].

O aterramento dos módulos será feito individualmente por cada MPPT dos inversores. Dessa forma, os doze condutores de proteção serão equipotencializações no telhado. Três condutores de proteção descerão e serão equipotencializados no barramento do QGBT da UFV. Assim, todo o sistema estará equipotencializado.

Os condutores de proteção dimensionados para o lado c.c. e c.a da usina serão dimensionados de acordo com a ABNT NBR 5410 [17]. Conforme apresenta a Tabela 21 a seguir.

Tabela 21: Dimensionamento dos condutores de aterramento segundo NBR 5410.

Seção dos condutores de fase $S$ $\text{mm}^2$	Seção mínima do condutor de proteção correspondente $\text{mm}^2$
$S \leq 16$	$S$
$16 < S \leq 35$	16
$S > 35$	$S/2$

Portanto, um resumo com os condutores de aterramento dimensionados para os circuitos c.c. e c.a da UFV são apresentados na Tabela 22 abaixo.

Tabela 22: Condutores de aterramento dimensionados para o 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 $\text{mm}^2$
Aterramento de estruturas, inversores e carcaças metálicas no lado c.a.	16 $\text{mm}^2$
Condutor de cobre nu, constituindo eletrodo de aterramento	70 $\text{mm}^2$

### 3-Dimensionamento da Cabine Primária

Atualmente a indústria possui subestação aérea com um transformador de 300 kVA e demanda contratada de 245 kW. No entanto, devido a subestação atual ser antiga e não atender as normas vigentes da concessionária de energia, será necessário realizar uma atualização na subestação de entrada da UC. A nova subestação será do tipo 4, subestação blindada de uso externo, de acordo com a norma de distribuição ND 5.3 da CEMIG [21]. A demanda contratada será reajustada em 4%, passando para 255 kW.

Como a indústria opera mediante ciclos agrícolas e comerciais, prevendo possíveis novos aumentos de demanda contratada e com a intenção de evitar atualizações futuras na subestação, além da subestação blindada, um novo transformador de 500 kVA será previsto nesse projeto.

### 3.1 CARACTERÍSTICAS DO ATENDIMENTO A SUBESTAÇÃO

A subestação será atendida com ramal de conexão aéreo, devido estar no lado contrário da rede de distribuição da CEMIG. O poste para ancoragem e conexão em média tensão está localizado dentro do empreendimento a 0,6 m da divisa. Os cabos desceram em eletroduto subterrâneo e serão levados a entrada da subestação que está a 1,5 metros do poste como apresenta a Figura 13.

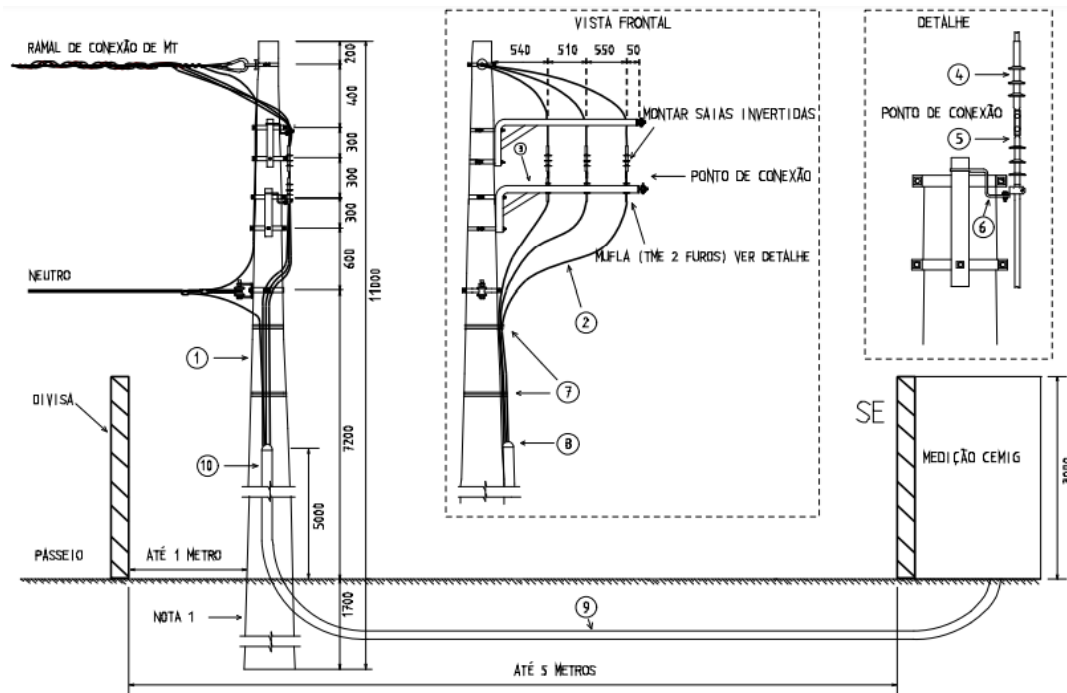


Figura 13: Ramal de conexão em MT [21].

### 3.2 CARACTERÍSTICAS DA SUBESTAÇÃO E DO TRANSFORMADOR

Como informado no início deste capítulo, a subestação utilizada no projeto será do tipo nº 4 – Subestação Blindada, conforme norma ND-5.3 CEMIG – “Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão” [21]. Optou-se por este modelo de subestação devido ser uma solução pronta, com todos os itens internos inclusos, além de ser um modelo já aprovado pela concessionária CEMIG. A cabine blindada possui os cubículos de medição, seccionamento e proteção, construída em conformidade com a ABNT NBR IEC 62271-200 – “Conjunto de Manobra e Controle de Alta Tensão” [22]. A cabine é fabricada em aço galvanizado de alta resistência para instalação ao ar livre (IP54), possui classe de tensão de 15 kV – 60Hz e nível de curto-circuito de 12,5 kA/1 s, muito acima do nível de curto-circuito calculado no item 3.5. A Tabela 23 apresenta as dimensões, características mecânicas e elétrica da subestação blindada,

mais detalhes da subestação podem ser observados nas vistas em cortes nos anexos.

Tabela 23: Características da Subestação Blindada.

<b>Dimensões Subestação</b>			
Item	Altura (mm)	Largura (mm)	Comprimento (mm)
Cobertura Subestação	80	1785	3760
Subestação Blindada	2240	1385	3560
Módulo de medição	2240	1385	1430
Módulo de seccionamento	2240	1385	700
Módulo de proteção	2240	1385	1430
Base de concreto	100	2185	5460
Área do transformador	-	1985	1600
<b>Características Mecânico Subestação Blindada</b>			
Grau de proteção		IP54	
Espessura das chapas		4,5mm / 2,65mm / 1,95mm	
Tratamento das chapas		Químico-fosfatização	
Acabamento final		Pintura eletrostática à pó	
Cor		Cinza Munsell N6,5	
Espessura média da pintura		80 micras	
<b>Características Elétricas</b>			
Classe de tensão		15 Kv	
Tensão nominal		13,8 kV	
Tensão nominal aplicada frequência industrial		34 kV	
Nível básico de impulso atmosférico (NBI)		95 kV	
Frequência nominal		60 Hz	
Nível de curto-circuito		12,5 kA	
Tensão de comando		115 Vca	
Tensão auxiliar (Aquecimento)		115 Vca	
Barramento interno (Cobre)		1.1/4" x 1/4"	
Corrente nominal dos barramentos		400A	
Tratamento dos barramentos		Prateamento	
Identificação dos barramentos		Adesivo	
Ensaio de tipo (NBR IEC62.271-200)		Sim	
Ensaio de rotina em fábrica (padrão)		Sim	

O transformador de 500 kVA a ser utilizado no projeto e fabricado pela WEG e atende a norma ABNT NBR 5356 – “Transformadores de Potência” [23]. O equipamento possui IP54 e será instalado ao tempo, ao lado da subestação blindada. As características do transformador são apresentadas na Tabela 24.



Tabela 24: Características do transformador.

Característica dos transformadores	Valor
Potência aparente [kVA]	500
Tensão primária [V]	13800
Tensão secundária [V]	380
Ligação enrolamento Primário	Triângulo
Ligação enrolamento Secundário	Delta
Impedância [%]	4,5 %
Classe material isolante	ONAN
Grupo de ligação	Dyn1
Frequência [Hz]	60
Condutor	Cobre
X/R	4,1498

As Figuras 14 e 15 apresentam as vistas frontal e superior da subestação blindada, com detalhes para as conexões elétricas dos cabos ao transformado.

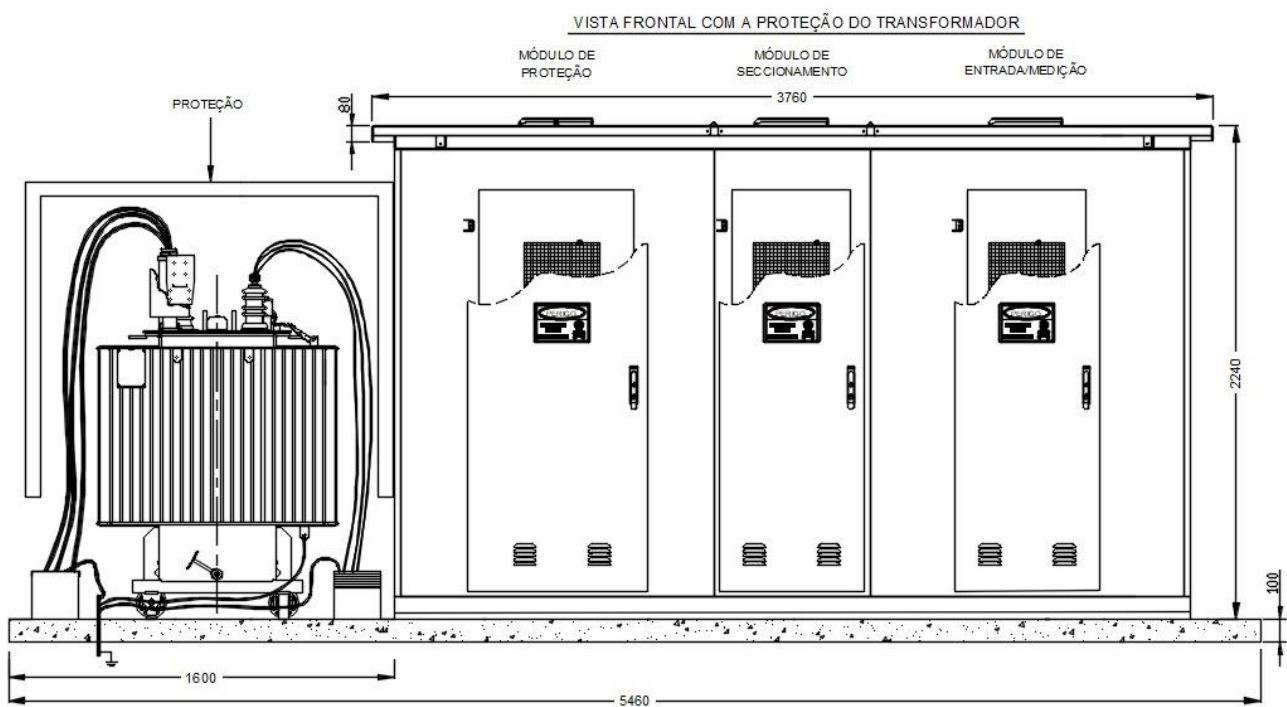


Figura 14: Vista frontal subestação.

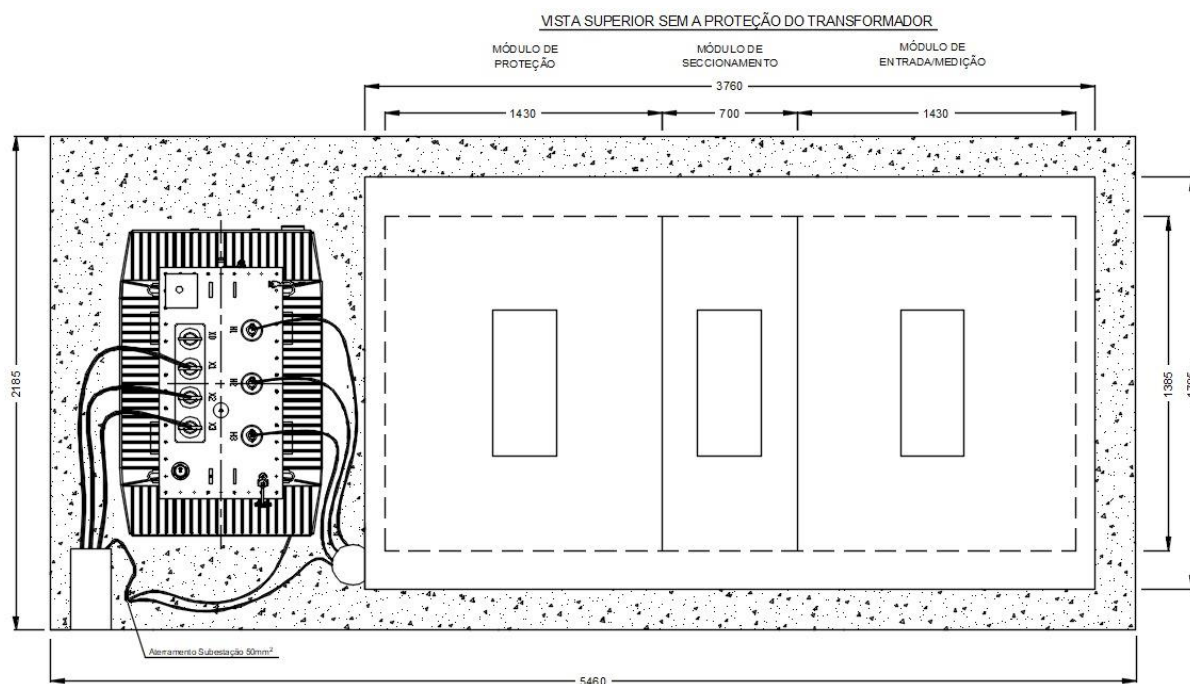


Figura 15: Vista superior subestação.

Os cabos de média tensão (MT) sairão do módulo de proteção da cabine blindada e serão diretamente conectados ao primário do transformador. No lado de baixa tensão (BT), os cabos saíram do secundário do transformador diretamente para o QGBT da UFV. A Figura 16 apresenta um exemplo de como será a subestação blindada com transformador externo ao final do projeto.



Figura 16: Subestação blindada com transformador externo.

A subestação será devidamente cercada com tela de alambrado, com altura de 3 m e concertina instalada na parte superior. O acesso a área interna da subestação se dará por um portão lateral com 2 m de comprimento. A grade terá placas de informativo de risco a vida. As Figuras 17 e 18 apresentam detalhes da tela de alambrado que cercará a subestação, medidas apresentadas em mm.

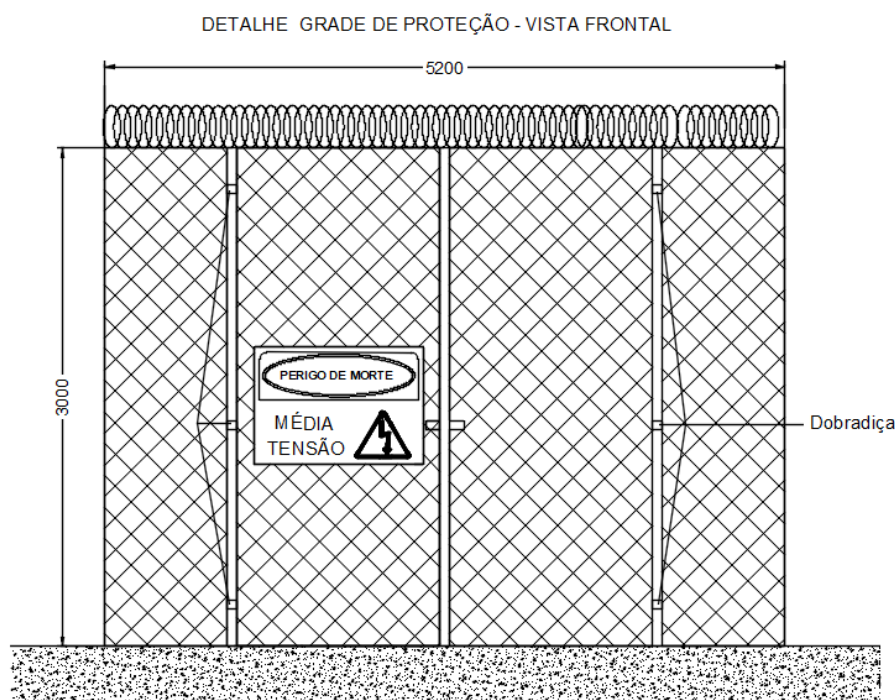


Figura 17: Grade de proteção vista frontal.

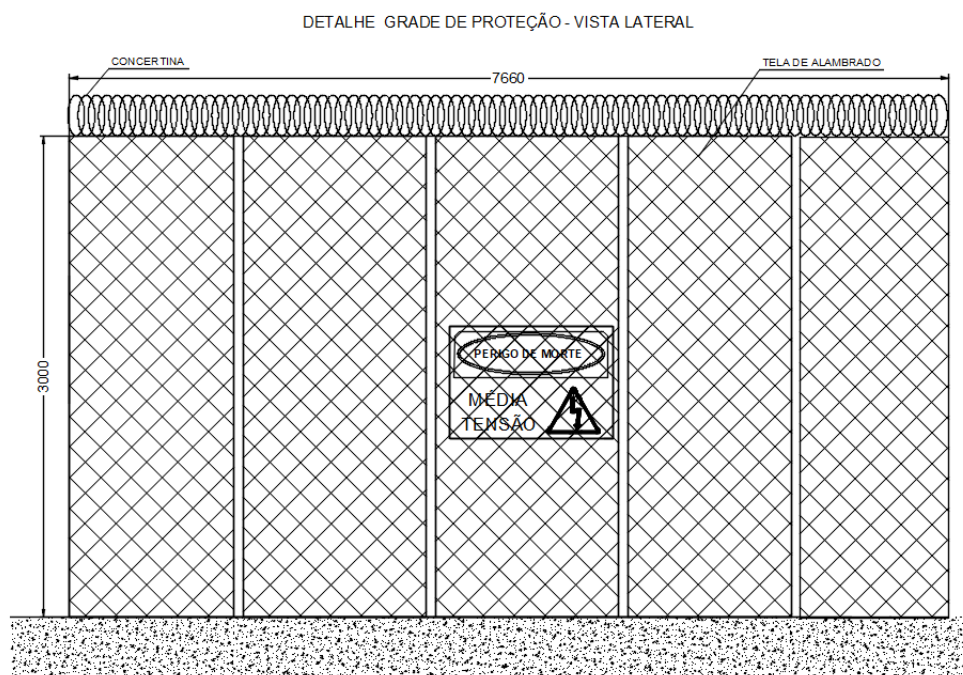


Figura 18: Grade de proteção vista lateral.

A área total destinada a subestação é de 39,83 m<sup>2</sup>. A subestação blindada e o transformador serão apoiados em base de concreto, no centro do espaço. Para diminuir a tensão de passo e proteger operadores, será aplicado no solo uma cobertura de 20 cm de brita nº 2, com o objetivo de aumentar a resistividade superficial do solo e evitar acidentes. A Figura 19 apresenta a vista superior da área de instalação da subestação blindada.

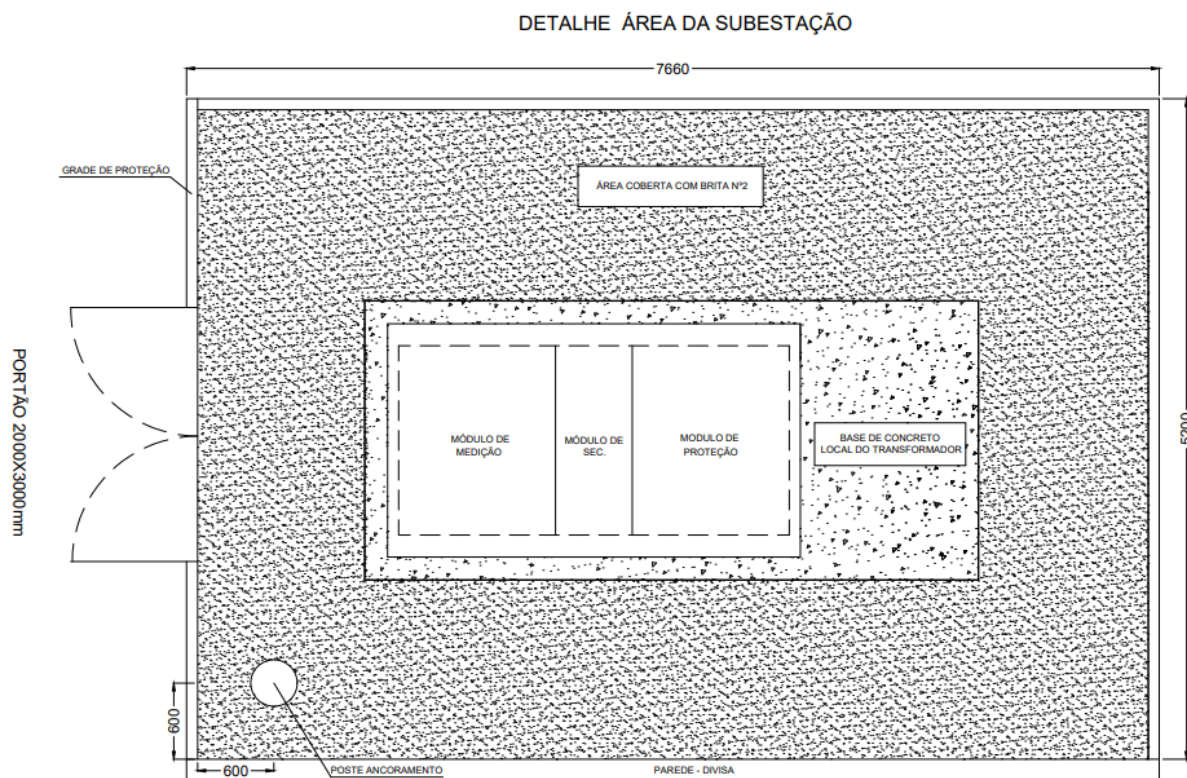


Figura 19: Área da subestação.

### 3.3 DISJUNTOR MT, TRANSFORMADORES DE TENSÃO E CORRENTE

O disjuntor de média tensão (MT) especificado no projeto é fabricado pela WEG, modelo VBWC630 a vácuo, classe de tensão de 17,5 kV e  $I_{sc}$  de 25 kA. A Tabela 25 apresenta as características do disjuntor a ser utilizado no projeto.

Tabela 25: Disjuntor de Média Tensão

Marca	Weg
Modelo	VBWC630
Tecnologia de interrupção	Vácuo
Corrente Nominal - $I_n$ (A)	630
Corrente Máxima de Interrupção - $I_{cc}$ (kA)	25
Tensão Máxima de Operação - (kV)	17,5

Tensão Nominal de Operação - Vn (kV)	13,8
Tensão Máxima de Impulso - (kV)	95
Tempo de abertura - (seg)	≤0,04
Tempo de fechamento - (seg)	≤0,06
Frequência - (Hz)	60Hz
Tempo de Curto - tcc (s)	1
Massa (Kg)	55

Os transformadores de potencial (TP) e transformadores de corrente (TC) são responsáveis por adequar as tensões e correntes do sistema em níveis apropriados para o processamento do relé de proteção. O transformador de corrente é projetado conforme ABNT NBR 6856 – “Transformador de corrente – Especificação e Ensaio” [24]. A Tabela 26 apresenta o dimensionamento do TC especificado para o sistema.

Tabela 26: Dimensionamento transformador de corrente.

Correntes de sensibilização do TC	Valor	Unidade
Corrente máxima primária - $I_{cc,3f}$	3885	A
Corrente mínima primária - $I_{pick-up,n(A-R)}$	2,86	A

<b>Critério de sensibilidade</b>	1	%
<b>Critério de curto-circuito</b>	20	vezes

Características físicas da instalação	Valor	Unidade
Carga do sensor de corrente do relé de proteção	0,175	VA
Cabo de comando que interliga o TC ao relé de proteção	2,5	mm <sup>2</sup>
Corrente nominal secundária do TC	5	A
Distância entre o TC e o relé de proteção	10	m
Potência secundária nominal do TC	12,5	VA

<b>RTC escolhido</b>	40	adm
Resistência do cabo (Zcabo) - reatância negligenciável	0,1596	Ohms
Resistência do relé (Zrelé) - reatância negligenciável	0,007	Ohms
Resistência do TC (Rtc)*	0,225	Ohms
Reatância do TC (Xtc)*	0,109	Ohms
Impedância máxima do TC (Ztc)	0,5	Ohms
Tensão induzida no secundário (Vs)	37,84494	V
Tensão máxima sem saturar (Vsmáx)	50	V
<b>12,5 VA 10P20 - RTC = 40</b>		

Devido a corrente mínima ( $I_{pick-up,n(A-R)}$ ) ser baixa (2,86A), foi necessário alterar o critério de sensibilidade para 1%, a fim de possibilitar a especificação do TC. Dessa forma, o dispositivo será menos sensível a correntes baixas, mas, manterá a sensibilidade em correntes elevadas.

Assim, o transformador de corrente (TC) especificado para o projeto é o 12,5 VA 10P20, com RTC (Relação de Transformação de Corrente) de 40, fator multiplicador de corrente igual a 20 e potência aparente de 12,5 VA.

O transformador de potencial é projetado conforme ABNT NBR 6855 – “Transformador de Potencial Indutivo” [25]. Para a proteção, o transformador de potencial (TP) deve ser especificado com base na sua carga nominal, visando garantir a classe de exatidão, para o circuito de proteção são necessários 3 TP’s, um para cada fase. A Tabela 27 apresenta as características do TP de proteção.

Tabela 27: Características do TP de proteção.

Modelo	0,3P75
Grupo	2(Fase-Terra)
Classe de Isolação	15kV
Tensão Primária	13800/ $\sqrt{3}$ V
Tensão Secundária	115V
Relação de Transformação de Tensão (RTV)	70-1
Uso	Interno
Frequência	60Hz
Carga Nominal	75VA
Fator de Sobretensão	1,2
Classe de Exatidão	0,30%
Potência Térmica	500VA

Para atender as cargas auxiliares, o dimensionamento é feito com base na potência térmica do dispositivo. No projeto serão previstos 2 TP’s para cargas auxiliares, um para cargas do circuito de proteção e outro para as demais cargas da SE. Os TP’s possuem as mesmas características técnicas apresentadas na Tabela 27, porém, a potência térmica será maior para atender as demandas das cargas. A Tabela 28 a seguir apresenta as características das cargas do circuito de proteção, o TP especificado para atender a demanda é o 0,3P75 – 1500 VA.

Tabela 28: Cargas circuito de proteção.

Carga	Quantidade	Potência (W)	FP	FD	Demanda (VA)
Lâmpada disjuntor ON	1	3	0,85	0,5	2
Lâmpada disjuntor OFF	1	3	0,85	0,5	2
Lâmpada mola carregada	1	3	0,85	1	3
Motor carregamento mola	1	600	0,85	1	700
Bobinas de fechamento e abertura	2	85	0,85	1	200
Cargas no no-break	1	85	0,85	1	100
Carga relé	1	5	0,85	1	6
Demanda Total em VA					1.013

A Tabela 29 apresenta as cargas auxiliares da SE, o TP especificado para atender a demanda e o 0,3P75 – 1000 VA.

Tabela 29: Cargas auxiliares SE.

Carga	Quantidade	Potência (W)	FP	FD	Demanda (VA)
Luminária de emergência	1	15	0,85	1	20
Tomada	1	100	0,85	1	120
Resistência de aquecimento	4	150	1	1	600
Demanda Total em VA					740

### 3.4 ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO

A malha de aterramento da subestação é do tipo quadrado cheio conforme apresentado na Figura 20, incluindo todos os equipamentos pertencentes a esta área. A malha de aterramento é composta por 12 eletrodos (hastes de aterramento + condutor), interligados por um condutor de cobre nu, rígido, seção  $50 \text{ mm}^2$ .

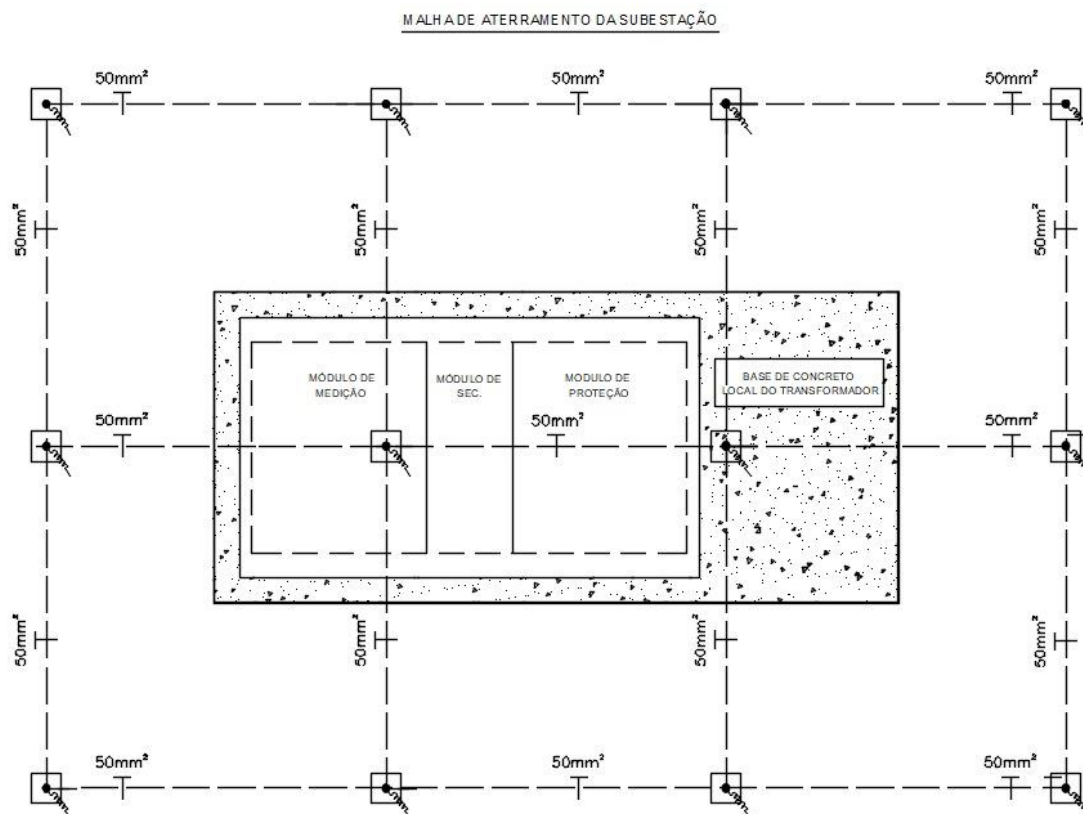


Figura 20: Malha de aterramento tipo quadrado cheio.

A distância entre as hastes é igual ao comprimento dos eletrodos utilizados (2,4 m). Todas as partes metálicas como carcaça da cabine blindada, transformadores, para-raios, portas, janelas, grades, suportes metálicos devem ser interligados a malha de aterramento através de condutor de cobre nu, rígido de  $50 \text{ mm}^2$ . Um cabo da malha de aterramento circunda a cabine blindada e todas as partes móveis serão aterradas através desse condutor. A Figura 21 destaca o aterramento da cabine blindada e partes móveis.



DETALHE ABERTURA DE PORTAS E ATERRAMENTO

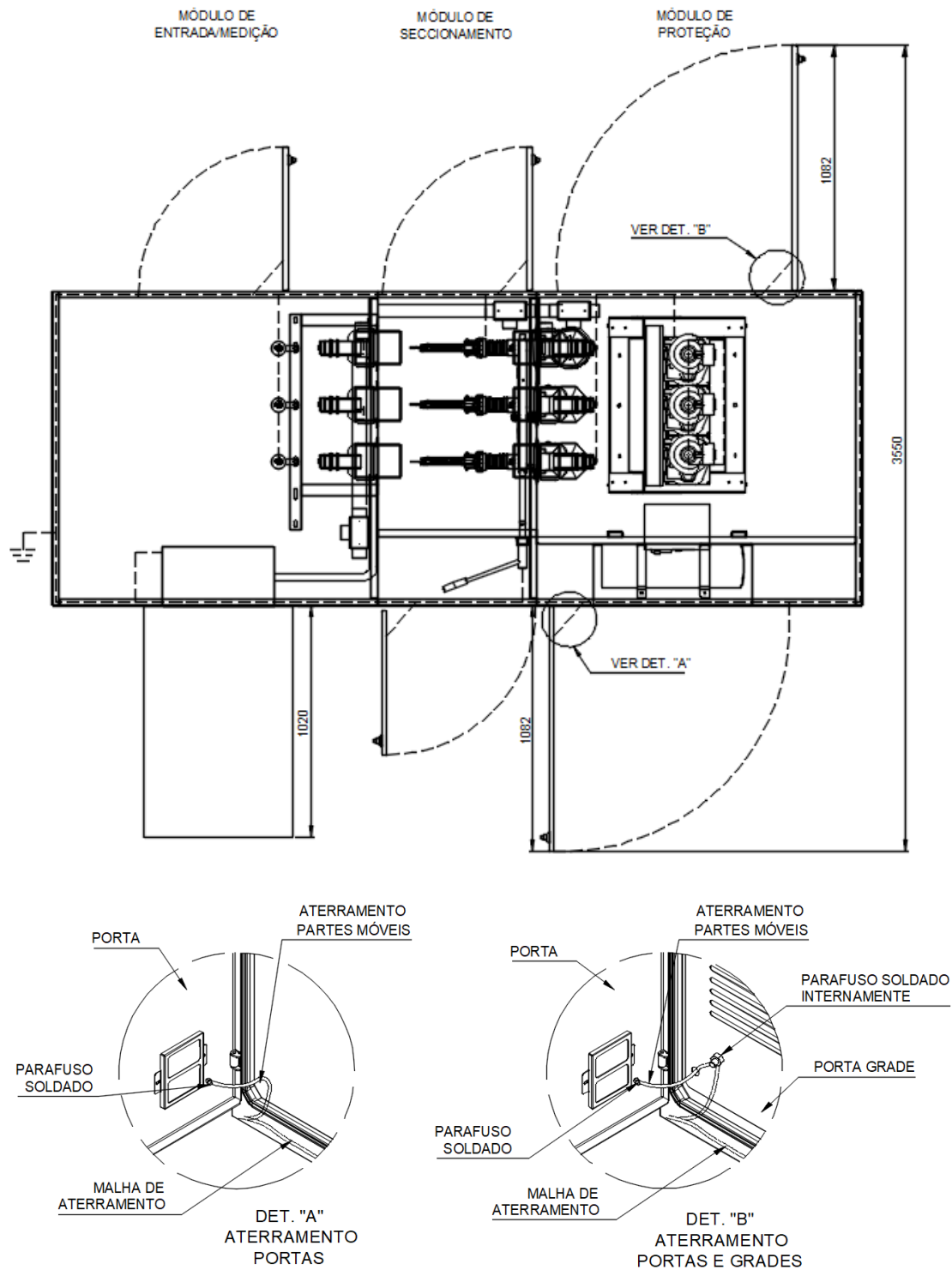


Figura 21: Aterramento partes móveis

Serão previstos "rabichos" de 500 mm em diversos pontos para aterramento de carcaças de equipamentos, ferragens, grades e para eventuais necessidades futura.

### 3.5 ESTUDOS DE PROTEÇÃO

O estudo de proteção tem como objetivo determinar as correntes de curto-circuito para que seja possível especificar os equipamentos de proteção do sistema. Para realizar o estudo de proteção será utilizado o método de componentes simétricas, teoria proposta por Charles L. Fortescue em 1918 que diz que “um sistema trifásico desequilibrado pode ser decomposto em três sistemas equilibrados e esta decomposição é única” [26].

A Tabela 30 apresenta os dados de potência, tensão, corrente e impedância de base para média tensão (MT) e baixa tensão (BT). Os valores serão utilizados nos cálculos do estudo de proteção.

Tabela 30: Valores base de MT e BT.

#### Valores base em MT

Potência aparente de base	100	MVA
Tensão de base	13,8	kV
Corrente de base	4183,6976028	A
Impedância de base	1,9044	$\Omega$

#### Valores base em BT

Potência aparente de base	100	MVA
Tensão de base	0,38	kV
Corrente de base	151934,2813657	A
Impedância de base	0,001444	$\Omega$

As impedâncias e os níveis de curto-circuito na barra da subestação informados no parecer de acesso da concessionária são apresentados na Tabela 31.

Tabela 31: Impedâncias e correntes de curto-circuito (3F), (F-F) e (F-T) da SE.

#### Impedância equivalente (Ohm)

Sequência + [ $\Omega$ ]	$Z_{eq}^+ = 0.18758 + j2,04182$
Sequência - [ $\Omega$ ]	$Z_{eq}^- = 0.18454 + j2,03343$
Sequência 0 [ $\Omega$ ]	$Z_{eq}^0 = 0 + j1,48164$

#### Corrente de curto-circuito

Trifásico (A)	$3885,76 \angle -84,75^\circ$
Bifásico (A)	$3372,23 \angle -174,78^\circ$
Monofásico (A)	$4287,11 \angle -86,16^\circ$

A subestação da cidade de Coronel Fabriciano está localizada a 4,9 km da indústria onde o sistema será instalado. A Figura 22 apresenta as impedâncias da rede elétrica desde a subestação da CEMIG até os inversores.

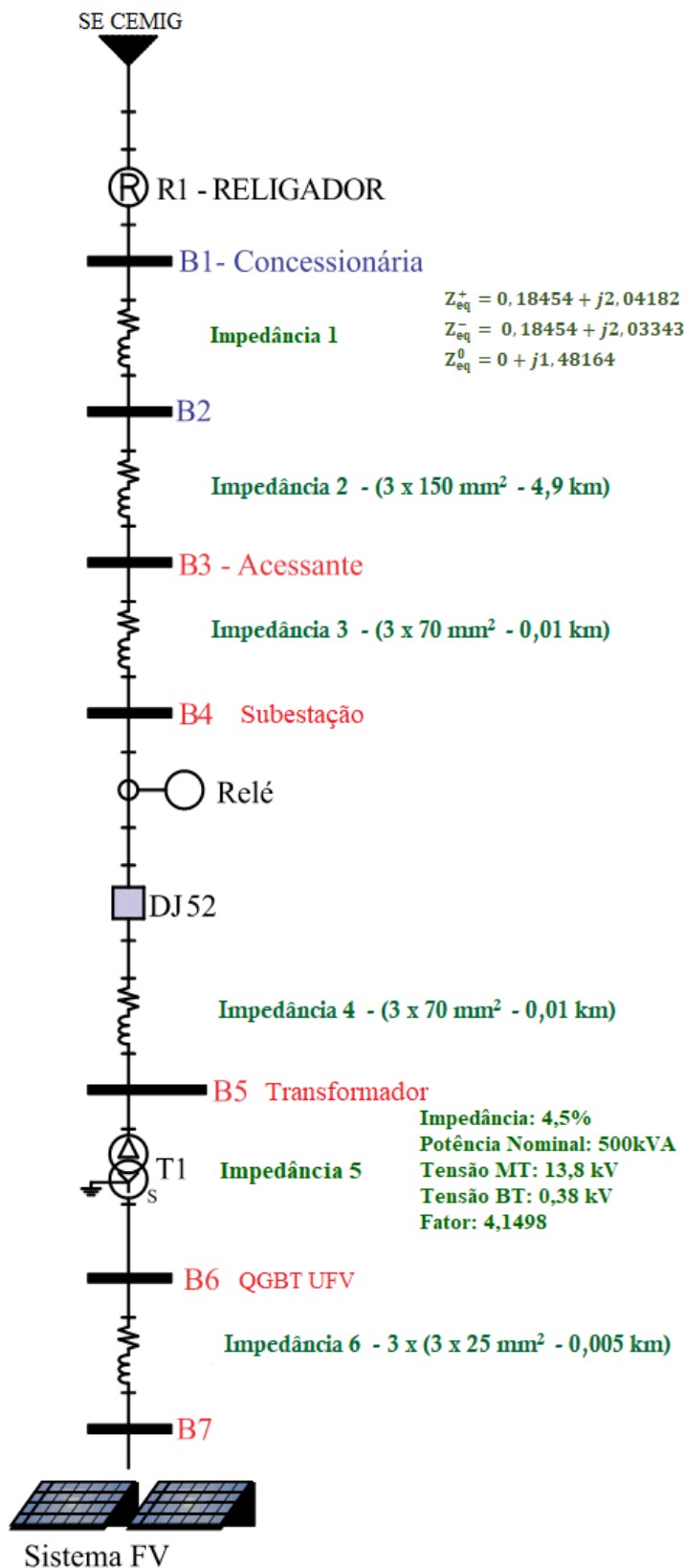


Figura 22: Impedância da rede elétrica.

Com os dados dos níveis de curto-circuito, as seções e comprimentos dos cabos é possível determinar individualmente as impedâncias de sequência negativa, positiva e zero desde a barra da subestação da cidade até a barra de conexão dos inversores, conforme apresentado na Tabela 32.

Tabela 32: Impedâncias individuais do sistema.

**Concessionária (Parecer de acesso)**

Sequência +	R+	0,18758	$\Omega$
	X+	2,04182	$\Omega$
Sequência -	R-	0,18454	$\Omega$
	X-	2,03343	$\Omega$
Sequência 0	R0	0	$\Omega$
	X0	1,48164	$\Omega$

**Impedância entre barra B2 e B3 (cabos da concessionária)**

Bitola do cabo		150	mm <sup>2</sup>
Distância		4,9	km
Sequência +	R+	0,78449	$\Omega$
	X+	0,73647	$\Omega$
Sequência -	R-	0,78449	$\Omega$
	X-	0,73647	$\Omega$
Sequência 0	R0	9,62556	$\Omega$
	X0	7,15694	$\Omega$

**Impedância entre barra B3 e B4 (cabos acessante até subestação)**

Bitola do cabo		70	mm <sup>2</sup>
Distância		0,01	km
Sequência +	R+	0,003397	$\Omega$
	X+	0,001651	$\Omega$
Sequência -	R-	0,003397	$\Omega$
	X-	0,001651	$\Omega$
Sequência 0	R0	0,021858	$\Omega$
	X0	0,016399	$\Omega$

**Impedância entre barra B4 e B5 (cabos até transformação)**

Bitola do cabo		70	mm <sup>2</sup>
Distância		0,01	km
Sequência +	R+	0,003397	$\Omega$
	X+	0,001651	$\Omega$
Sequência -	R-	0,003397	$\Omega$
	X-	0,001651	$\Omega$
Sequência 0	R0	0,021858	$\Omega$
	X0	0,016399	$\Omega$

**Impedância do transformador entre as barras B5 e B6**

Impedância de placa	4,5	%
Potência nominal de placa	500	kVA
Tensão MT nominal de placa	13,8	kV
Tensão BT nominal de placa	0,38	kV
X/R	4,1498	adm
Impedância corrigida	9	pu
Resistência corrigida	2,10842575	pu

Reatância corrigida	8,74954518	pu
---------------------	------------	----

**Impedância entre barra B6 e B7 (cabos BT até usina)**

Bitola do cabo		120	mm <sup>2</sup>
Distância		0,05	km
Sequência +	R+	0,00934	Ω
	X+	0,00538	Ω
Sequência -	R-	0,00934	Ω
	X-	0,00538	Ω
Sequência 0	R0	0,09934	Ω
	X0	0,12552	Ω
Número de condutores por fase		1	adm

**Modelo do sistema fotovoltaico**

Potência nominal do sistema FV	180	kW
Fator de potência normativo	0,92	adm
Tensão de parametrização	380	V
Corrente nominal do sistema FV	297,2627244	A
Fator de sobrecorrente (FS)	2	adm
Impedância do sistema na falta*	255,5555556	pu

Para os cálculos de curto-circuito deste projeto assume-se que o fator de sobre corrente (FS) dos inversores é igual a 2.

O diagrama de impedância de seqüências positiva, negativa e zero apresentado na Figura 23 demonstra como as impedâncias estão dispostas em cada barras do sistema.

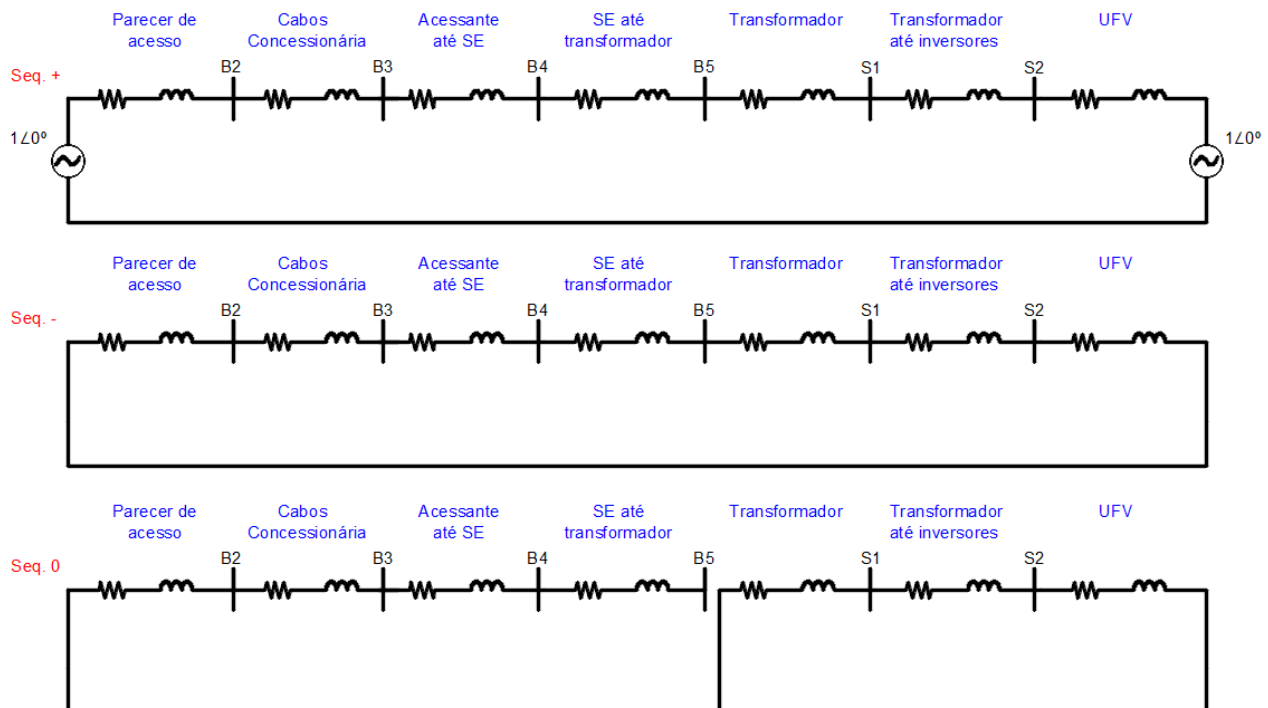


Figura 23: Diagrama de impedância do sistema.

A Figura 24 demonstra a tabela com as contribuições da CEMIG e da usina solar fotovoltaica para as correntes de curto-circuito das barras do sistema.

Contribuição concessionária:

BARRAS DO SISTEMA	I <sub>cc</sub> 3F [A]	I <sub>cc</sub> FT [A]
B2	3885 ∠-84,75°	4287 ∠-86,16°
B3	2706 ∠-70,71°	1301 ∠-50,7°
B4	2704 ∠-70,66°	1298 ∠-50,66°
B5	2701 ∠-70,61°	1296 ∠-50,63°
S1	14412 ∠-75,59°	15124 ∠-75,80°
S2	13717 ∠-72,83°	11978 ∠-68,70°

Contribuição acessante:

BARRAS DO SISTEMA	I <sub>cc</sub> 3F [A]	I <sub>cc</sub> FT [A]
B2	15,78 ∠-89,31°	17,41 ∠-90,73°
B3	15,80 ∠-89,4°	7,59 ∠-69,38°
B4	15,80 ∠-89,4°	7,59 ∠-69,4°
B5	15,80 ∠-89,4°	7,58 ∠-69,42°
S1	593 ∠-89,85°	622,9 ∠-90,06°
S2	594 ∠-90°	480,1 ∠-85,87°

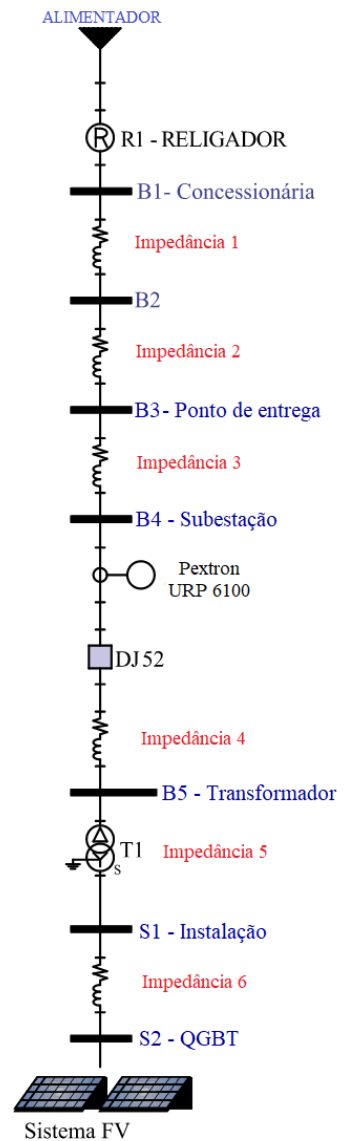


Figura 24: Contribuições da concessionária e da usina solar fotovoltaica (UFV) para as correntes de curto-circuito nas barras.

Com os dados de contribuição da concessionária e da UFV para as correntes de curto-circuito, pode-se obter a corrente de curto-circuito total em cada barra do sistema conforme apresenta a Tabela 33.

Tabela 33: Corrente de curto-circuito total.

Corrente de curto-circuito total nas barras do sistema			
Barras do sistema	Contribuição Concessionária (A)	Contribuição Acessante (A)	Corrente Total (A)
<b>Curto-circuito Trifásico</b>			
B2	3885,76 $\angle$ -84,75°	15,78 $\angle$ -89,31°	3901,49 $\angle$ -84,76°
B3	2706,84 $\angle$ -70,71°	15,8 $\angle$ -89,4°	2721,82 $\angle$ -70,82°
B4	2704,38 $\angle$ -70,66°	15,8 $\angle$ -89,4°	2719,35 $\angle$ -70,77°
B5	2701,92 $\angle$ -70,61°	15,8 $\angle$ -89,4°	2716,89 $\angle$ -70,72°
S1	14412,88 $\angle$ -75,59°	593,65 $\angle$ -89,85°	14988,96 $\angle$ -76,15°
S2	13717,18 $\angle$ -72,83°	594,52 $\angle$ -90°	14286,3 $\angle$ -73,53°
<b>Curto-circuito Monofásico</b>			
B2	4287,11 $\angle$ -86,16°	17,41 $\angle$ -90,73°	4304,46 $\angle$ -86,18°
B3	1301,05 $\angle$ -50,70°	7,59 $\angle$ -69,38°	1308,25 $\angle$ -50,80°
B4	1298,68 $\angle$ -50,66°	7,59 $\angle$ -69,4°	1305,87 $\angle$ -50,77°
B5	1296,32 $\angle$ -50,63°	7,58 $\angle$ -69,42°	1303,50 $\angle$ -50,74°
S1	15124,82 $\angle$ -75,8°	622,98 $\angle$ -90,06°	15729,35 $\angle$ -76,36°
S2	11078,36 $\angle$ -68,70°	480,15 $\angle$ -85,87°	11538 $\angle$ -69,4°

Portanto, tem-se que para cada tipo de curto-circuito há contribuição tanto pela concessionária quanto pelo sistema fotovoltaico. Assim, as proteções devem ser parametrizadas conforme as correntes calculadas no estudo de proteção.

### 3.6 PARAMETRIZAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

A rede elétrica da concessionária que atende a instalação possui um religador a montante da unidade consumidora, caracterizando uma proteção de retaguarda. Portanto, as proteções da unidade consumidora devem ser parametrizadas de forma coordenada com o dispositivo. As funções de proteção a serem ajustadas estão indicadas na ND5.31 – “Requisitos para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D – Media Tensão” [27], sendo apresentadas abaixo.

- Função 32(1) e 32(2) – Direcional de Potência (atuação quando a injeção de potência ultrapassa 105% da potência nominal da usina por 15 segundos; atuação quando a absorção de potência ultrapassa 105% da potência demandada da instalação por 15 segundos);
- Funções 67(1) e 67(2) – Direcional de Sobrecorrente de fase;

- Funções 67N(1) e 67N(2) – Direcional de Sobrecorrente de neutro.
- Função 51V – Sobrecorrente com restrição por tensão.

O religador está parametrizado conforme a Tabela 34, segundo dados informados pela concessionária no parecer de acesso. A instalação e ajustes no dispositivo são de responsabilidade da concessionária.

Tabela 34: Ajustes do religador 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>	-

Ademais, as funções de proteção são parametrizadas no relé de proteção PEXTRON URP 6100 que será instalado no módulo de proteção da subestação blindada. A Tabela 35 apresenta as funções de proteção implementadas no relé e seus respectivos ajustes. Para adequar os sinais primários aos níveis requeridos pelo relé são utilizados três TP's, conectados em estrela  $13800/\sqrt{3}$  – 115V (70:1) e três TC's 200:5 (RTC=40).

Tabela 35: 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 CEMIG)	Potência Ativa	189 kW
		Tempo	15 s
32 (2)	Direcional de potência (sentido acessante)	Potência Ativa	268 kW
		Tempo	15 s
67 (1)	Direcional de sobrecorrente de fase (sentido conc.)	Pickup (A)	8,59 A
		Curva	EI
		Dial	0,1
		Instantâneo	-
		Ângulo	45°
		Pickup (A)	12,17 A
		Curva	EI



67 (2)	Direcional de sobrecorrente de fase (sentido acessante)	Dial	0,1
		Instantâneo	175,7 A
		Ângulo	45°
67N (1)	Sobrecorrente de neutro	Pickup (A)	2,57 A
		Curva	Tempo definido
		Dial	5 s
		Instantâneo	-
		Ângulo	110°
67N (2)	Direcional de Sobrecorrente de neutro	Pickup (A)	3,65 A
		Curva	Tempo definido
		Dial	2 s
		Instantâneo	52,7 A
		Ângulo	110°
51 V	Sobrecorrente com restrição por tensão	Tensão	13,8 kV/ $\sqrt{3}$

### 3.7 ESTUDO DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO

Com os dados do estudo de proteção e a definição dos parâmetros das proteções realizados nos itens 3.6 e 3.7 respectivamente deste capítulo é possível obter o coordenograma. O gráfico é gerado em papel formatado bi-log tempo x corrente, onde se pode verificar a coordenação e seletividade da proteção dimensionada para qualquer valor de corrente. As correntes estão referidas no primário nas Figuras 25 e 26 a seguir. Ademais, os seguintes pontos de operação podem ser encontrados nos gráficos.

- Correntes de partida do relé de fase e neutro ( $I_{Pick-up}$ );
- Correntes ANSI do transformador;
- Correntes de curto-circuito trifásico ( $I_{cc3f}$ ) e fase-terra ( $I_{ccft}$ ) fornecidos pela Concessionária;
- Corrente de magnetização dos transformadores ( $I_{magt}$ );
- Curva temporizada IEC muito inversa de fase, do religador (Religador);

- Curva temporizada IEC extremamente inversa de fase 67(1), sem unidade instantânea, do relé Pextron URP 6100;
- Curva temporizada IEC extremamente inversa de fase 67(2), com unidade instantânea, do relé Pextron URP 6100;
- Curva tempo definido de neutro 67N(1), sem unidade instantânea, do relé Pextron URP 6100;
- Curva tempo definido de neutro 67N(2), com unidade instantânea, do relé Pextron URP 6100

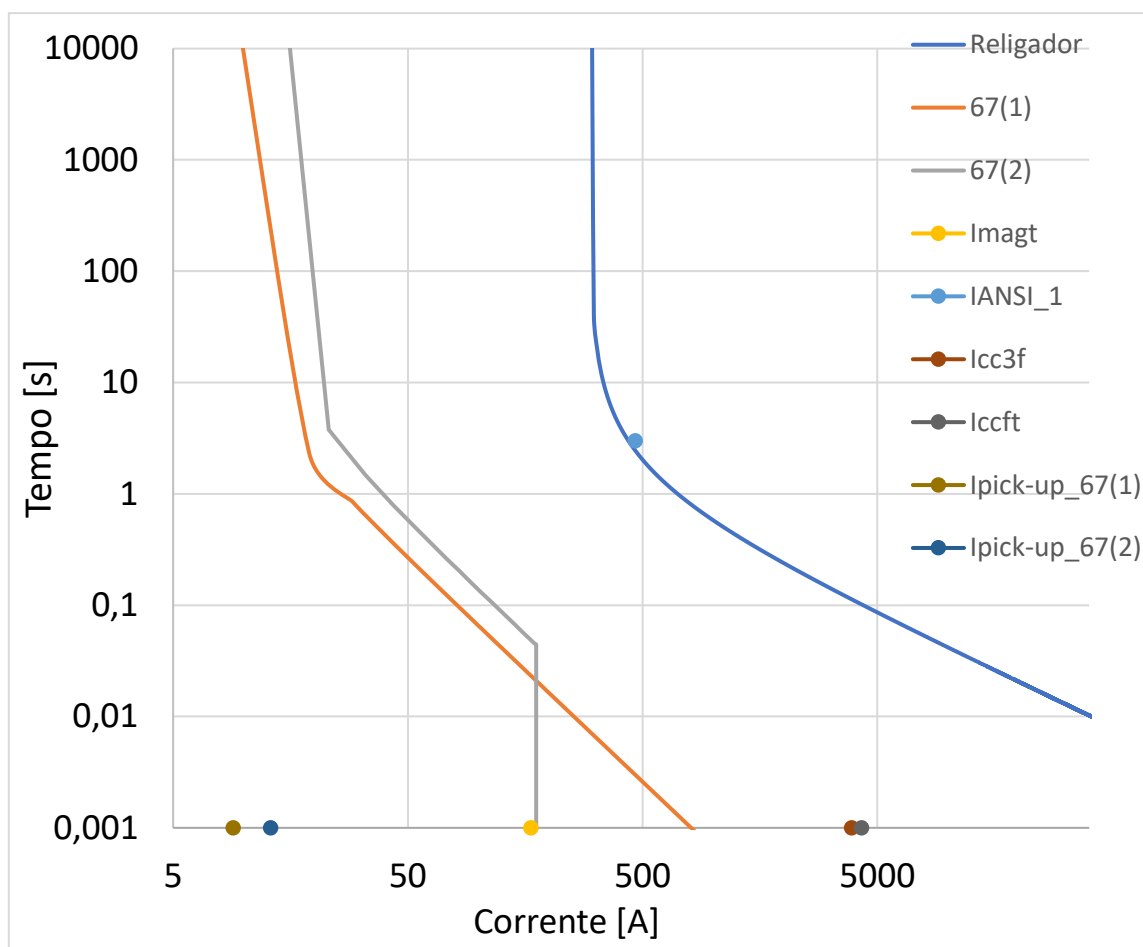


Figura 25: Coordenograma das proteções de fase.

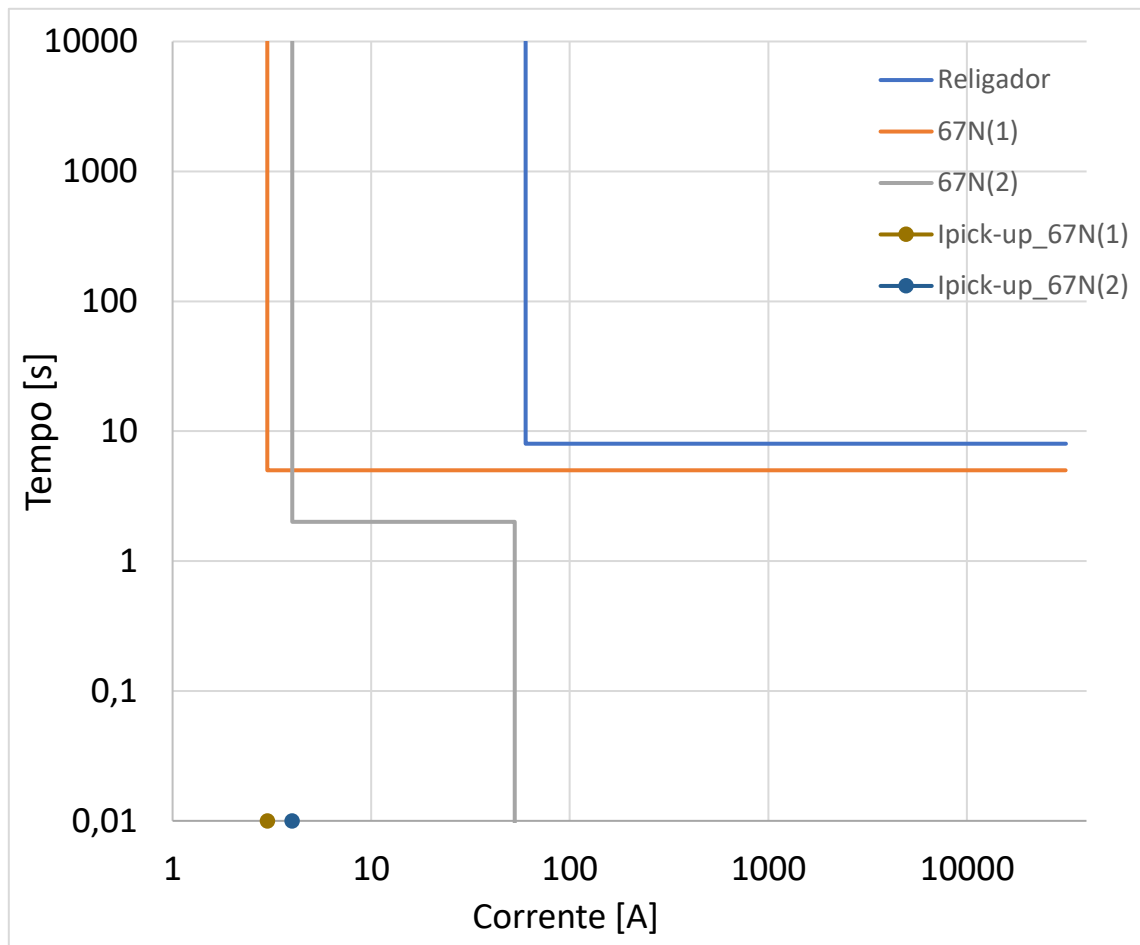


Figura 26: Coordenograma das proteções de neutro.

### 3.8 PARAMETRIZAÇÃO DO RELÉ PEXTRON URP 6100

Com os dados da Tabela 35 e feito o estudo para verificar a seletividade das proteções apresentado no item anterior, pode-se fazer a parametrização do relé. Nesse projeto será utilizado o relé PEXTRON URP6100, que é um relé de proteção numérico multi-função indicado para operar em circuitos com ou sem múltiplas fontes de energia.

O acesso aos recursos de comunicação do relé é realizado através de porta serial frontal USB para conexão de computador local ou através dos bornes em RS485 ou RS232 para conexão remota com sistema de supervisão (SCADA).

Um software para parametrização, coleta de oscilografia e acesso a memória de massa é fornecido gratuitamente para configuração de todas as unidades de proteção do relé. A Figura 27 a seguir apresenta um resumo dos parâmetros e valores a serem implementados em cada item.

TC ABC		TP			
Direcional de Sobrecorrente		ANSI 67		ANSI 67N	
1ª Unidade	Corrente de partida	I>F1 Ip	8.59 A	I>N1 Ip	2.57 A
	Curva	I>F1 curv	EI	I>N1 curv	FLAT
	Dial de Tempo	I>F1 dt	0.1 s	I>N1 dt	5 s
	Corrente definida / Instantânea	I>> F1 Ip	-	I>> N1 Ip	-
	Tempo definido	I>> F1 t	-	I>> N1 t	-
	Direção	dF1 inv	SIM	dN1 inv	SIM
2ª Unidade	Corrente de partida	I>F2 Ip	12.17 A	I>N2 Ip	3.65 A
	Curva	I>F2 curv	EI	I>N2 curv	FLAT
	Dial de Tempo	I>F2 dt	0.1 s	I>N2 dt	2 s
	Corrente definida / Instantânea	I>>F2 Ip	175.7 A	I>>N2 Ip	52.7 A
	Tempo definido	I>>F2 t	0 s	I>>N2 t	0 s
	Direção	dF2 inv	NÃO	dN2 inv	NÃO
Comum	Ângulo de Máximo Torque	AMTdF	45°	AMTdN	110°
	Tipo de Memória Direcional	MEMdF	1	-----	-----
	Tipo de aterramento	-----	-----	Tipo N	
	Tensão de Polarização	-----	-----	VpolN	
Restrição de Sobrecorrente por tensão		ANSI 51V (1ª Unidade)		ANSI 51V (2ª Unidade)	
Tensão		I>F1 VR	7967.4 v	I>F2 VR	7967.4 v
Direcional de Potência		ANSI 32 (1ª Unidade)		ANSI 32 (2ª Unidade)	
Potência de Partida		P1>>F Pp	189000 w	P2>>F Pp	268000 w
Tempo definido		P1>>F t	15 s	P2>>F t	15 s
Direção		dP1 inv	SIM	dP2 inv	NÃO

Figura 27: Parametrização do relé Pextron URP 6100, dados do sistema.

Através do software de parametrização do relé, pode-se implementar os parâmetros de configuração de cada unidade de proteção desejada. A Figura 27 apresentam a aba CONFIG, onde as proteções são habilitadas/desabilitadas, além da configuração das variáveis a serem apresentadas no display do dispositivo e outros dados como, número de série, versão e senha.

Em seguida a Figura 28 apresenta a aba GERAL, onde pode-se inserir os dados de RTC e RTP dos transformadores de medição, função sincronismo (25) e frequência (81) que não serão utilizadas, pois os inversores possuem esses parâmetros. Além de dados como, origem da corrente de neutro, defasar/ajustar tensões de fase e outros.

Pextron Controles Eletrônicos

Relé: URP6100-5/6101-5 Local: INDÚSTRIA DE GÊNEROS ALIMENTÍCIO

OA: FUNÇÃO 67,32... OS: Ordem de Serviço DATA: 12/08/2023

Equipamento: SUBESTAÇÃO Solicitante: KERLLEY FORTUNATO DE ALMEIDA

**TERMO** CONFIG ENTRADAS SAÍDAS GERAL SET 1 SET 2 SET 3 SET 4 MEMÓRIA MEDIÇÕES I2t (52) COMUNICAÇÃO DNP

**Proteções por corrente**

- Habilita 50Q (46)
- Habilita 51Q (46)
- Habilita GS
- Habilita 37

**Proteções por tensão**

- Habilita 27
- Habilita 59
- Habilita 59N (64G)
- Habilita 47(48) T47 0.199
- BD47 Bloquear desequilíbrio
- Habilita 27-0
- Hab-BQ27

**Sequencia de Fase**

- Hab-INV (sequência ACB)

**Proteções direcionais**

- Habilita 32\_1
- Habilita 32\_2
- Habilita 67\_1/51\_1
- Habilita 67\_2/51\_2
- Habilita 67t1/50\_1
- Habilita 67t2/50\_2
- Hab. 67N\_1/51N\_1
- Hab. 67N\_2/51N\_2
- Hab. 67Nt1/50N\_1
- Hab. 67Nt2/50N\_2
- Habilita restrição 50v/51v/67v
- Linear25

**Proteções por frequência (81)**

- Habilita 81U
- Habilita 81O

**Deteção de 2H**

- Habilita deteção de 2H

**Sincronismo (25)**

- Habilita 25

**Salto Vetorial (78)**

- Habilita 78

**Medições em display**

- Habilita amperímetro
- Habilita voltímetro
- Habilita frequencímetro
- Habilita Wattímetro
- Habilita co-seno fi
- Habilita V 27-0
- Habilita delta 25
- Habilita temperatura

**Bobina de Abertura**

- Habilita teste de B. A.

**Check de Barra Morta**

- BM VA
- BM VAs
- BM VA ou VAs
- BM VA e VAs
- DESATIVADO

**SENHA**

- HabSenha
- SENHA ? 1234
- Enviar a senha
- Aguardando

**RELÉ**

Identificador S337 Versão V9.56

Número de Série 5311\_012345\_01

Tag INDÚSTRIA DE GÊNEROS ALIMENTÍCIO Gravar tag

**PROGRAMA DE COMUNICAÇÃO**

Versão 1.0.0.060

Figura 28: Telas de parametrização do relé Pextron URP 6100, aba CONFIG.

Pextron Controles Eletrônicos

Relé: URP6100-5/6101-5 Local: INDÚSTRIA DE GÊNEROS ALIMENTÍCIO

OA: FUNÇÃO 67,32... OS: Ordem de Serviço DATA: 12/08/2023

Equipamento: SUBESTAÇÃO Solicitante: KERLLEY FORTUNATO DE ALMEIDA

**TERMO** CONFIG ENTRADAS SAÍDAS GERAL SET 1 SET 2 SET 3 SET 4 MEMÓRIA MEDIÇÕES I2t (52) COMUNICAÇÃO DNP

**Relação dos transformadores de medição**

RTC FN 40 RTCD 40 RTP 70

**Sincronismo (25)**

Delta F 0.199 Delta ANG 5 DefasVAs  -60  -30  0  +30  +60

Delta V 210 AjustVAs  1.000  1.732  0.577  3.000

**Retorno de disco (51C)**

Tdisco 0,097

**Alimentação auxiliar(27-0)**

Vcc  V <<<27-0 18

**Tempo check de disjuntor**

T62-BF (50BF) 0,046

**B.A. (Check da bobina de abertura)**

T B.A. 0,097

**Deteção de 2H**

Ih2/I 1

**78 (Salto Vetorial)**

VST 78 15 BLV 78 3500

**Acumulador de I2t (52)**

Set Open 0

Temp I2t 0,023

Alm I2t 16000

Prel2tA 0

Prel2tB 0

Prel2tC 0

Gravar Prel2t e SetOpen

**Set Inicial**

Set 1

**Tempo tecla L/D**

TempLD 10

**Origem da corrente de neutro (IN)**

IN N/D 1 0 = Calculado 1 = Medido

**H.L.T.**

HLT F t 0,097 HLT N t 0,097 HLT GS t 0,097

**Defasar/Ajustar Tensões de Fase**

DefasVF  -60  -30  0  +30  +60

AjustVF  1.000  1.732  0.577  3.000

**FREQ. (81)**

Fnominal 60 F filtro 2 ]F[ bf 0,199 ]F[ t 0,097

F<<1 fp 59	F<<1 t 2	<<1dF/dt 0	<<1dF P 59,5	<<1dF t 1
F<<2 fp 58,5	F<<2 t 0,199	<<2dF/dt 0	<<2dF P 59,5	<<2dF t 1
F>>1 fp 60	F>>1 t 2	>>1dF/dt 0	>>1dF P 60,5	>>1dF t 1
F>>2 fp 61	F>>2 t 0,199	>>2dF/dt 0	>>2dF P 60,5	>>2dF t 1

**Calendário e relógio (Relogio)**

Ano Mês Dia

Hora Minuto Segundo

Acertar o relé com data/hora digitada

Acertar o relé com data/hora sistema

Figura 29: Telas de parametrização do relé Pextron URP 6100, aba GERAL.

A programação dos parâmetros é realizada nas pastas SET 1, SET 2, SET 3 e SET 4 do programa aplicativo de configuração e leitura do relé. Utiliza-se a pasta SET 1 para realizar a parametrização do dispositivo. Devido a critérios do software do relé, não foi possível inserir em cada parâmetro o valor especificado na Figura 27. Conforme apresentado na Figura 30, os valores implementados foram minimamente alterados para cima, para aceitação do software.

Relé: URP6100-5/6101-5 Local: INDÚSTRIA DE GÊNEROS ALIMENTÍCIO  
 OA: FUNÇÃO 67,32... OS: Ordem de Serviço DATA: 12/08/2023  
 Equipamento: SUBESTAÇÃO Solicitante: KERLLEY FORTUNATO DE ALMEIDA

TERMO	CONFIG	ENTRADAS	SAÍDAS	GERAL	SET 1	SET 2	SET 3	SET 4	MEMÓRIA	MEDIÇÕES	I2t (52)	COMUNICAÇÃO	DNP		
<b>Fase 67/51/50_1</b>		<b>Fase 67/51/50_2</b>		<b>Seq neg 51Q/46</b>		<b>Neutro 67N/51N/50N_1</b>		<b>Neutro 67N/51N/50N_2</b>		<b>Direcional de potência ativa (32_1)</b>		<b>Def. sobretensão (59_1)</b>			
I>F1 ip	8,75	I>F2 ip	12,187	I>Q ip	200	I>N1 ip	2,578	I>N2 ip	3,671	dP1 inv	<input checked="" type="checkbox"/>	P1>>F Pp	190400	V>>F vp	28000
I>F1 curv	EI	I>F2 curv	EI	I>Q curva	MI	I>N1 curv	FLAT	I>N2 curv	FLAT	P1>>F t	15	P1>>F t	15	V>>F t	0,097
I>F1 alfa	2	I>F2 alfa	2	I>Q alfa	1	I>N1 alfa	0	I>N2 alfa	0	dP2 inv	<input type="checkbox"/>	P2>>F Pp	268800	V>>F vp	28000
I>F1 beta	1	I>F2 beta	1	I>Q beta	1	I>N1 beta	0	I>N2 beta	0	P2>>F t	15	P2>>F t	15	V>>F t	0,097
I>F1 delt	0	I>F2 delt	0	I>Q delta	0	I>N1 delt	0	I>N2 delt	0	<b>Direcional de potência ativa (32_2)</b>		<b>Def. sobretensão de neutro (59N/64G)</b>			
I>F1 K	80	I>F2 K	80	I>Q K	13,5	I>N1 K	1	I>N2 K	1	dP2 inv	<input type="checkbox"/>	P2>>F Pp	268800	V>>N vp	28000
I>F1 dt	0,097	I>F2 dt	0,097	I>Q dt	1	I>N1 dt	5	I>N2 dt	2	P2>>F t	15	P2>>F t	15	V>>N t	0,097
<b>Fase 67t1/50_1</b>		<b>Fase 67t2/50_2</b>		<b>Instantâneo de seq neg (50Q/46)</b>		<b>Neutro 67Nt1/50N_1</b>		<b>Neutro 67Nt2/50N_2</b>		<b>Potência Ativa Modo</b>		<b>Def. subtensão (27_1)</b>			
I>>F1 ip	8000	I>>F2 ip	175,93	I>>Q ip	8000	I>>N1 ip	1000	I>>N2 ip	52,695	<input type="radio"/> Monofásico <input checked="" type="radio"/> Trifásico		V<<<F vp	700		
I>>F1 t	0	I>>F2 t	0	I>>Q t	0,023	I>>N1 t	0	I>>N2 t	0	<input type="radio"/> Monofásico <input checked="" type="radio"/> Trifásico		V<<<F t	0,097		
dF1 nd	<input type="checkbox"/>	dF1 inv	<input checked="" type="checkbox"/>	dN1 nd	<input type="checkbox"/>	dN1 inv	<input checked="" type="checkbox"/>	dN2 nd	<input type="checkbox"/>	dN2 inv	<input checked="" type="checkbox"/>	<b>Inst. subtensão (27_2)</b>			
<b>Subcorrente de fase (37)</b>		I<<F ip		7,968	I<<F t		0,097	Tipo N		0	V<<<F vp		700		
I<<F t		0,097	AMTdN		110,01	VpoldN		700	Restrição por tensão (50v/51v/67v)		V<<<F t		0,097		
<b>Direcional de Fase</b>		MEMdF		1	AMTdF		45	Instantâneo/Definido de GS (50/51GS)		I>>GS ip		2000	I>>GS t	0,097	
I>>F1 VR		7966,8	I>>F2 VR		7966,3	I>>GS ip		2000	I>>GS t		0,097	COPIAR			

Figura 30: Telas de parametrização do relé Pextron URP 6100, aba SET 1.

Após a parametrização do dispositivo é necessário carregar o arquivo no relé de proteção através da opção GRAVAR RELÉ.

## 4-Análise de Viabilidade Econômica

Este capítulo tem o objetivo de realizar a análise econômica do projeto, através das projeções de receita, custos, despesas e os investimentos necessário. Ao final, através dos indicadores será possível determinar a viabilidade do projeto.

### 4.1 CUSTOS ESTIMADOS

O gerador fotovoltaico foi orçado pela PHB Eletrônica, cuja sede em São Paulo. O kit é composto por módulos, inversores, cabos CC, conectores MC4 e estrutura de fixação dos módulos. A subestação blindada foi orçada pela Romagnole, os TC's e TP's de proteção, disjuntor de MT, bem como, o relé PEXTRON URP 6100 e todos os acessórios internos da SE já estão inclusos. O transformador de 500 kVA foi orçado pela Weg. O custo de instalação e engenharia foi orçado em 1 R\$/Wp instalado. Os materiais para montagem da infraestrutura referentes ao lado de c.a (Cabos, QGBT, Eletrocalha, Disjuntores, Barramentos, Terminais e demais acessórios) estimados em R\$ 24.300,00. A Tabela 36 apresenta um resumo dos custos para implementação da UFV.

Tabela 36: Custos considerados para construção da UFV.

ITEM	VALOR
1 - Kit Gerador Fotovoltaico	R\$ 425.619,64
2 - Subestação	R\$ 175.838,18
3 - Transformador	R\$ 83.882,55
4 - Instalação e Engenharia	R\$ 227.700,00
5 - Infraestrutura lado CA	R\$ 24.300,00
<b>Total</b>	<b>R\$ 937.340,38</b>

### 4.2 DESPESAS ADICIONAIS: MANUTENÇÃO, LIMPEZA, CONCESSIONÁRIA, TROCA DE EQUIPAMENTOS

Para realizar a manutenção dos módulos foi estimado um custo mensal de R\$ 2.925,60 (Salário e Encargos), referente a 1 colaborador totalmente dedicado a limpeza bimestral dos módulos fotovoltaicos.

- Total de módulos: 414 módulos
- Takt-Time: 15 min/módulo
- Turno de trabalho: 5 dias/semana, 8 horas/dia
- Limpeza Bimestral: 6 Vezes/ano

Além disto, como previsto no projeto, a demanda contratada de carga será reajusta em 4%, passando de 245 kW para 255 kW. A alteração representa um custo adicional de R\$ 216,6 mensais, já considerando todos os impostos.

O tempo de vida útil da UFV foi estimado em 25 anos, considerando o tempo de garantia de produção dos módulos fornecido pelo fabricante. Da mesma forma, os inversores possuem tempo de vida útil. Uma métrica utilizada pelos fabricantes é o MTBF (Mean Time Between Failures), ou tempo médio entre falhas em seus componentes internos. Para alguns fabricantes o tempo entre falhas é de aproximadamente 20 anos. Portanto, quanto maior o MTBF maior será a vida útil do equipamento [28]. É importante ressaltar que o local da instalação e os cuidados previstos pelo fabricante colaboram em prolongar a vida útil do produto.

Considerando as orientações do fabricante em relação a instalação e operação dos inversores e ciente do tempo de garantia que é de 10 anos, foi estimado um custo adicional de R\$ 75.000,00 referente a troca dos 3 inversores no décimo ano de operação da usina.

Os custos de manutenção das arvores localizadas dentro do perímetro da indústria não foram considerados na análise de viabilidade econômica, devido ser uma atividade já praticada pela empresa.

### 4.3 Análise da viabilidade financeira

A Tabela 37 apresenta as premissas financeira consideradas para a análise de viabilidade econômica da UFV.

Tabela 37: Premissas financeiras.

Variáveis	Valor
Queda de eficiência dos módulos FV	1%/a.a.
Reajuste anual das tarifas de energia	5%
Taxa mínima de atratividade	5%
Custos mensais relativos à demanda contratada de carga – primeiro ano	21,66 R\$/kW
Tarifa de energia horário fora ponta (FP) – primeiro ano	0,46 R\$/kWh
Tarifa de energia horário ponta (P) – primeiro ano	2,24 R\$/kWh



Em um horizonte de 10 anos, a análise de viabilidade apresentou os seguintes dados:

- A taxa interna de retorno (TIR) calculada foi de 14,80%;
- O valor presente líquido calculado foi de R\$ 386.950,00;
- O retorno sobre investimentos (payback) simples foi calculado em 5,72 anos, sem correção monetária da inflação;
- O retorno sobre investimentos (payback) descontado foi calculado em 6,87 anos, com correção monetária da inflação;
- O custo nivelado de energia (LCOE, do inglês levelized cost of energy) foi calculado em R\$ 0,44.

O Fluxo de caixa previsto para 10 anos é apresentado na Figura 31.

Fluxo de Caixa	Saldo Acumulado	Fluxo Descont.	Saldo Descontado
-R\$ 788.899	-R\$ 788.899	-R\$ 788.899	-R\$ 788.899
R\$ 164.905	-R\$ 623.994	R\$ 149.574	-R\$ 639.325
R\$ 170.489	-R\$ 453.505	R\$ 147.275	-R\$ 492.051
R\$ 168.953	-R\$ 284.552	R\$ 138.998	-R\$ 353.052
R\$ 166.926	-R\$ 117.626	R\$ 130.791	-R\$ 222.262
R\$ 164.365	R\$ 46.739	R\$ 122.652	-R\$ 99.610
R\$ 161.228	R\$ 207.966	R\$ 114.581	R\$ 14.971
R\$ 82.467	R\$ 290.433	R\$ 55.817	R\$ 70.788
R\$ 153.033	R\$ 443.466	R\$ 98.646	R\$ 169.434
R\$ 147.873	R\$ 591.339	R\$ 90.781	R\$ 260.215
R\$ 120.992	R\$ 712.330	R\$ 70.741	R\$ 330.957

Figura 31: Fluxo de caixa.

No estudo de viabilidade econômica do projeto a taxa de reajuste anual da tarifa de energia elétrica foi considerada em 5%, no entanto, a taxa de reajuste pode variar e influenciar os resultados da análise de viabilidade. Dessa forma, um estudo adicional foi realizado para verificar o comportamento dos indicadores em relação ao reajuste anual da tarifa de energia elétrica, conforme apresenta o gráfico da Figura 32.

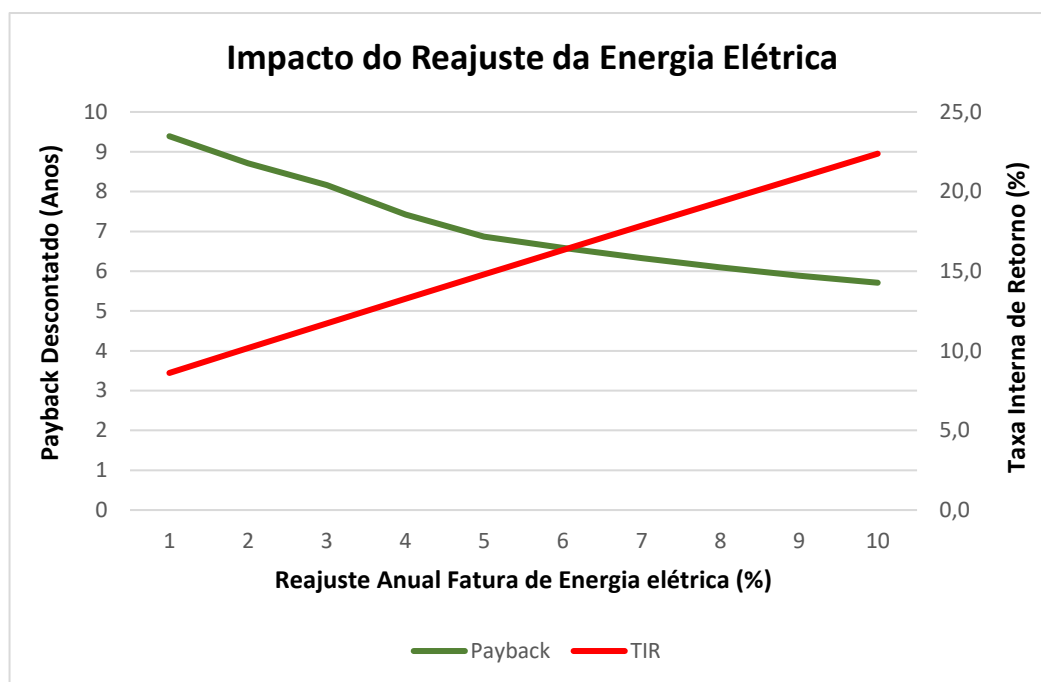


Figura 32: Análise de reajuste anual da energia elétrica.

O reajuste anual da tarifa de energia elétrica influencia diretamente nos indicadores da análise de viabilidade econômica. Como pode ser observado na Figura 32, a Taxa Interna de Retorno (TIR) é proporcional ao reajuste da tarifa. Por outro lado, o Payback descontado é inversamente proporcional a esse reajuste.

Por fim, a partir dos indicadores financeiros destacados neste capítulo, é possível concluir que mesmo considerando todos os custos de implementação e manutenção do sistema, o projeto apresenta viabilidade.

## 5-Conclusão

A energia solar fotovoltaica vem sendo amplamente instalada no Brasil, sendo cada vez mais comum encontrar tais sistemas em residências ou empresas, sejam elas de mini ou microgeração distribuída. A expansão desse segmento é importante, pois traz diversificação a matriz energética brasileira, fortemente dependente de usinas hidrelétricas e termelétricas.

Para o consumidor, a instalação de sistema fotovoltaico é um investimento bastante atrativo na grande maioria dos casos, tendo em vista a vida útil do sistema, o retorno imediato e a imunidade em relação aos reajustes da tarifa de energia elétrica.

O presente trabalho apresentou informações com relação à implementação de uma usina solar fotovoltaica e as complexidades inerentes, a unidade consumidora é uma indústria de gêneros alimentícios. Os pontos apresentados foram, análise do local de instalação, dimensionamento do sistema fotovoltaico, dimensionamento da subestação de entrada, parametrização do relé de proteção e viabilidade econômica do projeto.

Ao final do projeto foi possível definir que o sistema é viável e com indicadores econômicos atrativos, garantindo a previsibilidade e segurança para a empresa com relação a utilização de energia elétrica. Possibilitando que recursos sejam redirecionados a outros projetos estratégicos de interesse da empresa.

Ademais, a indústria possui o selo verde e a utilização de uma fonte renovável de energia destacará ainda mais a responsabilidade ambiental da empresa, que busca executar suas atividades com o menor impacto ambiental possível.

## 6-Projeto

Os documentos exigidos pela concessionária para solicitar o Parecer de Acesso de um Projeto de Minigeração Distribuída são:

1. ART do Responsável Técnico (RT) pelo projeto e instalação do sistema de Minigeração;
2. Projeto elétrico das instalações de conexão e Memorial Descritivo contendo a planta de situação com indicação do local para construção da subestação;
3. Estágio atual do empreendimento, cronograma de implantação e expansão;
4. Diagrama unifilar conforme tipo de subestação e Diagrama de blocos do sistema de geração, proteção e carga;
5. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro de concessão no Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede;
6. Formulário GD contendo os dados necessários ao registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL;
7. Lista das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver), indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI ao VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012;
8. Documento, com data, que comprove a propriedade ou posse do imóvel onde será implantada a central geradora, conforme Art. 27 da Resolução Normativa 414/2010;
9. Documentos originais do titular da UC (RG ou outro documento oficial com foto e CPF) para pessoa física e, em caso de pessoa jurídica, dos documentos relativos à sua constituição e do(s) seu(s) representante(s) legal(is);
10. Datasheet do Inversor emitido pelo fabricante ou Datasheet do gerador sem inversor;
11. Termo de Declaração de Conformidade para Minigeração Distribuída.

## 7- Referências Bibliográficas

- [1] CRESESB, “Centro de Referência para as Energias solar e Eólica Sergio de S. Brito,” [Online]. Available: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. [Acesso em 25 06 2023].
- [2] U. F. d. V. -. UFV, *ESTIMATE*, 2023.
- [3] SunEarthTools, “SunEarthTools.com,” [Online]. Available: [https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos\\_sun.php](https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php). [Acesso em 25 06 2023].
- [4] CREF, “A inclinação do eixo de rotação da terra,” [Online]. Available: <https://cref.if.ufrgs.br/?contact-pergunta=a-inclinacao-do-eixo-de-rotacao-da-terra>. [Acesso em 25 06 2023].
- [5] ENERGÊS, “Guia Completo do Módulo Fotovoltaico,” 17 03 2020. [Online]. Available: <https://energes.com.br/guia-completo-modulos-fotovoltaicos/>. [Acesso em 27 06 2023].
- [6] S. R. C. L. S. A. J. G. S. Júnior, “IMPACTO DA SUJIDADE SOBRE O DESEMPENHO DE SISTEMA FOTOVOLTAICOS,” *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*, 2018.
- [7] “ECORI - “Módulos Fotovoltaicos - Perdas por Mismatch em Sistemas Fotovoltaicos,” 28 01 2019. [Online]. Available: <https://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/modulos-fotovoltaicos---perdas-por-mismatch-em-sistemas-fotovoltaicos>. [Acesso em 17 09 2023].
- [8] “WEG - “Transformador Óleo 500.0kVA 13.8/0.38kV CST ONAN,” [Online]. Available: <https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Gera%C3%A7%C3%A3o%2C-Transmiss%C3%A3o-e-Distribui%C3%A7%C3%A3o/Transformadores-e-Reatores-a-%C3%93leo/Transformadores-de-Distribui%C3%A7%C3%A3o-a-%C3%93leo/301-a-3-000-kVA/Transformador-%C3%93leo-500-0kVA-13-8-0-38kV->. [Acesso em 23 09 2023].
- [9] “DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO - LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022,” [Online]. Available: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>. [Acesso em 28 06 2023].
- [10] ANEEL, “Agência Nacional de Energia Elétrica,” [Online]. Available: [https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes\\_liferay/tarifa/](https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/tarifa/). [Acesso em 29 06 2023].
- [11] “PHB SOLAR - Módulo Longi LR5-72HPH-550M,” [Online]. Available: <https://www.energiasolarphb.com.br/produto/modulo-longi-lr5-72hph-550m/>. [Acesso em 02 07 2023].
- [12] “ABNT NBR IEC 62116:2012 - Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.”.
- [13] “ABNT NBR 16149:2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.”.
- [14] “ABNT NBR 16150 - Sistema fotovoltaico (FV) - Características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição - Procedimentos de ensaio de conformidade.”.

- [15] “PHB SOLAR - Inversor PHB60K-MT,” [Online]. Available: <https://www.energiasolarphb.com.br/produto/inversor-phb60k-mt/>. [Acesso em 02 07 2023].
- [16] C. Solar, “ SB 3E/3S 1040V 32A,” [Online]. Available: <https://www.lojaclamper.com.br/dps-clamper-solar-string-box-1000v-3e-3s-18ka/p>. [Acesso em 02 07 2023].
- [17] “ABNT NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão”.
- [18] “ABNT NBR 16612 - Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não alogenados, isolados, com cobertura - Requisitos de desempenho”.
- [19] “ABNT NBR 16690 - Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto”.
- [20] “PHB SOLAR - Estrutura para telhado metálico trapezoidal (Mini Trilho TZ),” [Online]. Available: <https://www.energiasolarphb.com.br/produto/estrutura-phb-solar-para-telhado-metalico-trapezoidal-mini-trilho-tz/>. [Acesso em 05 07 2023].
- [21] “CEMIG - ND 5.3 "Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão””.
- [22] “ABNT NBR IEC 62271-200:2007 - " Conjunto de Manobra e Controle de Alta Tensão””.
- [23] “ABNT NBR 5356 - " Transformadores de Potência””.
- [24] “ABNT NBR 6856 – "Transformador de corrente – Especificação e Ensaio””.
- [25] “ABNT NBR 6855 – “Transformador de Potencial Indutivo””.
- [26] “C. L. Fortescue, "Method of Symmetrical Co-Ordinates Applied to the Solution of Polyphase",” Junho 1918. [Online]. Available: <file:///C:/Users/Usuario/Downloads/04765570.pdf>. [Acesso em 07 Julho 2023].
- [27] “CEMIG - ND 5.31 - "Requisitos Para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D – Média Tensão ”,” [Online]. [Acesso em 08 08 2023].
- [28] “CANAL SOLAR - "Qual é a vida útil do inversor fotovoltaico?,” 2021 Maio 27. [Online]. Available: <https://canalsolar.com.br/qual-e-a-vida-util-do-inversor-fotovoltaico/>. [Acesso em 20 Agosto 2023].

## 8-Anexos

- 1 – Datasheet módulo fotovoltaico
- 2 – Datasheet inversor
- 3 – Vistas em cortes cabine blindada
- 4 – Detalhes subestação
- 5 – Diagrama unifilar
- 6 – Diagrama trifilar

# Hi-MO **5m**

## LR5-72HPH 525~550M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
  - M10 Gallium-doped Wafer
  - Smart Soldering
  - 9-busbar Half-cut Cell
- Excellent outdoor power generation performance
- High module quality ensures long-term reliability



12-year Warranty for Materials and Processing



25-year Warranty for Extra Linear Power Output

### Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO 9001:2008: ISO Quality Management System

ISO 14001:2004: ISO Environment Management System

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety

**LONGI**





**21.5%**  
MAX MODULE  
EFFICIENCY

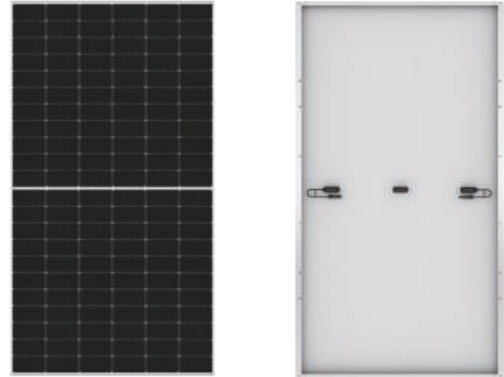
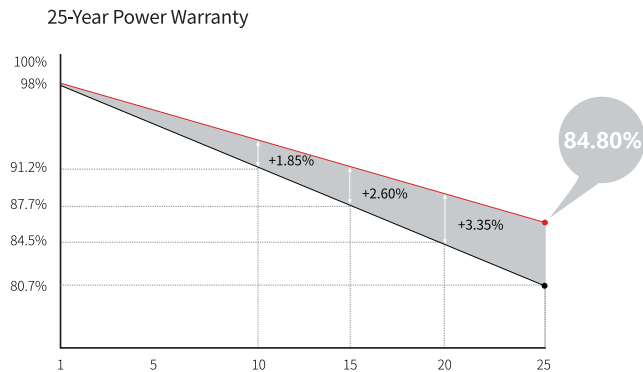
**0~+5W**  
POWER  
TOLERANCE

**<2%**  
FIRST YEAR  
POWER DEGRADATION

**0.55%**  
YEAR 2-25  
POWER DEGRADATION

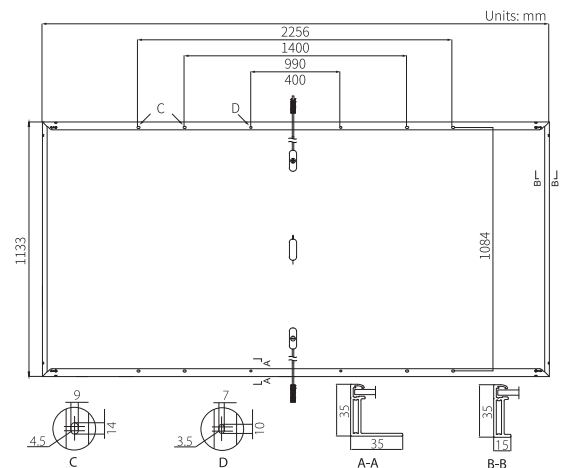
**HALF-CELL**  
Lower operating temperature

## Additional Value



## Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm <sup>2</sup> , positive 400 / negative 200mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.2kg
Dimension	2256×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



## Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m<sup>2</sup> 25°C Test uncertainty for Pmax: ±3%

	525	530	535	540	545	550
Power Class	525	530	535	540	545	550
Maximum Power (Pmax/W)	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.05	49.20	49.35	49.50	49.65	49.80
Short Circuit Current (Isc/A)	13.65	13.71	13.78	13.85	13.92	13.98
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.20	41.35	41.50	41.65	41.80	41.95
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.75	12.82	12.90	12.97	13.04	13.12
Module Efficiency(%)	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5

## Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2

## Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

## Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.048%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.270%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C

# INVERSOR SOLAR FOTOVOLTAICO TRIFÁSICO PHB

35kW (220/127V)  
60kW (380/220V)



Adequados para sistemas comerciais e industriais. Possui design moderno e inovador que facilita o manuseio e instalação.

PHB35K-MT INVERSOR FOTOVOLTAICO

PHB60K-MT INVERSOR FOTOVOLTAICO

Atende as Normas: ABNT NBR 16149; ABNT NBR 16150; ABNT NBR IEC 62116.

Possui a garantia de 7 anos\* para defeito de fabricação. (consulte o termo de garantia).

String Box integrada, reduzindo tempo e área de instalação.

Configuração de saída permite conexão com a rede usando 3 Fases + Neutro ou 3 Fases. Redução de custo do sistema com a eliminação do neutro.

*\*Válido para aquisição a partir de julho de 2021.*

## EXCELENTE DESEMPENHO

- ✓ Eficiência Máxima de até 98,8%
- ✓ Eficiência do MPPT > 99,9%;
- ✓ THDi menor que 3%
- ✓ Tensão de partida 200V
- ✓ 4X MPPT

## ALTA SEGURANÇA

- ✓ IP65 anti-poeira e à prova d'água
- ✓ Atende as normas brasileiras;
- ✓ Atende as tensões módulo 8 PRODIST
- ✓ Registro do Inmetro

PHB35K-MT – 002306/2019

PHB60K-MT – 002306/2019.

## PROJETO ORIENTADO PARA O CLIENTE

- ✓ LCD gráfico em português
- ✓ Fácil e rápida instalação
- ✓ Peso 64 kg
- ✓ Adequado para instalações, comerciais e industriais
- ✓ Interface de comunicação: RS485, USB e WI-FI
- ✓ String Box Integrada
- ✓ Saída configurável: (3F+N) ou (3F)



Rua São Bernardino nº 12  
Pq. Anhanguera - CEP: 05120-050  
São Paulo - SP



(11) 3648-7830  
contato@phb.com.br



# Dados técnicos

A PHB Solar mantém uma estrutura de equipamentos calibrados, "setups" de testes e técnicos treinados, para proporcionar aos seus clientes um rápido serviço de reparo.

Dados da Entrada CC		
	PHB35K-MT	PHB60K-MT
Max. Tensão CC [V]	800	1000
Faixa de Operação SPMP [V]	200~650	200~850
Tensão CC de Partida [V]	200	200
Corrente CC Máxima [A]	30/30/30/30	30/30/30/30
Número de Strings / MPPT	12/4	12/4
Conector CC	MC4	
String Box CC Integrado	Interruptor/ Seccionador CC (IEC60947-1 e IEC60947-3) DPS CC classe II (EN50539-11) Fusível gPV 15A	
Dados da Saída CA		
Potência CA Nominal [W]	35000	60000
Max. Corrente CA [A]	96	
Saída Nominal CA	220/127Vca; 60Hz	380/220Vca; 60Hz
Faixa de Operação CA	101,6~139,7Vca; 57,5~62Hz	176~242Vca; 57,5~62Hz
THD	<3%	
Fator de Potência	Unitário (0.8 Capacitivo. / 0.8 Indutivo)	
Conexão CA	Trifásico (3F+N+T) ou (3F+T)	
Eficiência		
Max. Eficiência	98,8%	
Eficiência SPMP	>99,9%	
Segurança do Equipamento		
Monitoramento de corrente de fuga	Integrado	
Proteção Anti-ilhamento	AFD	
Monitoramento de Rede	VDE-AR-N 4105, VDE 0126-1-1, EN50438, G59/3, AS4777.2	
NBR (Normas Brasileiras)	ABNT NBR 16149, 16150 e ABNT NBR IEC 62116	
Normas de Referência		
EMC	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2 EN 61000-6-3, EN 61000-6-4	
Segurança	IEC 62109-1& -2	
Dados Gerais		
Dimensões (L*A*P) [mm]	586*788*267	
Peso Líquido [kg]	64	
Ambiente de Operação	Interno ou Externo	
Montagem	Fixado na parede	
Temperatura de Operação	-30~60°C	
Umidade relativa	0~95%	
Altitude [m]	4000m	
Grau de Proteção IP	IP65	
Topologia	Sem Transformador	
Ventilação	Ventilação Forçada	
Display	LCD gráfico (Português)	
Comunicação	USB/ RS485/ Wi-Fi	
Cor	Vermelho	
Garantia [anos]	7/10/15/20/25 (opcional)	



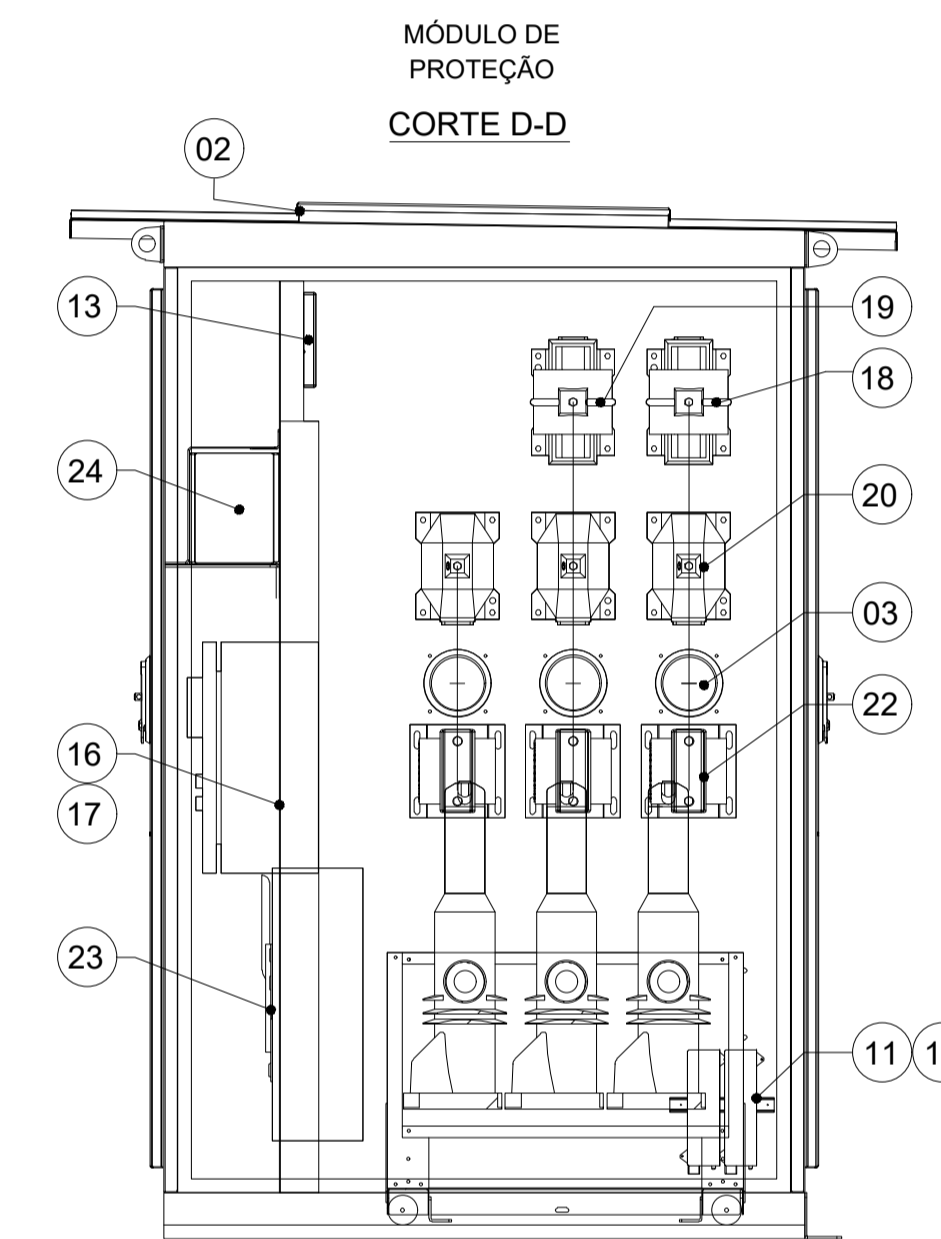
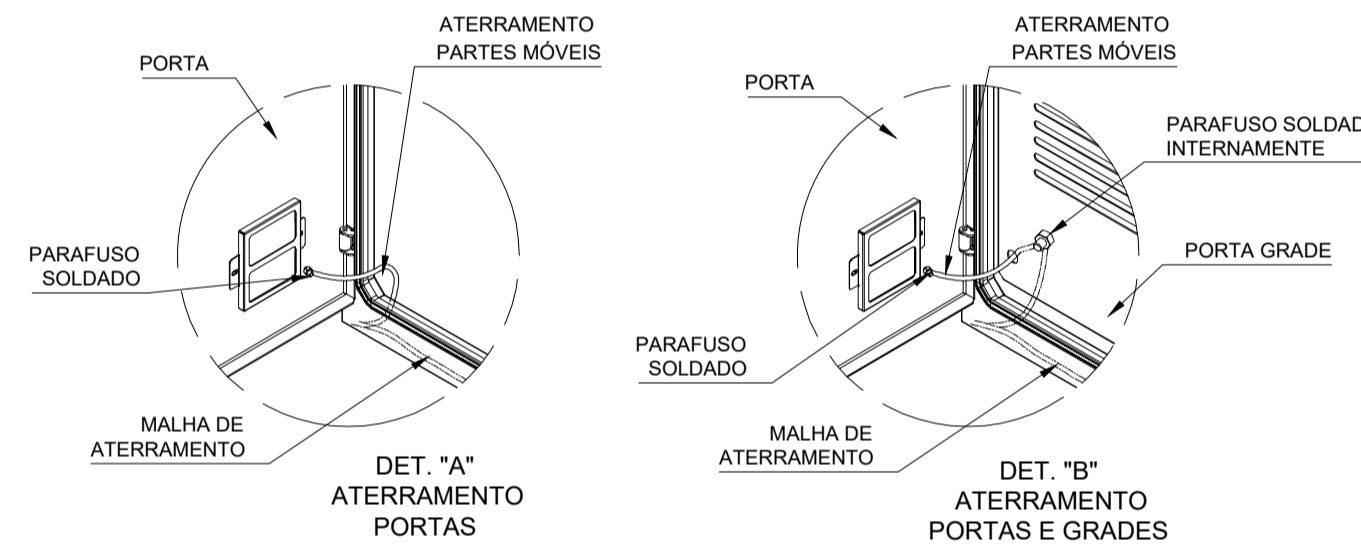
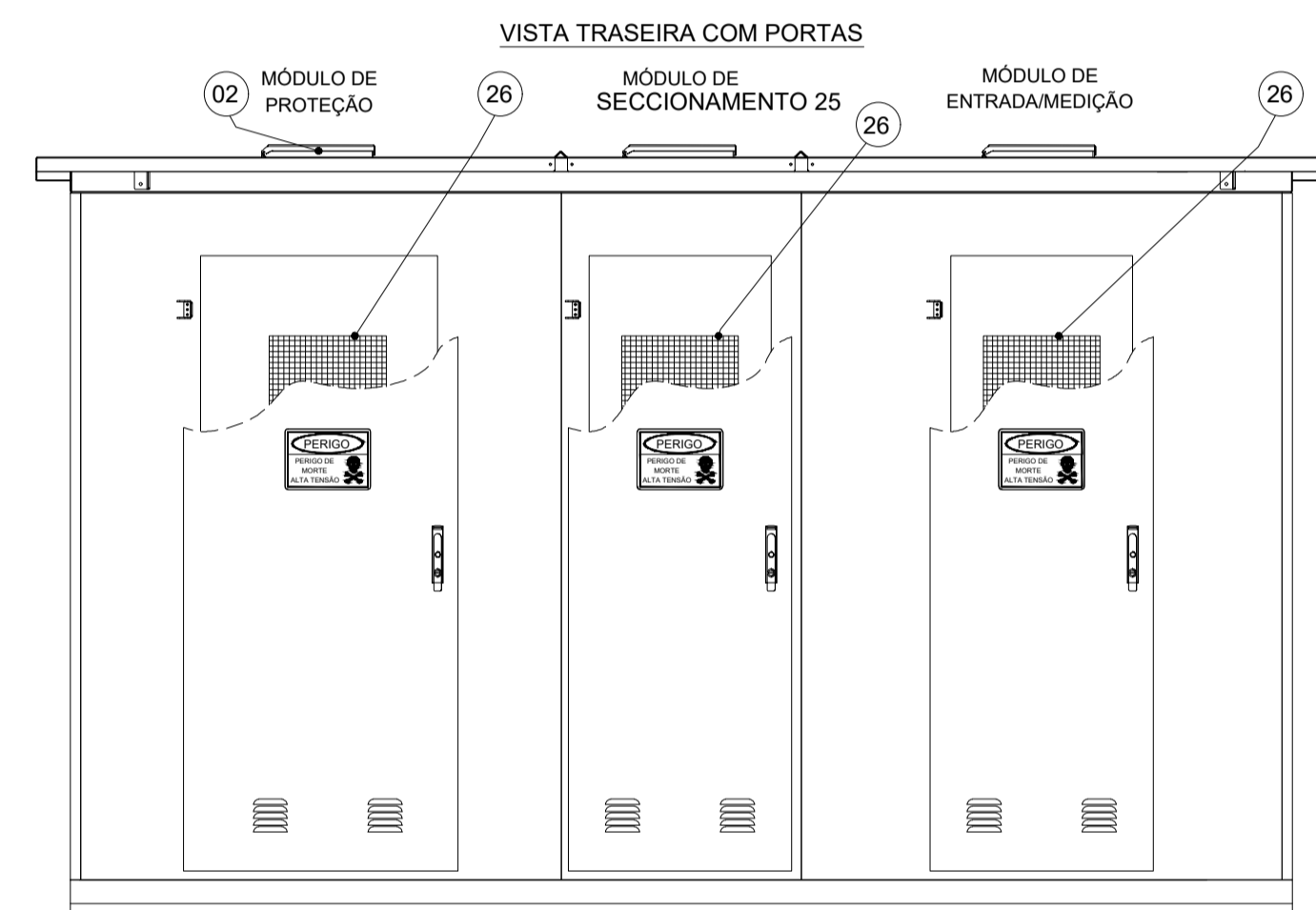
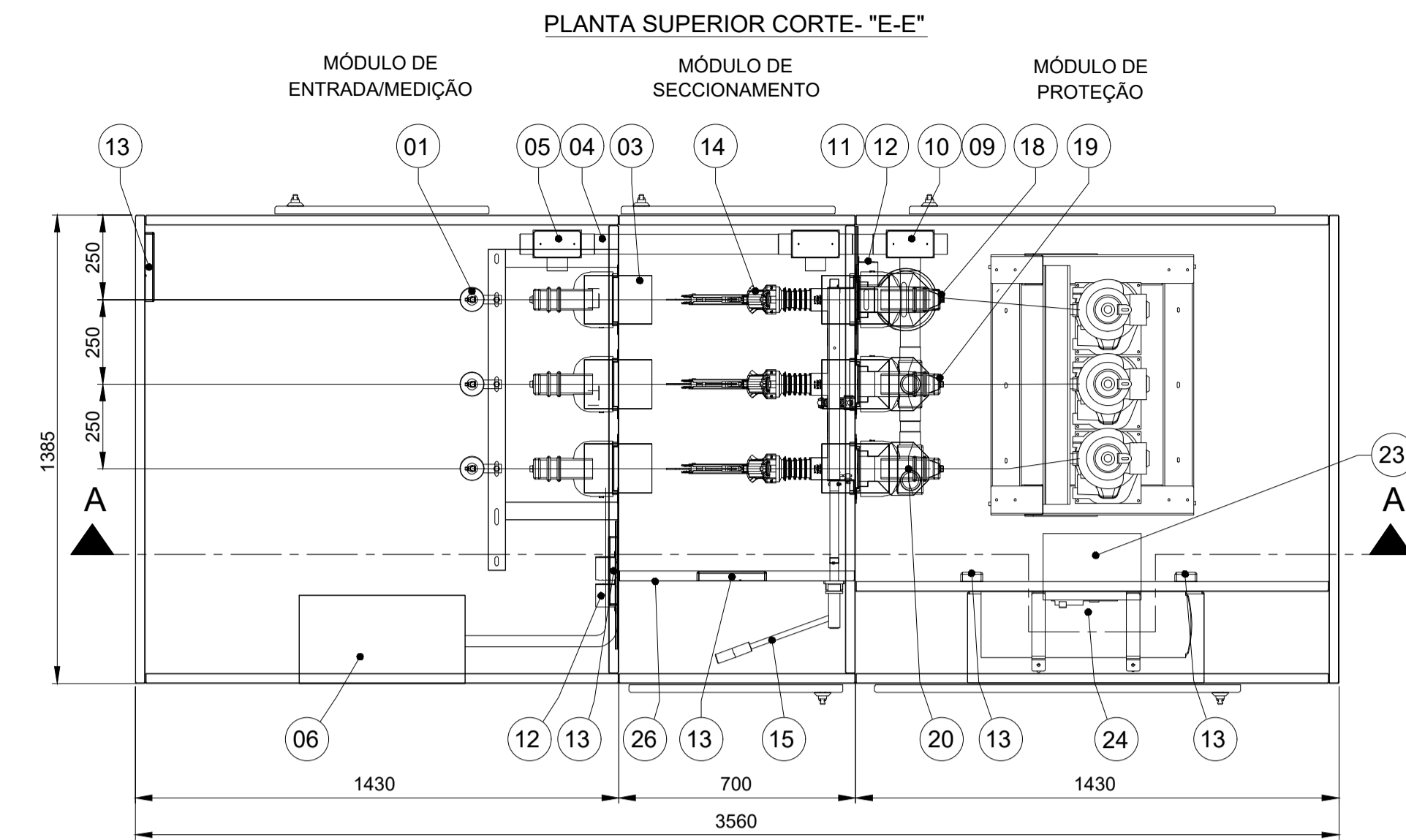
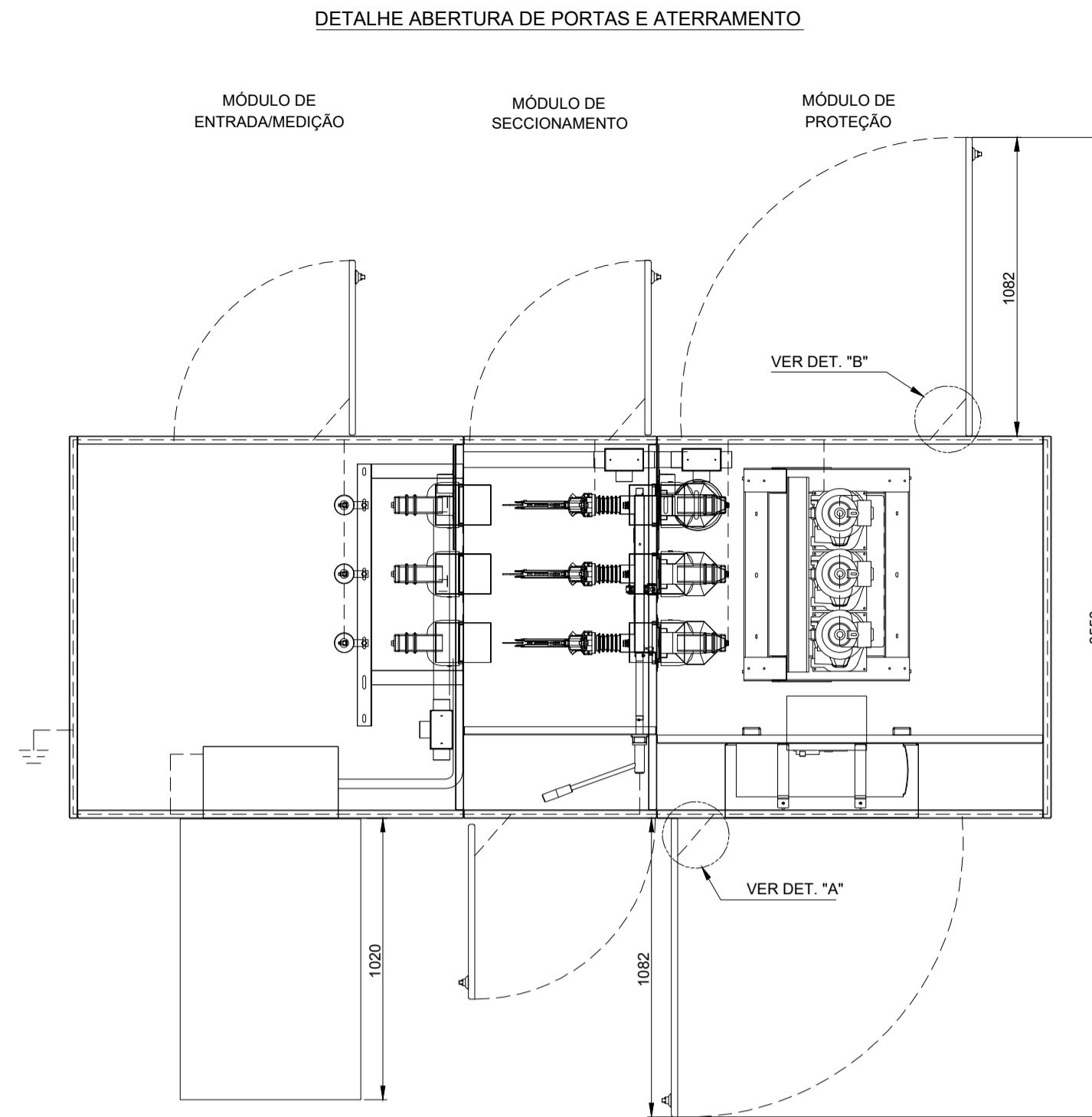
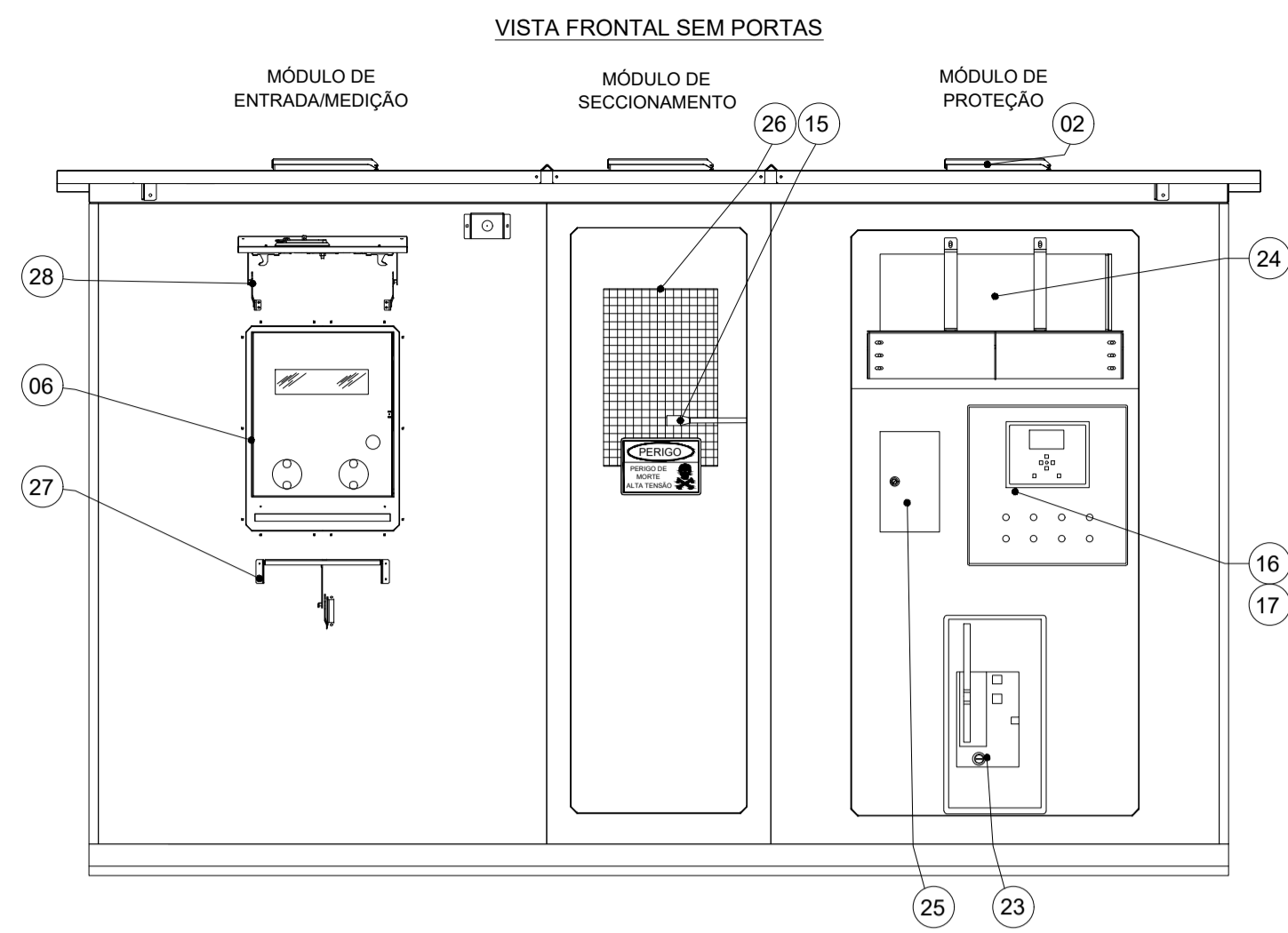
Rua São Bernardino nº 12  
Pq. Anhanguera - CEP: 05120-050  
São Paulo - SP



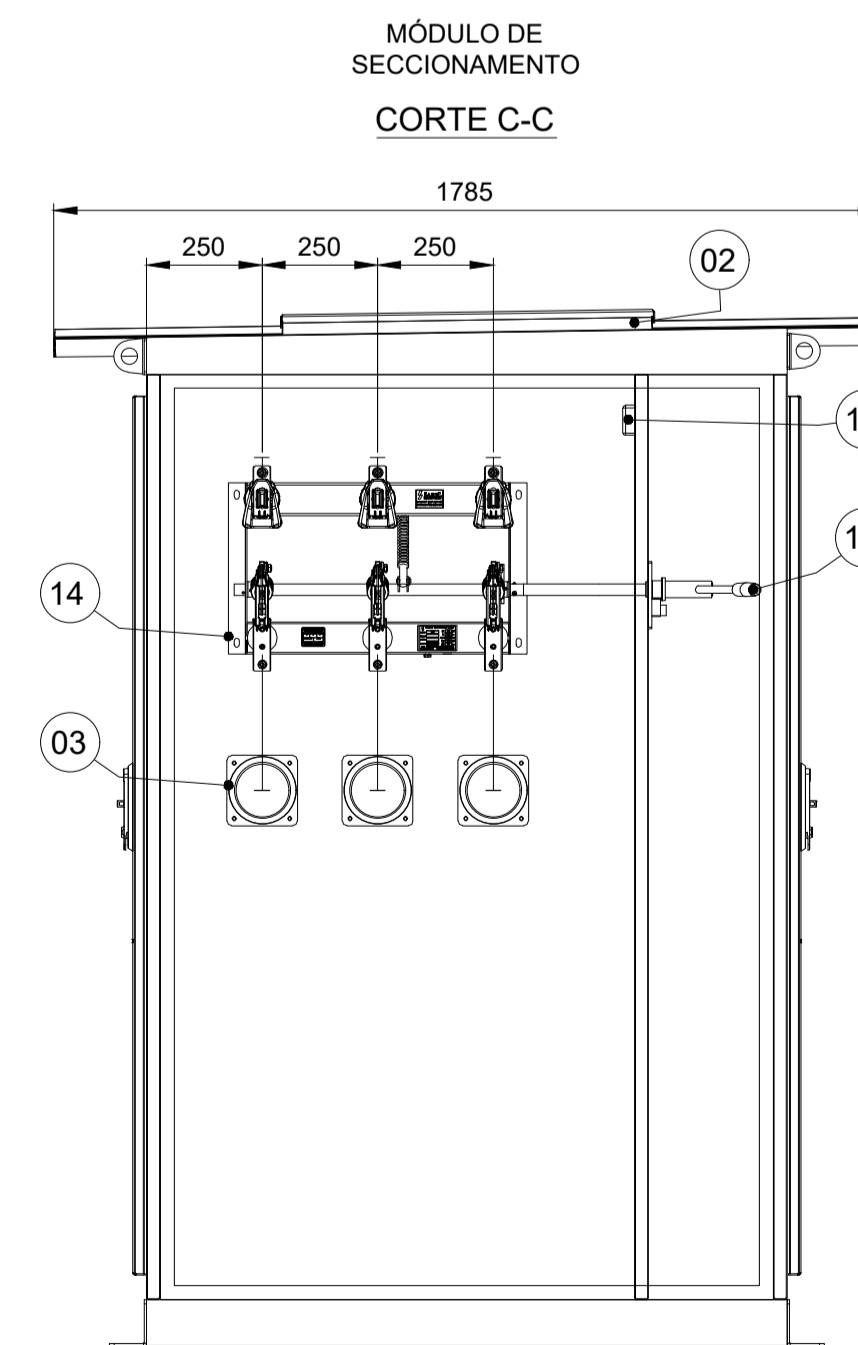
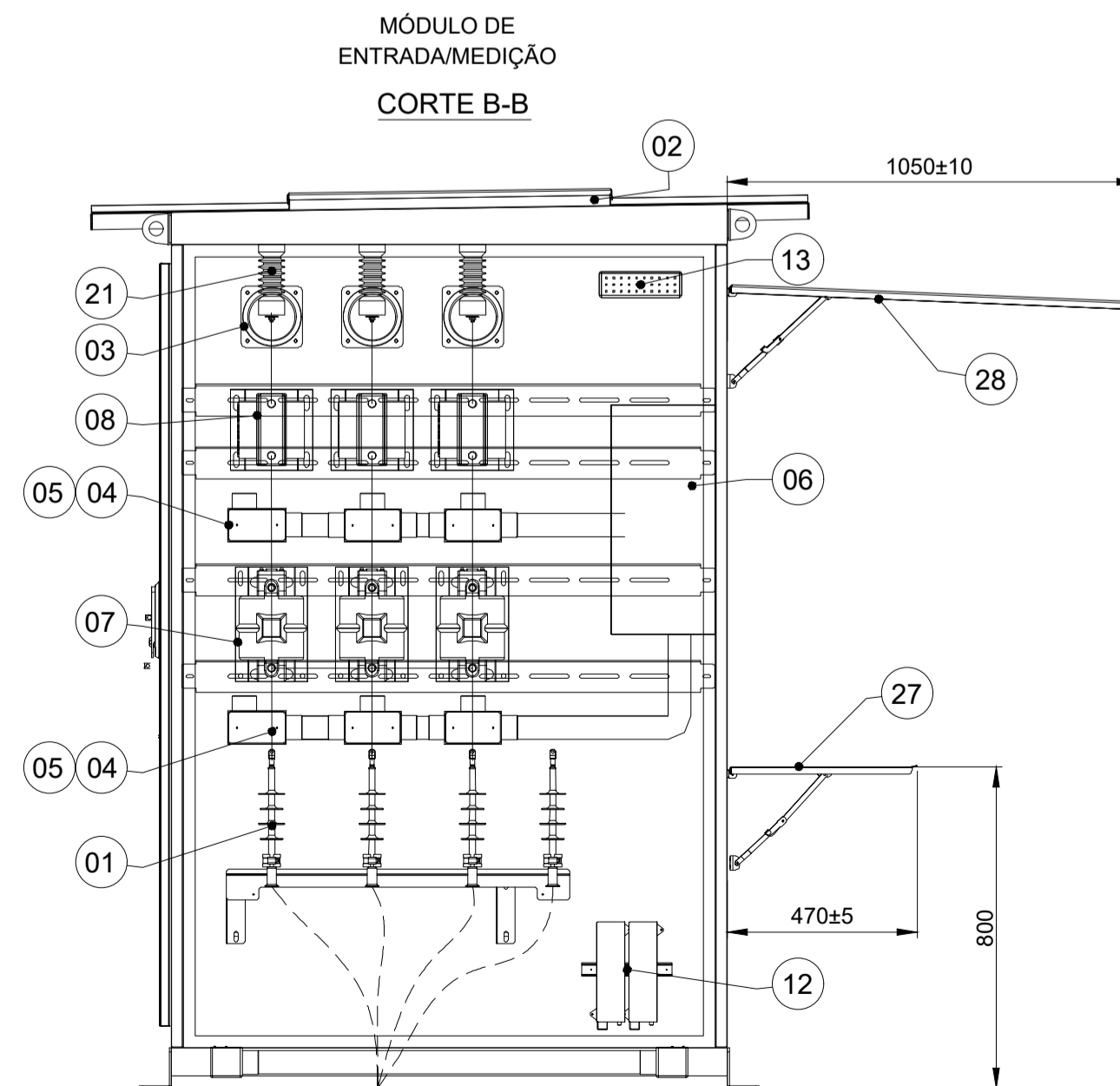
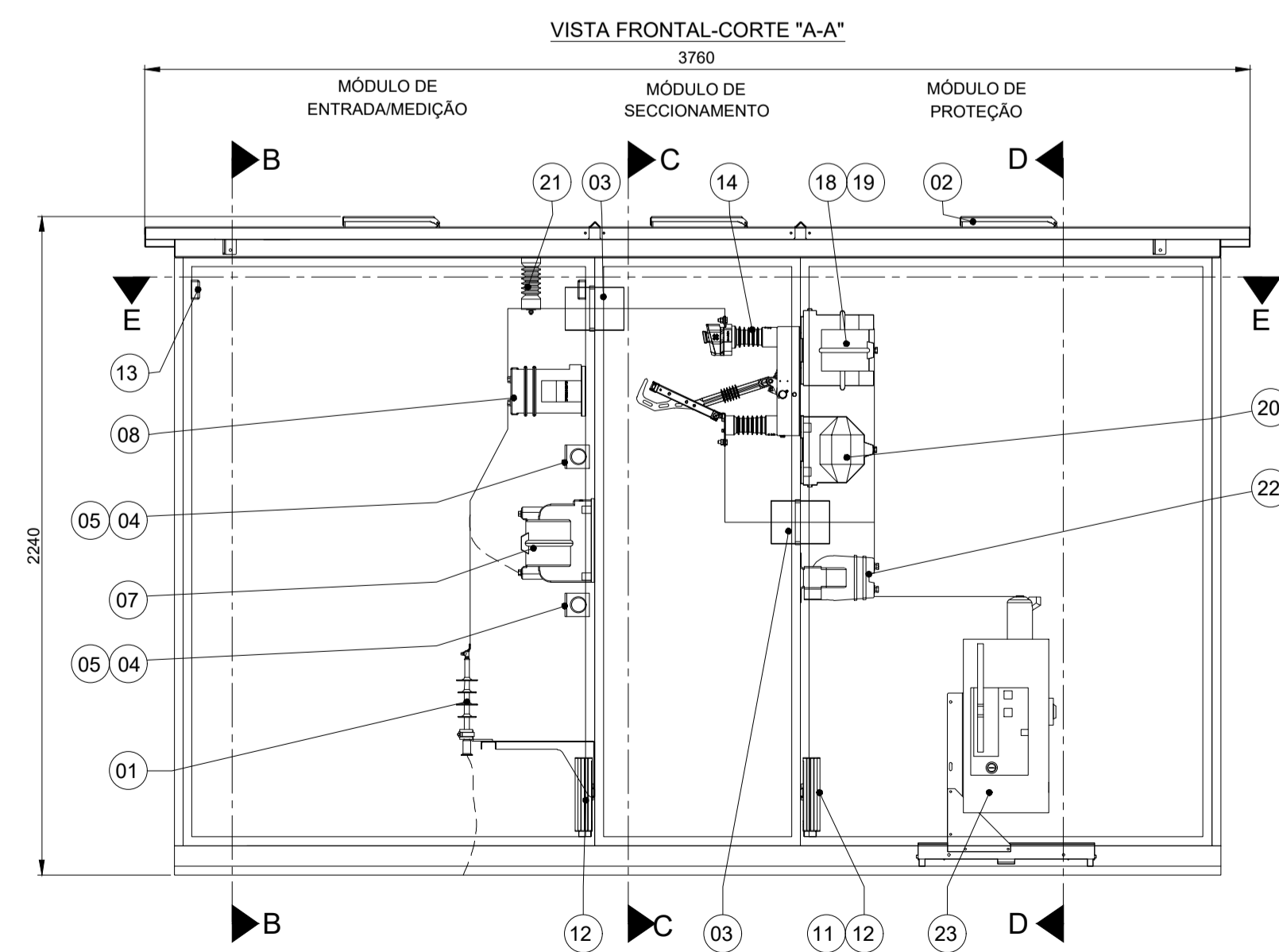
(11) 3648-7830  
contato@phb.com.br



Anexo 3 - Vistas em Cortes Cabine Blindada



- NOTAS:
- TODAS AS PORTAS POSSUEM DISPOSITIVOS PARA LACRE DA CONCESSIONÁRIA;
  - ATERRAMENTO:
    - MALHA PRINCIPAL: CABO COBRE NÚ 50mm<sup>2</sup>;
    - ATERRAMENTO PARTES MÓVEIS: CORDOALHA COBRE NÚ 25mm<sup>2</sup>;

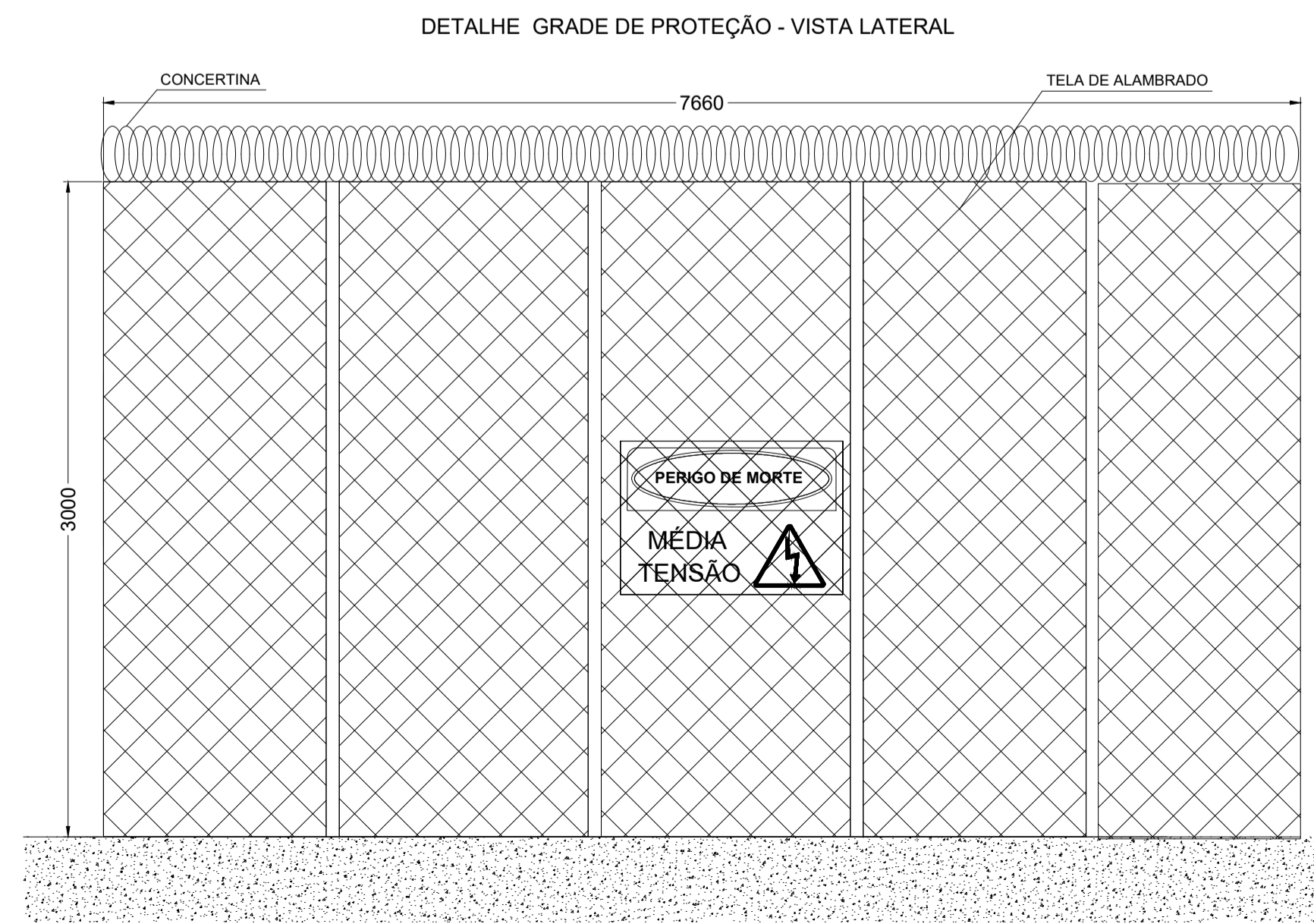
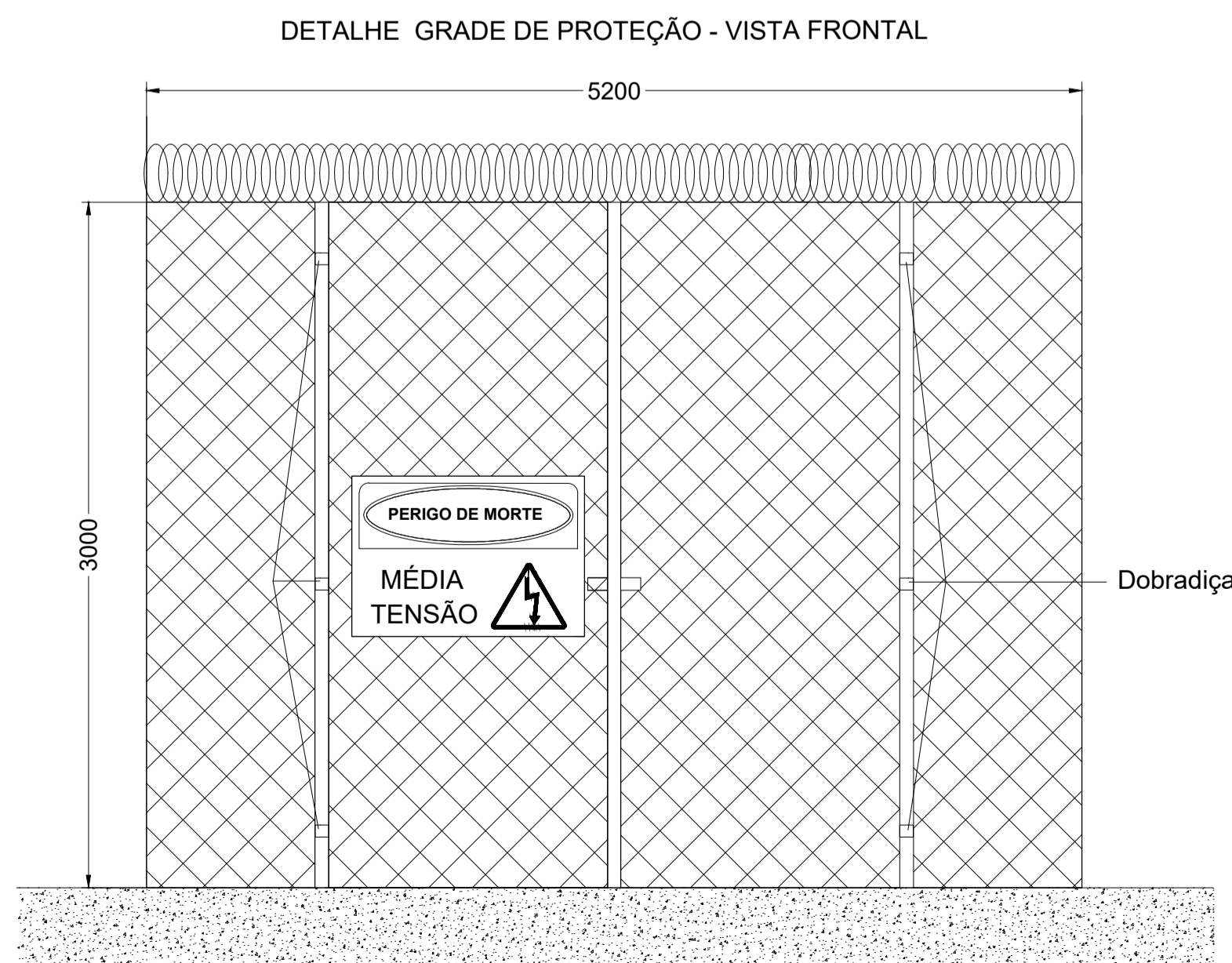
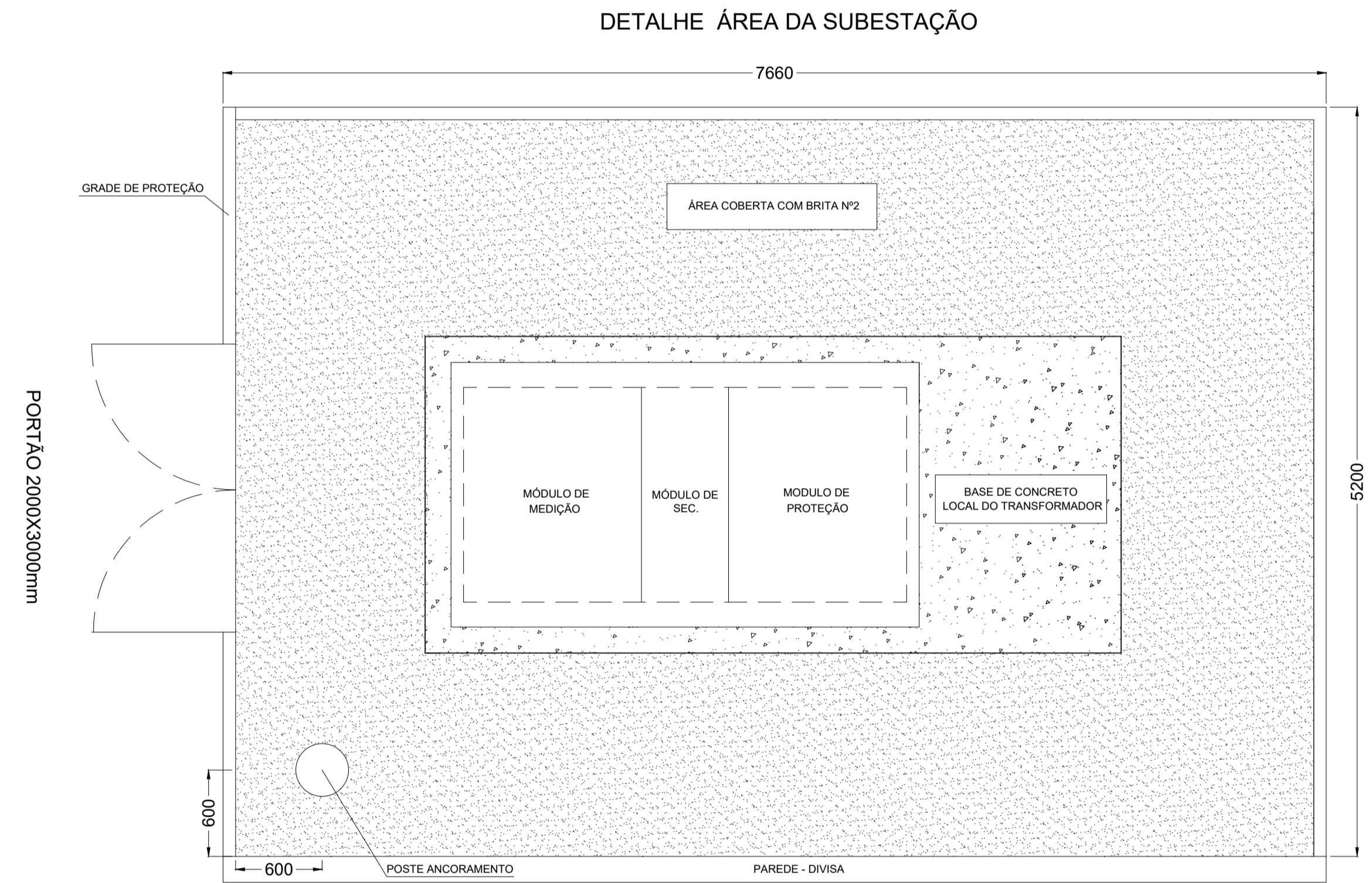
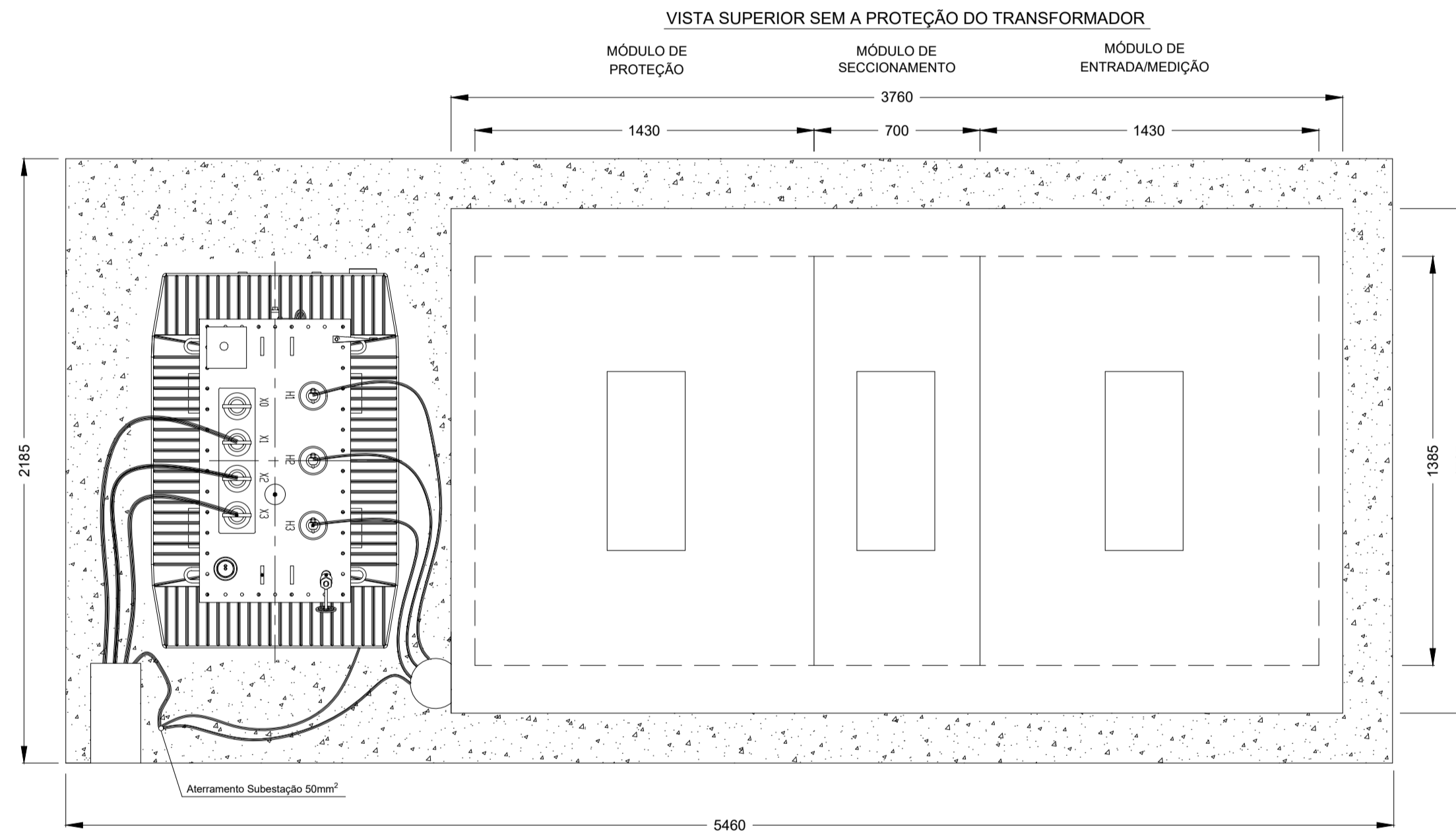
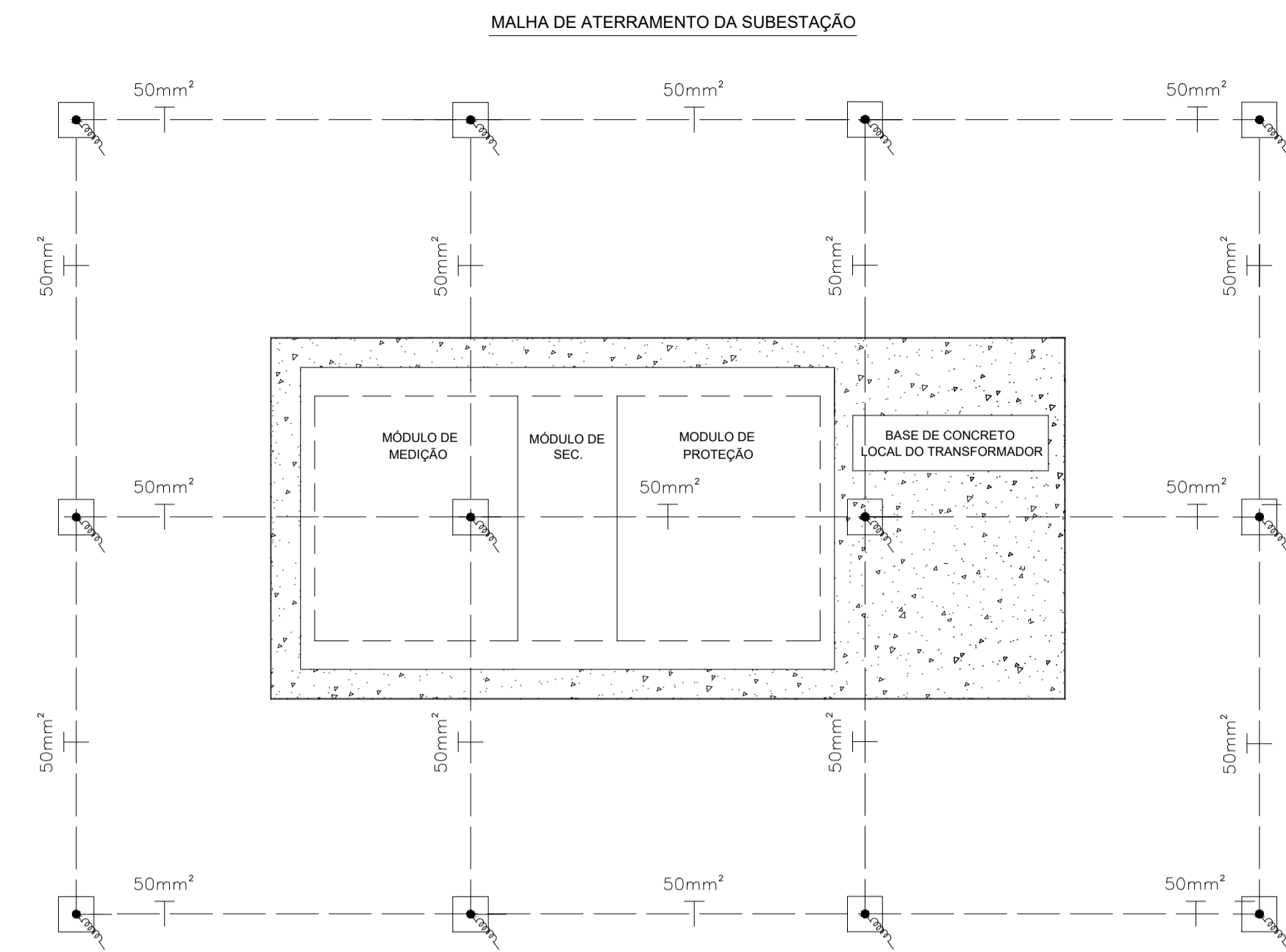
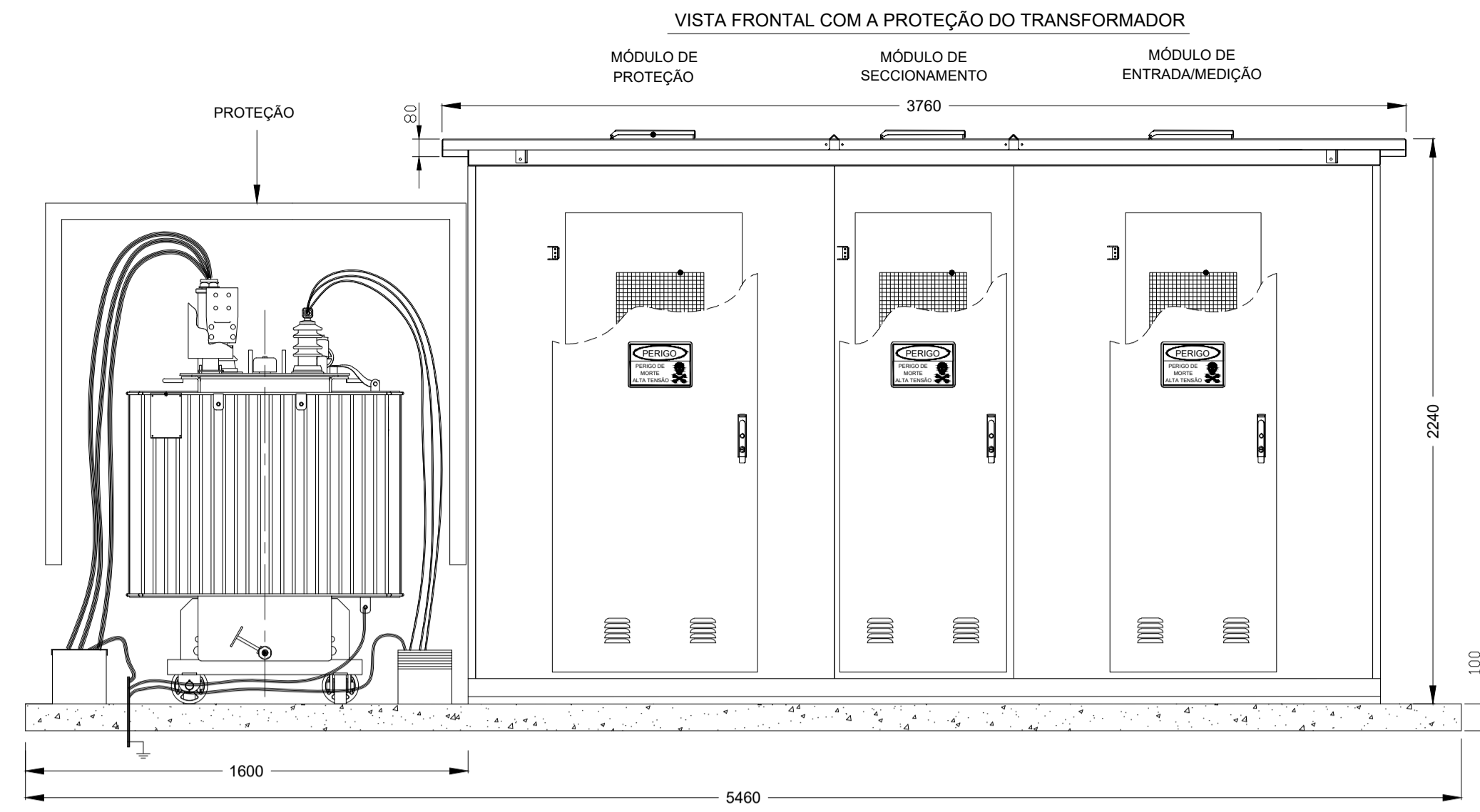


LEGENDA CMP-15kV - CEMIG				
ITEM	DENOMINAÇÃO	QTD	MODELO	OBSERVAÇÕES/MARCA
28	ABRIGO PARA LEITURA	01	-	-
27	MESA PARA LEITURA	01	-	-
26	GRADE DE PROTEÇÃO	-	12BWG - MALHA 13	-
25	CAIXA DE SERV. AUXILIAR	01	140 X 190 X 230	-
24	NOBREAK SENOIDAL	01	1500VA	NHS
23	DISJUNTOR MT	01	VBWC 630A 17,5KV / 25KA	WEG
22	TRANSF. DE CORRENTE	03	15KV	BRASFORME/SIMILAR
21	ISOLADOR	03	15KV - 110KV	SAREL/SIMILAR
20	TRANSF. DE POT. - PROTEÇÃO	03	13800R3/115V - 500VA	BRASFORME/SIMILAR
19	TRANSF. DE POT. - SERV. AUX2	01	13800R3/115V - 1500VA	BRASFORME/SIMILAR
18	TRANSF. DE POT. - SERV. AUX1	01	13800R3/115V - 1000VA	BRASFORME/SIMILAR
17	CAIXA DO SIST. PROTEÇÃO	01	500 X 500 X 250	-
16	RELÉ DE PROTEÇÃO	01	URP 6100	PEXTRON
15	PUNHO DE MANOBRA	01	-	-
14	CHAVE SECCIONADORA	01	TRI - ABERT. C/C 17,5KV/400A	SAREL/SIMILAR
13	LUMINÁRIA DE EMERGÊNCIA	05	-	TASCO
12	RESISTÊNCIA DE AQUEC.	04	150W	TASCO
11	TERMOSTATO	01	KT0111	STEGO
10	CONDULETE - (PROTEÇÃO)	-	2"	-
09	ELETRODUTO - (PROTEÇÃO)	-	2"	-
08	TRANSF. DE CORRENTE	03	15KV	CONCESSIONÁRIA
07	TRANSF. DE POTENCIAL	03	15KV	CONCESSIONÁRIA
06	CAIXA DE MEDIÇÃO TIPO CM04	01	570 X 490 X 260	-
05	CONDULETE - (MEDIÇÃO)	-	2"	-
04	ELETRODUTO - (MEDIÇÃO)	-	2"	-
03	BUCHA DE PASSAGEM	06	-	SAREL/SIMILAR
02	FLAPS DE ALÍVIO DE PRESSÃO	-	-	-
01	MUFLA TERMINAL 12/20KV	-	-	CLIENTE

PROJETO DE USINA SOLAR FOTOVOLTAICA			
PROPRIETÁRIO	LOCALIZAÇÃO	FINALIDADE	ÁREA CONSTRUÇÃO
Indústria e Comercio de alimentos Ltda.	Av. José Francisco Domingos, 55 - Distrito Industrial Cel. Fabriciano/MG	XXXXXXXXXX	-
01/01	PROJETO EXECUTIVO	ÁREA TERRENO	-
REVISÃO A	VISTAS EM CORTES CABINE BLINDADA	DATA 22/08/2023	FORMATO A1
RESPONSÁVEL TÉCNICO	DESENHO	DATA	EMPRESA
KERLEY FORTUNATO DE ALEMIDA	xxxx	22/08/2023	-
XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	PREPARADO	-	-
CREA - MG-XXXXX/D	VERIFICADO	-	-
-	APROVADO	-	-

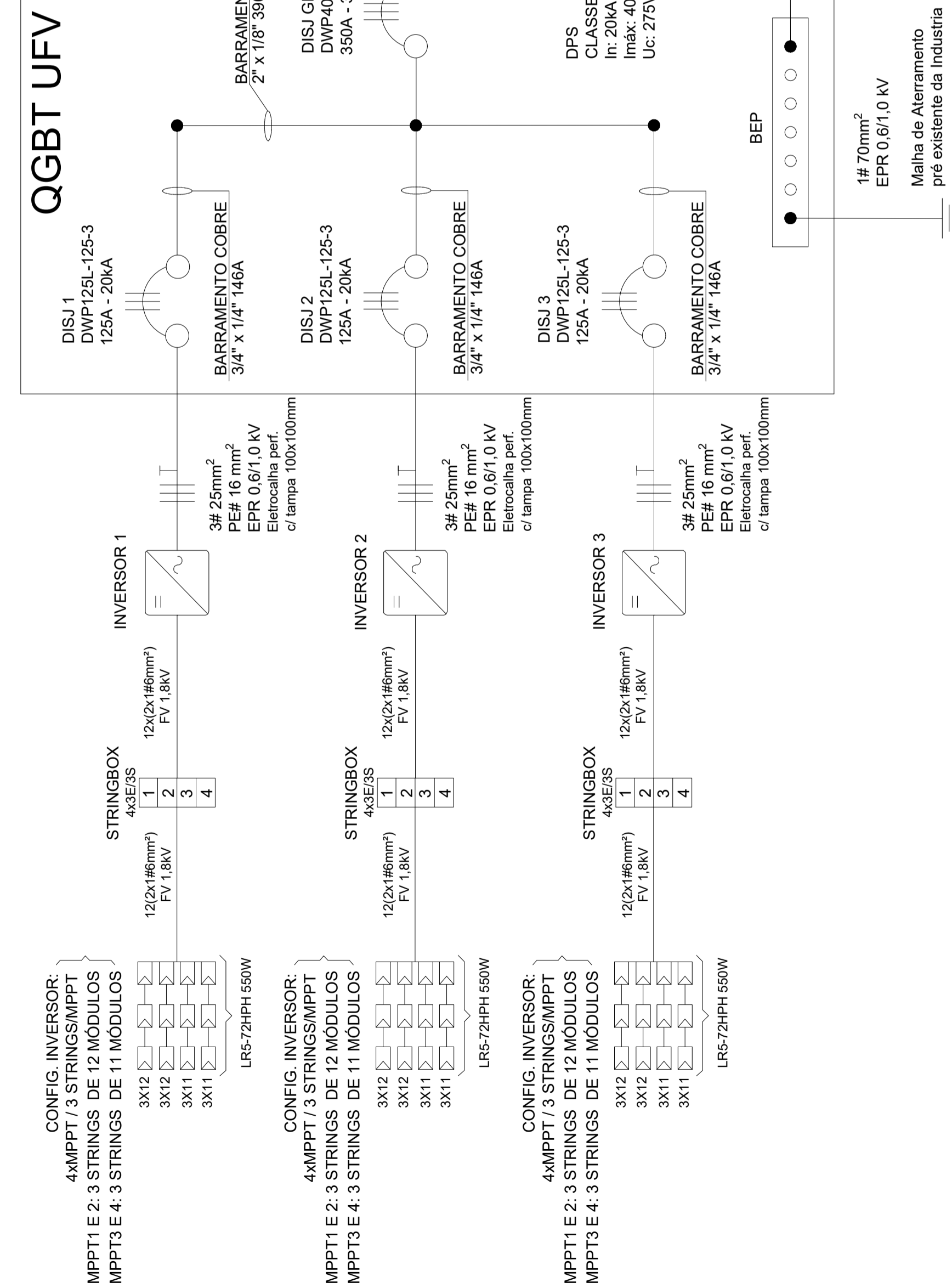
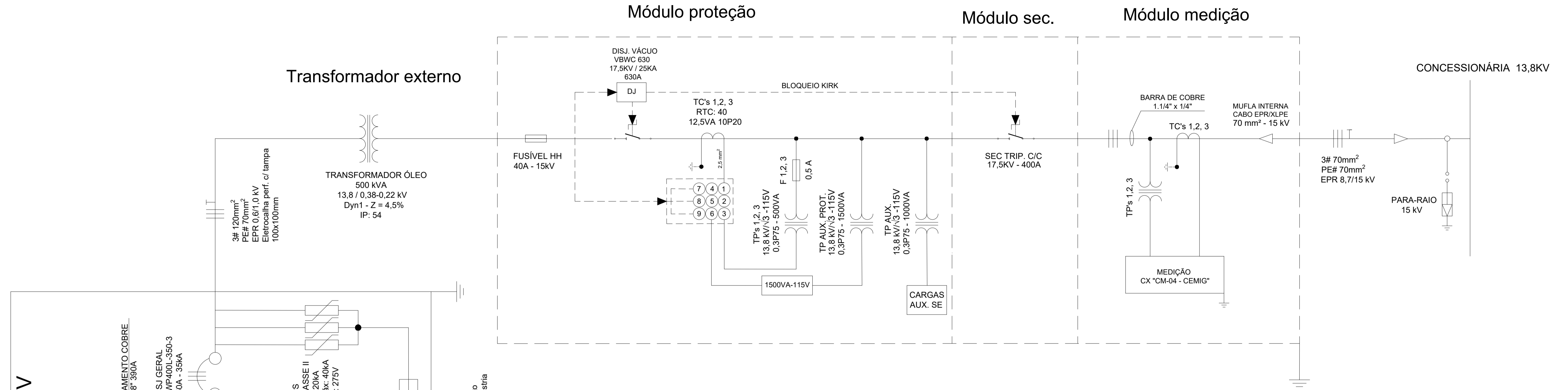
Anexo 4 - Detalhes Subestação



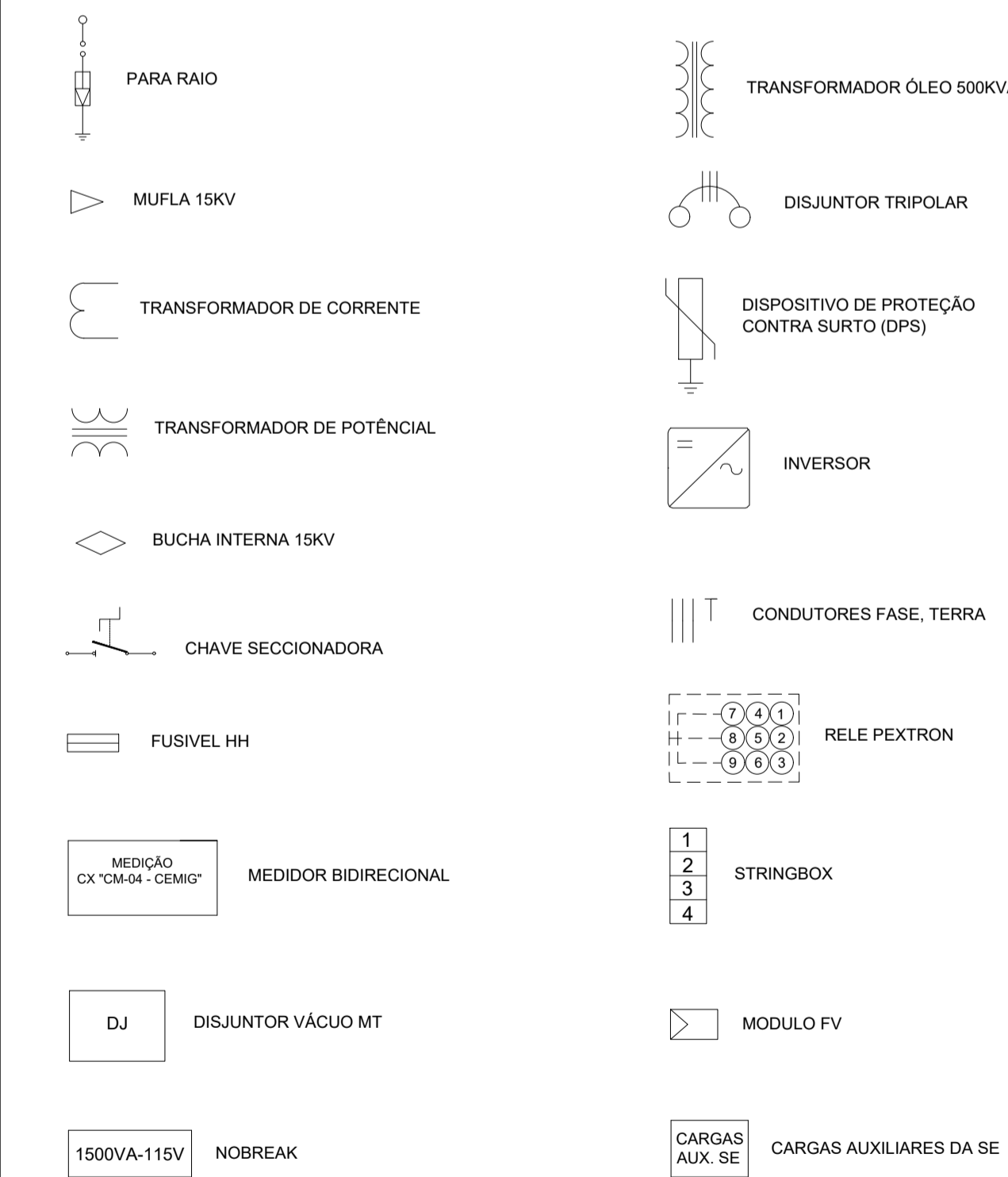
TÍTULO				PROJETO DE USINA SOLAR FOTOVOLTAICA	
PROPRIETÁRIO	Indústria e Comercio de alimentos Ltda.			FINALIDADE	XXXXXXXXXX
PROFIS/UF	XXXXXXXXXX	LOCALIZAÇÃO	Av. José Francisco Domingos, 55 - Distrito Industrial Cel. Fabriciano/MG		ÁREA CONSTRUÇÃO
FOLHA	01/01	TÍTULO	PROJETO EXECUTIVO		ÁREA TERRENO
REVISÃO	A	TÍTULO	DETALHES SUBESTAÇÃO		DATA
RESPONSÁVEL TÉCNICO	KERLEY FORTUNATO DE ALEMIDA		DESENHO	XXXX	DATA
			PREPARADO		22/08/2023
			VERIFICADO		EMPRESA
			APROVADO		FORMATO
					A1

# Anexo 5

## DIAGRAMA UNIFILAR

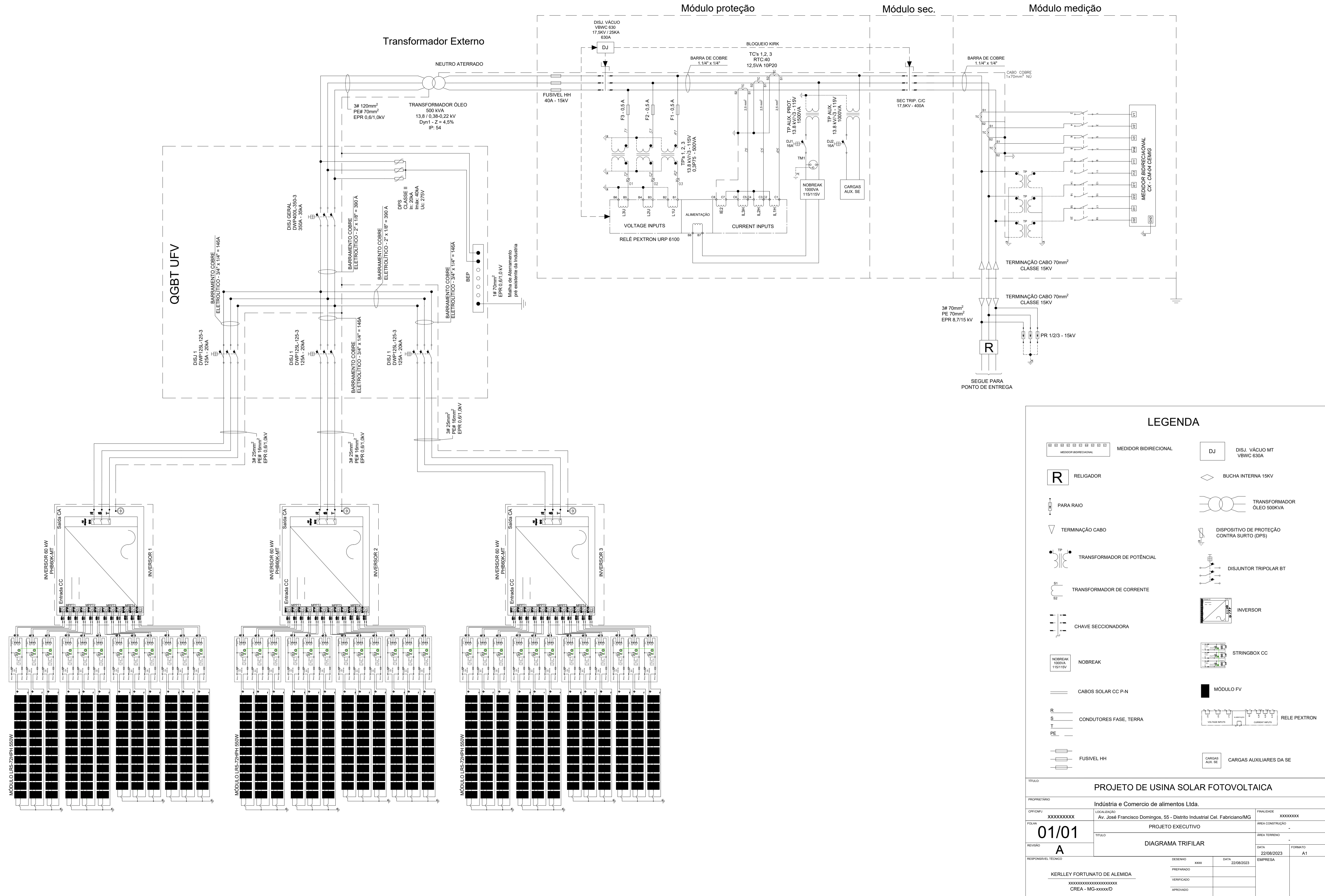


### LEGENDA



TÍTULO: PROJETO DE USINA SOLAR FOTOVOLTAICA			
PROPRIETÁRIO:	Indústria e Comercio de alimentos Ltda.		
CPF/CNPJ:	LOCALIZAÇÃO:	FINALIDADE:	
XXXXXXXXXX	Av. José Francisco Domingos, 55 - Distrito Industrial Cel. Fabriciano/MG	XXXXXXXXXX	
FOLHA:	PROJETO EXECUTIVO	ÁREA CONSTRUÇÃO:	
01/01		ÁREA TERRENO:	
REVISÃO:	DIAGRAMA UNIFILAR	DATA:	FORMATO:
A		20/07/2023	A1
RESPONSÁVEL TÉCNICO:	DESENHO:	DATA:	EMPRESA:
KERLEY FORTUNATO DE ALEMIDA	xxxx	xx/xx/2021	
XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	PREPARADO:		
CREA - MG-xxxxx/D	VERIFICADO:		
	APROVADO:		

# Anexo 6 DIAGRAMA TRIFILAR



### LEGENDA

	MEDIDOR BIDIRECIONAL		DJ DISJ. VÁCUO MT VBWC 630A
	RELIGADOR		BUCHA INTERNA 15KV
	TERMINAÇÃO CABO		TRANSFORMADOR ÓLEO 500KVA
	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL		DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO CONTRA SURTO (DPS)
	TRANSFORMADOR DE CORRENTE		DISJUNTOR TRIPOLAR 8T
	CHAVE SECCIONADORA		INVERSOR
	NOBREAK		STRINGBOX CC
	CABOS SOLAR CC P-N		MÓDULO FV
	CONDUTORES FASE, TERRA		RELE PEXTRON
	FUSIVEL HH		CARGAS AUX. SE

TÍTULO: PROJETO DE USINA SOLAR FOTOVOLTAICA			
PROPRIETÁRIO: Indústria e Comercio de alimentos Ltda.			
CPF/CNPJ: XXXXXXXX	LOCALIZAÇÃO: Av. José Francisco Domingos, 55 - Distrito Industrial Cel. Fabriciano/MG	FINALIDADE: XXXXXXXX	
FOLHA: 01/01	TÍTULO: PROJETO EXECUTIVO		ÁREA CONSTRUÇÃO: -
REVISÃO: A	TÍTULO: DIAGRAMA TRIFILAR		ÁREA TERRENO: -
RESPONSÁVEL TÉCNICO: KERLETTY FORTUNATO DE ALEMIDA	DESENHO: xxxx	DATA: 22/08/2023	FORMATO: A1
VERIFICADO: XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	PREPARADO: -	EMPRESA: -	
APROVADO: CREA - MG-XXXXX/D			

