

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



**Projeto de Usina Fotovoltaica 1 MW Localizada em
Brasília - DF**

ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Ricardo Villas Boas Teixeira de Carvalho
Orientador: Prof. Me. João Marcus Soares Callegari

Viçosa, 19 de setembro de 2022.

Ricardo Villas Boas Teixeira de Carvalho

Projeto de Usina Fotovoltaica 1 MW Localizada em Brasília – DF

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, 29 de agosto de 2022.

ATA DE APROVAÇÃO

Ricardo Villas Boas Teixeira de Carvalho

Projeto de Usina Fotovoltaica 1 MW Localizada em Brasília - DF

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 31 de agosto de 2022.

Presidente e Orientador: Prof. Me. João Marcus Soares Callegari
Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira
Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: Prof. Dr. Erick Matheus da Silveira Brito
Universidade Federal de Viçosa

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho

À minha esposa Tatiana e aos meus filhos Matheus e Isabela que são o alicerce das minhas conquistas.

AGRADECIMENTOS

A Deus por iluminar os meus caminhos.

A Minha família pelo apoio incondicional.

A Universidade Federal de Viçosa e seus professores pela oportunidade de participar e receber o conhecimento do curso de Especialização em Sistemas Fotovoltaicos Isolados e Conectados à Rede Elétrica.

RESUMO

Desde a Resolução Normativa 687/2015, as fazendas solares se tornaram investimentos atrativos devido a possibilidade do compartilhamento de energia de minigeração entre um grupo de pessoas (CPF ou CNPJ) que estejam na mesma área de concessão. Esse trabalho realiza o dimensionamento, estudo de viabilidade e projeto da subestação de entrada para implantação de uma fazenda solar com potência instalada de 1 MW, que será implantada na cidade de Brasília-DF.

O empreendimento é enquadrado no âmbito da minigeração distribuída, atendido em média tensão trifásica 13,8 kV a 60 Hz, demanda contratada de 1 MW. Para uma irradiação solar média local estimada em 5,56 kWh/m².dia, o sistema solar fotovoltaico foi dimensionado com uma potência instalada de 1 MW, no qual 1.872 módulos de 550 Wp e 8 inversores de 125 kW são empregados. A instalação dos módulos é feita no solo, ocupando cerca de 13.115 m² ou 65 % da área total 20.000 m² disponível.

O projeto apresentou viabilidade, com uma taxa interna de retorno de 23,80% a.a. e payback descontado de 7,7 anos, justificando o elevado investimento inicial.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico, Média Tensão, Viabilidade.

Lista de Figuras

Figura 1: Fotos do local onde será construída a usina solar fotovoltaica.....	18
Figura 2: Coordenadas da localização da UFV, coletadas no Google Maps. [1]Link.....	19
Figura 3: Dados de irradiação solar na localização da UFV – CRESESB. [2]Link.....	20
Figura 4: Fotos da localização da UFV – Chácara da Raquel. (Google Maps)	22
Figura 5: UFV operando próxima ao local de construção da nova UFV. [5]Link	25
Figura 6: Exemplo de arrumação dos módulos a ser utilizado na UFV.	25
Figura 7: Visão superior do distanciamento dos módulos FV.....	26
Figura 8: Cálculo da distância entre as fileiras dos módulos fotovoltaicos. [6] Link.....	26
Figura 9: Filas dos Módulos Fotovoltaicos dispostos no terreno.	27
Figura 10: Informações do Inversor retiradas nas suas folhas de dados. [3] Link.....	30
Figura 11: Esquema de ligação dos Módulos FT no Inversor. [3]Link	31
Figura 12: String box c.c. integrada no inversor PHB125K-HT. [3]link.....	32
Figura 13: Quadro de junção c.a. [8] Link	33
Figura 14: Detalhamento dos Módulos FV, Cabeamento e Inversores UFV.	35
Figura 15: Exemplo de instalação e cabos ao ar livre tipo m_F.....	37
Figura 16: Exemplo do eletrodo de aterramento dos módulos fotovoltaicos. [10].....	42
Figura 17: Modelo esquemático do aterramento dos inversores.	43
Figura 18: Topologia de subestação abrigada com potência instalada acima de 300 kVA. 45	
Figura 19: Dimensões do Transformador de 13,8 kV para 0,38 kV. [11]Link	46
Figura 20: Dimensões da subestação projetada.	46
Figura 21: (a)-(b) Fornecimento subterrâneo para cabine primária abrigada.	47
Figura 22 Disjuntor aberto ABWC1600,	50
Figura 23: Diagrama unifilar do QGBT de BT da UFV.....	51
Figura 24: Esquemático utilizado para dimensionamento do TC.....	52
Figura 25: Circuito equivalente secundário do TC de proteção.....	54
Figura 26: Disjuntor de MT escolhido.....	59
Figura 27: Detalhe da haste de aterramento.....	61
Figura 28: Aterramento da subestação da UFV.....	62
Figura 29: Esquema de aterramento da subestação e o sistema fotovoltaico	62
Figura 30: Configuração da rede aérea de distribuição protegida da SE Cemig.....	64
Figura 31: Especificações dos cabos e transformador da Subestação.....	65
Figura 32: Correntes de c.a da Concessionária e UFV nas diversas barras.....	69
Figura 33: Coordenograma das proteções de fase.....	73
Figura 34: Coordenograma das proteções de neutro.....	74
Figura 35: Diagrama unifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica.....	84

Lista de Tabelas

Tabela 1: Informações consumo da UFV.....	20
Tabela 2: Informações da Engenharia PHB Solar – junho/2022 V8.7. [3] Link.....	23
Tabela 3: Características do módulo fotovoltaico utilizados na instalação. [4] Link.....	23
Tabela 4: Informações utilizadas para o dimensionamento dos Módulos FV da UFV.	24
Tabela 5: Quantidade módulo fotovoltaico utilizados na instalação.....	24
Tabela 6: Características dos inversores fotovoltaicos utilizados na instalação. [7]Link.....	28
Tabela 7a: Distribuição dos módulos FV pelos Inversor.	29
Tabela 7b: Tensão por string no Inversor.	29
Tabela 7c: Corrente por string no Inversor.	29
Tabela 8: Resumo do dimensionamento elétrico da UFV.....	31
Tabela 9: Especificações da string box c.c. integrada ao inversor PHB125K-HT.....	32
Tabela 10: Composição do quadro de junção c.a.	33
Tabela 11: Premissas para dimensionamento de cabos c.c.....	35
Tabela 12: Dimensionamento dos cabos c.c. de acordo com a ABNT NBR 5410. [9]	36
Tabela 13: Dimensionamento dos cabos c.c. de acordo com a ABNT NBR 16690.	36
Tabela 14: Premissas para dimensionamento de cabos c.a.	37
Tabela 15: Dimensionamento dos cabos c.a. de acordo com a ABNT NBR 5410. [9]	38
Tabela 16 Metragem de cabos c.c., c.a. e Aterramento fora da subestação.	41
Tabela 17: Dimensionamento dos condutores de aterramento c.c. e c.a. da UFV. [9].....	41
Tabela 18 Metragem do aterramento do sistema FV.	43
Tabela 19: Dimensionamento dos eletrodutos. [9].....	44
Tabela 20: Dimensionamento do cabo de entrada da subestação [12]	47
Tabela 21: Dimensionamento dos equipamentos da subestação.....	48
Tabela 22: dimensionamento da corrente no disjuntor BT. [9]	49
Tabela 23: Dimensionamento de barramento de cobre.	49
Tabela 24: Disjuntor aberto ABWC1600 da WEG [13]Link.....	50
Tabela 25: Cargas com fator de potência 0.9 para corrente secundária nominal 5 A.	55
Tabela 26: Memorial de cálculo do transformador de corrente.....	56
Tabela 27: Dimensionamento de TP de proteção em 13,8 kV.....	56
Tabela 28: Quadro de carga da subestação para alimentação auxiliar.....	57
Tabela 29: Quadro de carga da subestação para alimentação da proteção.....	57
Tabela 30: Dados técnicos do disjuntor de MT. [14]Link.....	58
Tabela 31: Dimensionamento de TCs de medição em 13,8 kV.	59
Tabela 32: Dimensionamento dos TPs e TCs de medição em 13,8 kV.....	60
Tabela 33: Valores base utilizados nos estudos de proteção.....	63
Tabela 34: Impedância e correntes de curto-circuito na barra da SE CEMIG.	63
Tabela 35: Impedâncias e informações para cálculo de curto-circuito. [15]	65
Tabela 36: Dimensionamento do Transformador – 13,8 kV para 0,38 kV.....	68
Tabela 37: Características elétricas do transformador WEG a seco. [11]Link.....	68
Tabela 38: Impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema.....	70
Tabela 39: Ajustes de religadores para coordenação, fornecidas pela concessionária.	70
Tabela 40: Proteções e suas parametrizações conforme a ND.5.31 da CEMIG.	71
Tabela 41: Custos considerados para construção da UFV.	76

Tabela 42: Parâmetros financeiros e de capacidade. 78
Tabela 43: Parâmetros de dimensionamento e custos da UFV. 79
Tabela 44: Fluxo de caixa 80
Tabela 45: Indicadores Financeiros 81

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

Lista de Símbolos

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

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

$W_{\text{módulo}}$	Produção de energia do módulo
T_{noct}	Temperatura operação nominal
$V_{\text{cc,min}}$	Tensão c.c. de partida
V_{oc}	Tensão de circuito aberto*
V_{sec}	Tensão de isolamento
V_{mp}	Tensão de máxima potência*
V_{dps}	Tensão máxima de operação contínua
V_{ca}	Tensão nominal de saída c.a. (RMS)

*Informações no STC: 25° e 1000°C

Sumário

1-	Análise do Local da Instalação	16
1.1	ESTRATÉGIA E FINALIDADE DA UFV	16
1.2	LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	16
1.3	IRRADIAÇÃO SOLAR DO LOCAL ONDE SERÁ CONSTRUÍDA A USINA	18
1.4	ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO.....	20
1.5	ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA.....	20
2-	Dimensionamento da Sistema Fotovoltaico e Cabine Primária.....	21
2.1	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	21
2.1.1	<i>DIMENSIONAMENTO DA ÁREA ÚTIL PARA CONSTRUÇÃO DA USINA.....</i>	21
2.1.2	<i>DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS</i>	22
2.1.3	<i>DISTRIBUIÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS NA SUPERFÍCIE DO TERRENO.</i>	24
2.1.4	<i>CÁLCULO DA QUANTIDADE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS</i>	26
2.1.5	<i>DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES</i>	28
2.1.6	<i>DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO c.c. E c.a.</i>	32
2.1.7	<i>DIMENSIONAMENTO DOS CABOS c.c.</i>	33
2.1.8	<i>DIMENSIONAMENTO DOS CABOS c.a.</i>	37
2.1.9	<i>ATERRAMENTO, ELETRODUTOS E ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO DA UFV</i>	41
2.2	DIMENSIONAMENTO DA CABINE PRIMÁRIA.....	44
2.2.1	<i>TOPOLOGIA ADOTADA.....</i>	44
2.2.2	<i>CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E ELÉTRICAS DA SUBESTAÇÃO</i>	46
2.2.3	<i>DIMENSIONAMENTO DO QGBT BAIXA TENSÃO</i>	48
2.2.4	<i>COMPONENTES DO SISTEMA DE PROTEÇÃO: DISJUNTOR, RELÉ SECUNDÁRIO, TRANSFORMADORES DE TENSÃO E CORRENTE</i>	52
2.2.5	<i>COMPONENTES DO SISTEMA DE MEDIÇÃO.....</i>	59
2.2.6	<i>ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO.....</i>	60
2.2.7	<i>ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO E DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....</i>	62
2.3	ESTUDOS DE PROTEÇÃO	63
2.3.1	<i>CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO.....</i>	63
2.3.2	<i>PARAMETRIZAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO</i>	70
2.3.3	<i>ESTUDO DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO.....</i>	73
3-	Análise de Viabilidade Econômica	75
3.1.1	<i>ESTRATÉGIA COMERCIAL</i>	75
3.1.2	<i>CUSTOS ESTIMADOS</i>	75
3.1.3	<i>PARÂMETROS FINANCEIROS E DE CAPACIDADE.....</i>	78
3.1.4	<i>PARÂMETROS DE DIMENSIONAMENTO DA USINA E CUSTOS.</i>	79

3.1.5	FLUXO DE CAIXA	80
3.1.6	ANÁLISE DA VIABILIDADE.....	81
4-	Projeto Elétrico	83
4.1.1	PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR	83
5-	Conclusão.....	85
6-	Referências Bibliográficas	86
7-	Anexos	88

1- Análise do Local da Instalação

Esse capítulo objetiva a análise do local de instalação de uma usina solar fotovoltaica (UFV), enquadrada no âmbito da minigeração distribuída. Serão identificados eventuais obstáculos, perdas por sombreamento e intrínsecas para a instalação da UFV. A capacidade de aproveitamento da irradiação solar disponível no local da instalação para geração solar fotovoltaica também será apresentada.

O empreendimento é previsto para ser desenvolvido em uma chácara no interior de Brasília - DF, com a finalidade de investir em uma fonte de energia limpa e renovável, criando um negócio rentável com uma boa margem de lucro.

Essa usina solar fotovoltaica será concebida na forma de consórcio, onde existirão sócios pessoa física e pessoa jurídica. Sua capacidade será dimensionada em função do número de módulos fotovoltaicos que podem ser instalados na área disponível, compatível com a capacidade de demanda que pode ser oferecida pela concessionária Neoenergia, em Brasília, no Setor Lago Oeste.

1.1 ESTRATÉGIA E FINALIDADE DA UFV

Os créditos associados à produção da usina solar fotovoltaica serão utilizados para compensar as contas de energia das unidades de consumo de familiares, de amigos e terceiros que quiserem aderir ao projeto.

A estratégia é iniciar a execução das obras da UFV – Usina Fotovoltaica somente depois que toda a sua capacidade estiver previamente alocada pelos sócios, já estruturado em consórcio (estabelecido juridicamente) e com parecer de acesso positivo por parte da concessionária.

O trabalho de busca dos sócios para montagem do consórcio já foi iniciado e será finalizado quando toda capacidade de geração da usina solar fotovoltaica estiver alocada.

1.2 LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

O local escolhido para montagem da UFV é próximo, em uma chácara de posse de um dos membros da família do autor. Hoje, existe uma área disponível de 13.115 m² metros quadrados, limpa, cercada e bem próxima a rede elétrica trifásica da Neoenergia, em Brasília, no setor Lago Oeste. Detalhes podem ser observados na Figura 1.

A área apresenta três desníveis que podem ser ajustados com pequeno esforço de ajuste na estrutura que suportará os módulos fotovoltaicos. Os módulos fotovoltaicos podem ficar orientados para norte com inclinação igual latitude sem a existência de sombreamento.

O terreno tem um decaimento natural, garantindo que não existirá acúmulo de água no solo. Portanto, o investimento no controle da água pluvial será praticamente nulo.

A casa do empregado, que mora na chácara, fica bem próximo a UFV, o que garante a segurança presencial do local. O empregado será treinado para atuar nas atividades básicas operacionais e de monitoramento da usina.





Figura 1: Fotos do local onde será construída a usina solar fotovoltaica.

1.3 IRRADIAÇÃO SOLAR DO LOCAL ONDE SERÁ CONSTRUÍDA A USINA

Consultando a ferramenta Google Maps, foram coletadas as coordenadas do local de onde será construída a usina solar fotovoltaico, conforme Figura 2. A latitude e longitude do local são, respectivamente, $15^{\circ}35'35.0''\text{S}$ e $47^{\circ}57'33.1''\text{W}$.

Com as coordenadas, foi obtida a irradiação solar média anual, para o local da construção da usina no valor de $5,56 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$, conforme mostrado na Figura 3.

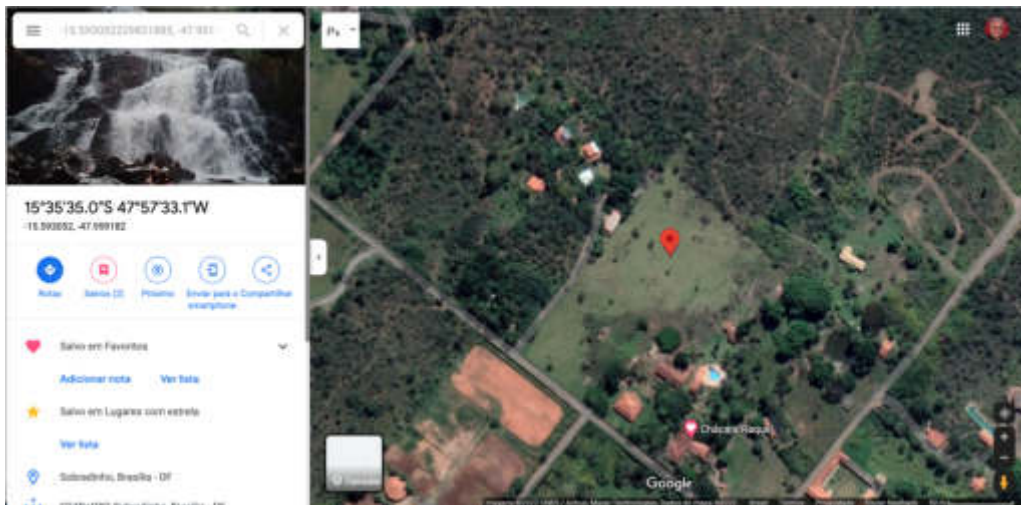


Figura 2: Coordenadas da localização da UFV, coletadas no Google Maps. [1][Link](#)

Coordenada Geográfica

Latitude **Sul** **Longitude** **Oeste**

Norte:

graus decimais (00.00°)

graus, minutos e segundos (00°00'00")

! Os valores válidos de latitude devem estar na faixa de 12° Norte e 40° Sul e de longitude na faixa de 30° Oeste e 80° Oeste. Em caso de dúvida entre em contato conosco.

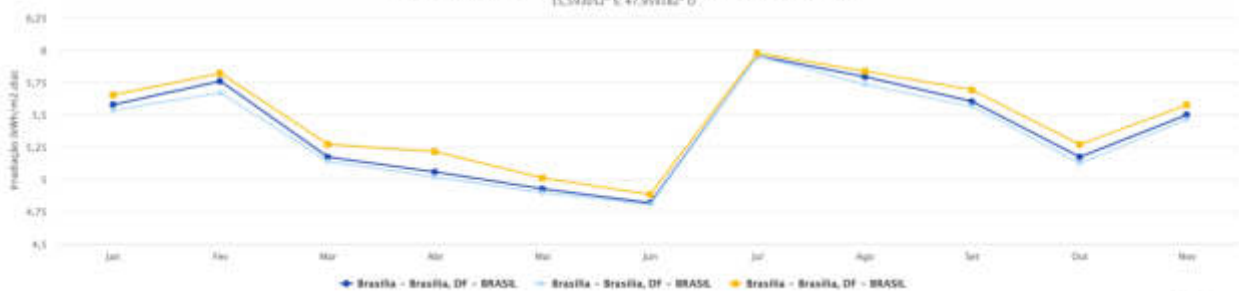
Localidades próximas

Latitude: 15.593052° S
Longitude: 47.959182° O

Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média (kWh/m².dia)		Distância (km)	Mês												Média	Delta	
				Latitude (°)	Longitude (°)		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
Brasília	Brasília	DF	BRASIL	15,801° S	47,948° O	1,4	5,98	5,76	5,17	5,08	4,92	4,81	5,05	5,55	5,75	5,65	5,17	5,50	5,36	1,14	
Brasília	Brasília	DF	BRASIL	15,801° S	43,048° O		9,7	5,52	5,87	5,14	5,01	4,89	4,88	5,06	5,95	5,73	5,38	5,12	5,46	5,33	1,15
Brasília	Brasília	DF	BRASIL	15,501° S	47,949° O		10,3	5,65	5,82	5,27	5,21	5,01	4,84	5,07	5,88	5,83	5,68	5,27	5,58	5,44	1,10

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas

15,593052° S, 47,959182° O



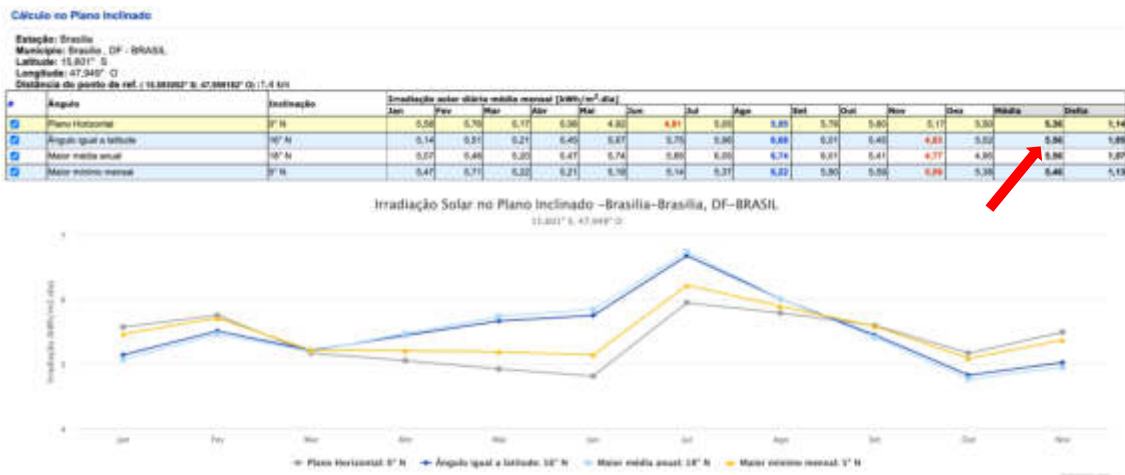


Figura 3: Dados de irradiação solar na localização da UFV – CRESESB. [2][Link](#)

1.4 ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO

Os módulos fotovoltaicos podem ficar orientados para norte com inclinação igual latitude sem a existência de sombreamento. As árvores existentes, que são poucas, serão replantadas em outro local. Para efeito do dimensionamento da capacidade da usina está sendo considerado a irradiação média anual informada pelo Cresesb e eficiência global do sistema, considerando todas as perdas, no valor de 86%.

1.5 ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA

No Capítulo 2 será detalhado o dimensionamento e disposição organizacional dos módulos fotovoltaicos no terreno. Para o projeto desta usina fotovoltaica, inicialmente, busca-se 145 clientes com consumo médio de 1019,46 kW/mês, conforme Tabela 1.

A geração mínima da usina para atender o consumo médio dos clientes foi calculado em consonância com a quantidade máxima de 1872 módulos fotovoltaicos de 550 W que podem ser instalados na área disponível para usina.

Tabela 1: Informações consumo da UFV.

Quantidade de clientes	145
Consumo médio mensal por cliente (kWh/mês)	1019,46
Consumo médio diário por cliente (kWh/dia)	33,98
Consumo médio total diário da UFV (kWh/dia)	4927,38

2-Dimensionamento da Sistema Fotovoltaico e Cabine Primária

Este capítulo tem objetivo fazer o dimensionamento do sistema fotovoltaico, dimensionamento da cabine primária e o estudo das proteções exigidas para aprovação na concessionária.

2.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

O dimensionamento do sistema fotovoltaico está baseado na área física de 13.115 m² disponível para construção da UFV e em equipamentos de última geração fornecidos pela distribuidora PHB Solar. Estes equipamentos podem ser encontrados e cotados na distribuidora.

2.1.1 DIMENSIONAMENTO DA ÁREA ÚTIL PARA CONSTRUÇÃO DA USINA

O dimensionamento da área útil para construção da UFV foi definido utilizando fotos do Google Maps e a funcionalidade de medição oferecida pelo sistema. A seguir apresentamos, na Figura 4, as fotos e as medidas realizadas para disposição dos equipamentos da UFV.

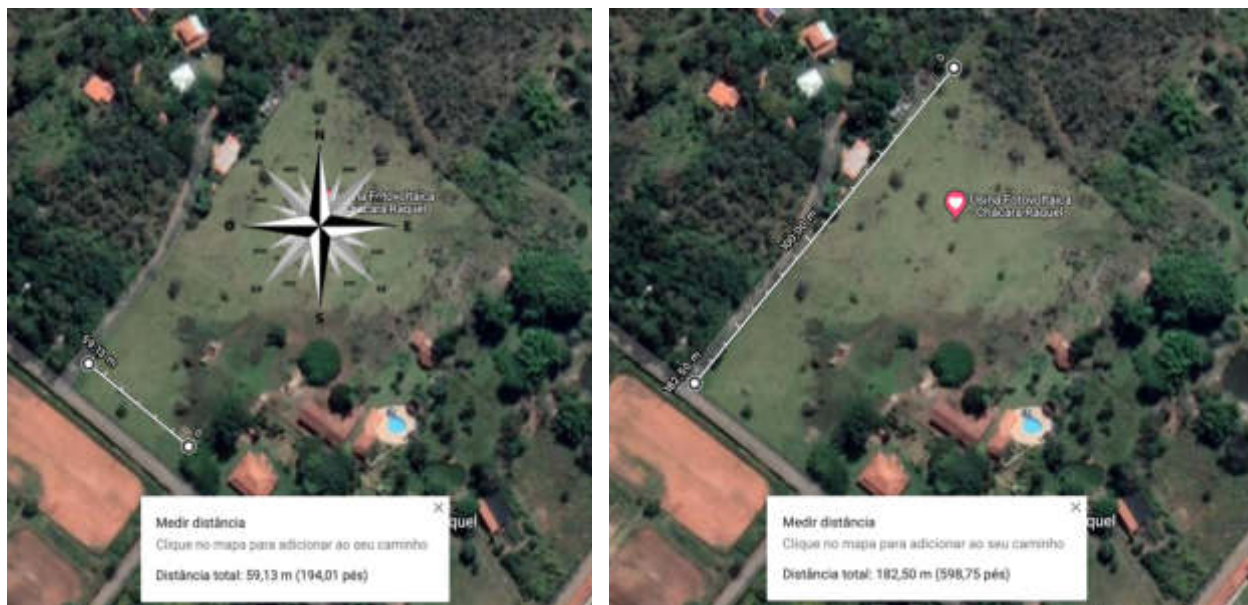




Figura 4: Fotos da localização da UFV – Chácara da Raquel. (Google Maps)

2.1.2 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Baseado na Tabela 2, fornecida pelo distribuidor PHB Solar, foi definida a utilização de módulo fotovoltaico de 550 W para esse projeto.

Dos modelos analisados, o Módulo JA SOLAR JAM72S30-550/MR foi escolhido, pelo fato de apresentar maior potência na Tabela 2. Essa escolha tem como objetivo obter maior capacidade de geração da UFV.

Tabela 2: Informações da Engenharia PHB Solar – junho/2022 V8.7. [3] [Link](#)

ENGENHARIA PHB SOLAR - JUNHO/2022 V8.7																
INVERSORES	MODE	MPPT/ STRINGS	STRING BOX	QDCA	MÓDULO FV 330W - INVO 330W BYD				MÓDULO FV 340W INVO / JA - 340W LONGI				MÓDULO FV 550W JA			
					STRINGS		TOTAL		STRINGS		TOTAL		STRINGS		TOTAL	
					MÍN	MÁX	MÍN	MÁX	MÍN	MÁX	MÍN	MÁX	MÍN	MÁX	MÍN	MÁX
PHB280-NS	220V 3Φ+N+PE / 3Φ+N+PE	3/3	INTEGRADO	84	02	03	03	02	02	03	03	02	03	02	03	
PHB3200-XS	220V 3Φ+N+PE / 3Φ+N+PE	1/3	INTEGRADO	84	02	04	02	04	02	03	02	03	02	03	02	03
PHB3000-NS	220V 3Φ+N+PE	3/3	INTEGRADO	112	02	04	02	04	02	04	02	04	02	04	02	04
PHB3000-NS	220V 3Φ+N+PE	3/2	INTEGRADO	92	04	07	04	07	04	07	04	07	04	07	04	07
PHB3000-NS	220V 3Φ+N+PE / 3Φ+N+PE	3/3	INTEGRADO	84	02	06	02	06	02	06	02	06	02	06	02	06
PHB3000T-DS	220V 3Φ+N+PE / 3Φ+N+PE	2/3	INTEGRADO	85	04	11	04	12	04	11	04	12	04	11	04	12
PHB6000-NS	220V 3Φ+N+PE / 3Φ+N+PE	2/2	STR02/06	85	04	11	04	15	04	11	04	15	04	11	04	15
PHB6000-MS	220V 3Φ+N+PE / 3Φ+N+PE	3/3	INTEGRADO	110	04	10	04	16	04	10	04	16	04	10	04	16
PHB6000-MS	220V 3Φ+N+PE / 3Φ+N+PE	3/3	INTEGRADO	91	04	10	04	24	04	10	04	23	04	10	04	22
PHB3000F-DT	220V 3Φ+N+PE / 3Φ+N+PE	2/4	INTEGRADO	104	09	15	09	22	09	15	09	22	09	15	09	22
PHB23K-DT	220V 3Φ+N+PE / 3Φ+N+PE	2/4	INTEGRADO	89	09	15	13	30	09	15	13	38	09	15	13	28
PHB23K-DT	380V 3Φ+N+PE / 3Φ+N+PE	2/3	STR03	103	07	20	13	32	07	20	12	32	07	20	12	32
PHB13K-DT C/AUTO TRAF0 15kVA	220V 3Φ+N+PE	2/3	STR03	89	07	20	13	32	07	20	12	32	07	20	12	32
PHB14K-DT	220V 3Φ+N+PE	2/4	STR04	89	09	15	13	34	09	15	13	34	09	15	13	33
PHB23K-DT	380V 3Φ+N+PE / 3Φ+N+PE	2/4	INTEGRADO	103	09	19	14	38	09	19	14	36	09	19	14	36
PHB13K-DT C/AUTO TRAF0 20kVA	220V 3Φ+N+PE	2/4	INTEGRADO	68	09	15	14	38	09	15	14	36	09	15	14	36
PHB25K-MT	220V 3Φ+N+PE / 3Φ+N+PE	3/5	INTEGRADO	89	09	15	14	38	09	15	14	36	09	15	14	36
PHB20K-MT	220V 3Φ+N+PE / 3Φ+N+PE	3/5	INTEGRADO	95	09	15	15	30	09	15	18	48	09	15	18	48
PHB23K-DT	380V 3Φ+N+PE / 3Φ+N+PE	2/4	INTEGRADO	88	09	20	20	52	09	20	19	51	09	20	19	50
PHB23K-DT C/AUTO TRAF0 15kVA	220V 3Φ+N+PE	2/4	INTEGRADO	95	09	20	20	52	09	20	19	51	09	20	19	50
PHB25K-DT	380V 3Φ+N+PE	2/6 - 2/4*	STR06 - STR04	88	09	18	24	62	09	19	23	60	09	18	23	60
PHB25K-DT C/AUTO TRAF0 30kVA	220V 3Φ+N+PE	2/6 - 2/6*	STR06 - STR04	84	09	18	24	62	09	19	23	60	09	18	23	60
PHB27K-MT	380V 3Φ+N+PE	3/6	INTEGRADO	68	09	20	26	68	09	20	25	66	09	20	25	66
PHB27K-MT C/AUTO TRAF0 30kVA	220V 3Φ+N+PE	3/6	INTEGRADO	94	09	20	26	68	09	20	25	66	09	20	25	66
PHB35K-MT	220V 3Φ+N+PE / 3Φ+N+PE	6/12	INTEGRADO	87	09	15	34	88	09	15	32	84	09	15	32	84
PHB34K-MT	380V 3Φ+N+PE / 3Φ+N+PE	3/6	INTEGRADO	99	09	20	35	90	09	20	33	86	09	20	33	86
PHB34K-MT C/AUTO TRAF0 30kVA	220V 3Φ+N+PE	3/6	INTEGRADO	97	09	20	35	90	09	20	33	86	09	20	33	86
PHB50K-MT (20A)	220V 3Φ+N+PE / 3Φ+N+PE	6/12	INTEGRADO	102	09	15	48	136	09	15	46	129	09	15	45	122
PHB60K-MT	380V 3Φ+N+PE / 3Φ+N+PE	6/12	INTEGRADO	96	09	20	57	154	09	20	55	148	09	20	54	148
PHB60K-MT C/AUTO TRAF0 70kVA	220V 3Φ+N+PE	6/12	INTEGRADO	102	09	20	57	154	09	20	55	148	09	20	54	148
PHB73K-HT	220V 3Φ+N+PE / 3Φ+N+PE	12/24	INTEGRADO	111	09	15	70	186	09	15	66	180	09	15	66	180
PHB73K-MT (20A)	380V 3Φ+N+PE / 3Φ+N+PE	4/12	INTEGRADO	100	09	20	72	192	09	20	68	186	09	20	67	184
PHB73K-MT (20A) C/AUTO TRAF0 90kVA	220V 3Φ+N+PE	4/12	INTEGRADO	105	09	20	72	192	09	20	68	186	09	20	67	184
PHB83K-MT (20A)	380V 3Φ+N+PE / 3Φ+N+PE	4/12	INTEGRADO	100	09	20	80	218	09	20	77	210	09	20	77	208
PHB83K-MT (20A) C/AUTO TRAF0 90kVA	220V 3Φ+N+PE	4/12	INTEGRADO	105	09	20	80	218	09	20	77	210	09	20	77	208
PHB126K-HT	380V 3Φ+N+PE / 3Φ+N+PE	12/24	INTEGRADO	106	09	20	130	320	09	20	114	310	09	20	113	306
PHB125K-HT C/AUTO TRAF0 180kVA	220V 3Φ+N+PE	12/24	INTEGRADO	107	09	20	130	320	09	20	114	310	09	20	113	306

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

Tabela 3: Características do módulo fotovoltaico utilizados na instalação. [4] [Link](#)

Parâmetros	Símbolo	Valor
Modelo	-	JA JAM72S30 550/MR
Garantia do produto	-	12 anos
Garantia da potência linear de saída	-	25 anos
Garantia de perda de produção	-	25 anos com 84,8% da potência de saída.
Degradação anual durante 25 anos	-	0,55% por ano
Tecnologia das células	-	Silício monocristalino half cell
Potência máxima*	P_{mp}	550 W
Tensão de máxima potência*	V_{mp}	41,96 V
Corrente de máxima potência*	I_{mp}	13,11 A
Tensão de circuito aberto*	V_{oc}	49,90 V
Corrente de curto-circuito	I_{sc}	14,00 A
Coeficientes de temperatura	k_{pmax}	-0,350%/°C
	k_{voc}	-0,275%/°C
	k_{isc}	+0,045%/°C
Número de células FV	N_{cel}	144(6x24)
Temperatura operação nominal	T_{noct}	45±2 °C
Eficiência do módulo	η_{fv}	21,3%
Massa do módulo	m_{fv}	28,6±3% kg
Área do módulo	A_m	2,58± m²
Dimensões do módulo	D_{fv}	2279±2mm×1134±2mm×35±1mm
Bitolas dos cabos c.c. de saída	-	4 mm², 12 AWG(UL)

*Informações no STC: 25° e 1000°C

Os valores de tensão, corrente e potência apresentados na Tabela 3 são válidos para as condições climáticas no STC (do inglês Standard test conditions): 25 °C e 1000 W/m².

Para usina fotovoltaica ter a capacidade de atender o consumo de 4.927,38 kWh/dia (vide Tabela 1) serão necessários 1.872 módulos fotovoltaico de 550 W, gerando uma UFV de 1.029,6 kW, conforme demonstrado na Tabela 4 e Tabela 5.

Tabela 4: Informações utilizadas para o dimensionamento dos Módulos FV da UFV.

Irradiação média (kWh/m ² /dia)	5,56
Eficiência do sistema (%)	86,00%
Módulo fotovoltaico	Módulo JA SOLAR JAM72S30-550/MR
Área do módulo fotovoltaico 2,279 x 1,134 (m ²)	2,584386
Eficiência do módulo fotovoltaico (%)	21,30%
Potência máxima nominal do módulo fotovoltaico (W)	550
Consumo Médio diário da UFV (kWh/dia)	4.927,38

Tabela 5: Quantidade módulo fotovoltaico utilizados na instalação.

Wmódulo (kWh/dia)	= Irradiação x Área Módulo FV x Eficiência Módulo FV x Eficiência do Sistema	2,6321
Nmódulos da Usina	= Consumo Médio por dia / Wmódulo	1.872
Total da Área dos Módulos (m ²)	= Área do Módulo x Nmódulo	4.837,97
Potência Total dos Módulos FVs (W)	= Nmódulos x Pmax do módulo	1.029.600

2.1.3 DISTRIBUIÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS NA SUPERFÍCIE DO TERRENO.

Para evitar o sombreamento de uma fileira de módulos FV em outra fileira de módulos FV é necessário dimensionar o distanciamento mínimo entre fileiras da UFV.

Conforme folha de dados do módulo fotovoltaico JA SOLAR JAM72S30-550/MR, as medidas na posição retrato são: comprimento de 2,279 m x largura 1,134 m.

A estrutura de suporte dos módulos FV é composta por dois módulos instalados na vertical, perfazendo um comprimento contínuo de 4,558 m, conforme mostram a Figura 5, Figura 6 e a Figura 7.



Figura 5: UFV operando próxima ao local de construção da nova UFV. [5][Link](#)



Figura 6: Exemplo de arrumação dos módulos a ser utilizado na UFV.

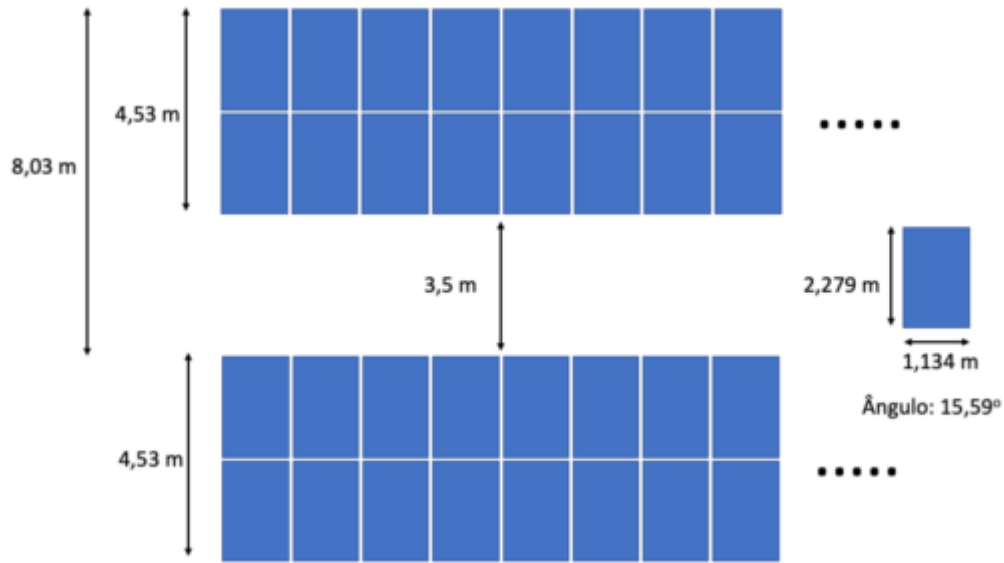
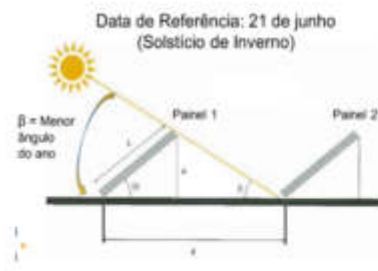


Figura 7: Visão superior do distanciamento dos módulos FV.

Para o cálculo da distância entre as estruturas dos módulos foi utilizado o material disponibilizado na referência abaixo e conforme Figura 8. A distância mínima calculada para evitar sombreamento entre o início de uma estrutura e o início da próxima estrutura é de, aproximadamente, 5,5 metros.

Cumprimento do Módulo (Retrato) ou Largura (Paisagem)	4,558
Ângulo Alfa (Inclinação do Painel Fotovoltaico 1 em graus)	15,60
Ângulo Beta (ângulo do sol ao meio dia no solstício de inverno)	49,00
Distância Mínima (d) para evitar Sombreamento (METROS) =	5,45561



Valores do Ângulo β em função da Latitude

Latitude	β°	Latitude	β°	Latitude	β°
3° N	69	10° S	56	23° S	43
2° N	68	11° S	55	24° S	42
1° N	67	12° S	54	25° S	41
0°	66	13° S	53	26° S	40
1° S	65	14° S	52	27° S	39
2° S	64	15° S	51	28° S	38
3° S	63	16° S	50	29° S	37
4° S	62	17° S	49	30° S	36
5° S	61	18° S	48	31° S	35
6° S	60	19° S	47	32° S	34
7° S	59	20° S	46	33° S	33
8° S	58	21° S	45	34° S	32
9° S	57	22° S	44	35° S	31

Figura 8: Cálculo da distância entre as fileiras dos módulos fotovoltaicos. [6] [Link](#)

2.1.4 CÁLCULO DA QUANTIDADE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Baseado na Figura 7, foi calculado a área útil para instalação dos módulos fotovoltaicos considerando o distanciamento de 4 metros das fronteiras do terreno e o distanciamento de 8,03 metros entre o início de uma estrutura de módulos FV e o início da próxima estrutura de módulos FV, que são constituídas de dois módulos encostados em seu comprimento. Essa medida viabiliza uma distância de 3,5 metros entre o fim de uma estrutura e o início da próxima

estrutura de módulos FV, o que atende a distância mínima entre o início das estruturas, conforme a Figura 7 e possibilita a passagem de equipamentos móveis para manutenção dos módulos FV.

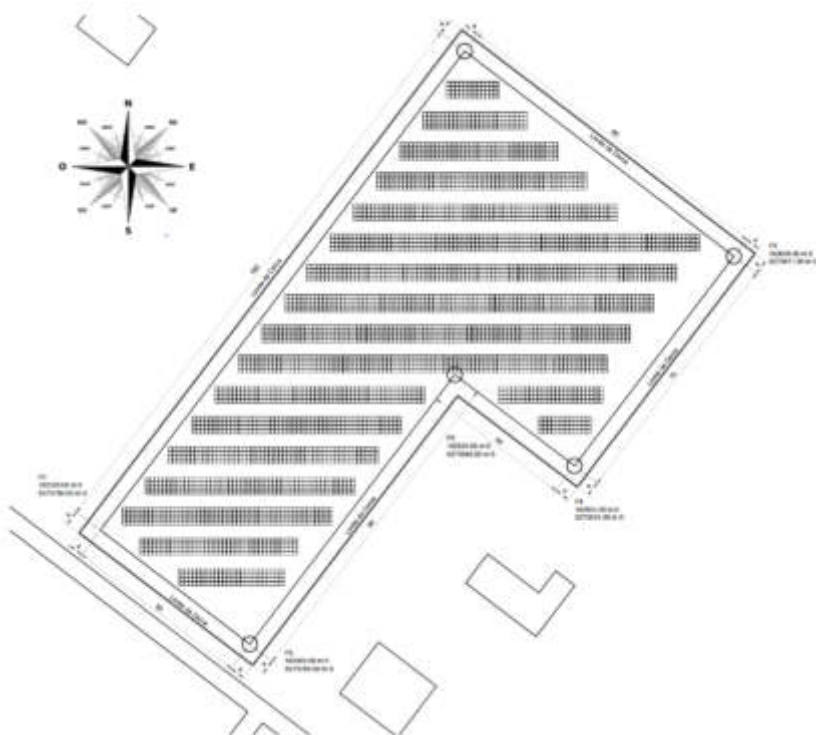
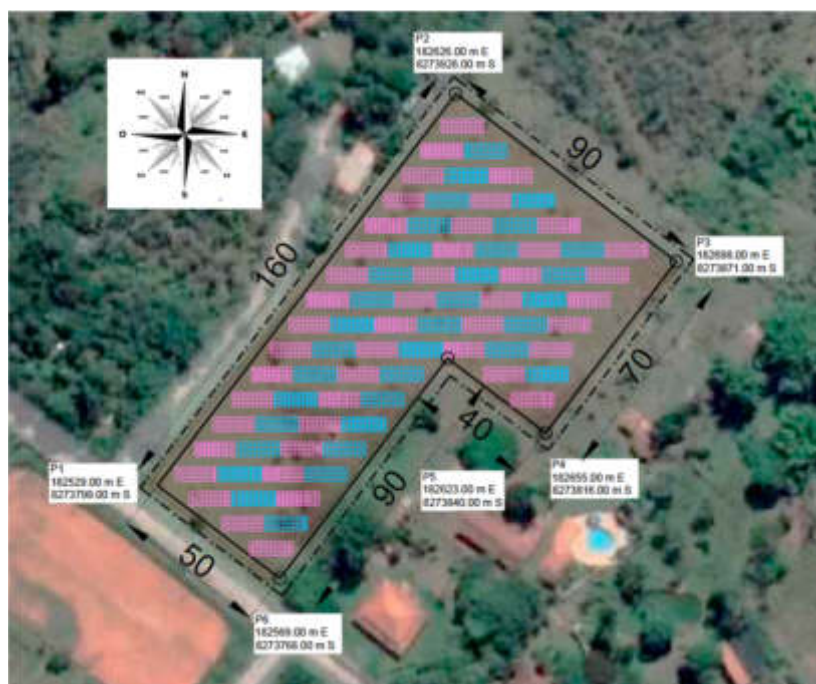


Figura 9: Filas dos Módulos Fotovoltaicos dispostos no terreno.

Considerando as premissas acima, foi projetado a quantidade de módulos fotovoltaicos da UFV que podem ser instalados na área útil para um bom aproveitamento do terreno, conforme Figura 9. Fazendo esse procedimento

chegou-se na quantidade 1.872 módulos fotovoltaicos de 550 W, resultando em uma UFV de 1.029,6 kW.

2.1.5 DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES

O inversor é o equipamento responsável por realizar a interface elétrica entre os módulos fotovoltaicos c.c. e a rede elétrica c.a. Os inversores PHB125K-HT são capazes de atender os 8 níveis de tensões do módulo 3 do Prodist. Estão devidamente homologados junto ao INMETRO e contam com a certificação na ANATEL dos sistemas de monitoramento Wi-Fi. Além disso, atendem as normas ABNT-NBR-16149, ABNT-NBR-16150 e ABNT-NBR-IEC-62116.

As características e especificações técnicas principais estão apresentadas na Tabela 6, a seguir.

Tabela 6: Características dos inversores fotovoltaicos utilizados na instalação. [7][Link](#)

Parâmetros	Símbolo	Valor
Modelo	–	PHB125K-HT
Garantia do produto	–	7/10/15/20/25 anos (Opcional)
Máxima tensão c.c. por série FV	–	1100 V
Faixa de operação do MPPT	ΔV_{mppt}	180~1000 V
Tensão c.c. de partida	$V_{cc,min}$	200 V
Corrente c.c. máxima por série FV	$I_{serie,max}$	15 A
Corrente c.c. máxima por arranjo FV	$I_{arranjo,max}$	30 A
Número de séries FV permitidas	$N_{inv,serie}$	24
String box integrada	–	Seccionadora e DPS c.c. II
Potência c.a. nominal	P_{ca}	125 kW
Máxima corrente c.a. (RMS)	I_{ca}	191,3 A
Tensão nominal de saída c.a. (RMS)	V_{ca}	380/220 V ~ 60 Hz
Fator de potência	FP_{inv}	Unitário (0,8 cap. ou ind.)
Conexão c.a.	–	Trifásico (3F+PE)
Dimensões	D_{inv}	1005×676×340 mm
Massa	m_{inv}	98,5 kg
Ambiente de operação	–	Externo ou interno (IP 66)
Faixa de temperatura de operação	ΔT_{inv}	-30~60 °C

As Tabelas 7, 8 e 9 apresentam a distribuição dos 1.872 módulos FV JA JAM72S30 550/MR distribuídos por 8 inversores PHB125K-HT visando atender os parâmetros de corrente, tensão e potência suportados e dimensionados para a UFV.

Tabela 7: Distribuição dos módulos FV pelos Inversor.

MPPT	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total de Módulos FV	Potência Total do Inversor para Módulo FV de 550 W (W)	FSI - Fator de sobredimensionamento do Inversor												
STRING	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12				24											
Inversor 1	9	9	9	9	9	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	234	128.700	1,0296
Inversor 2	9	9	9	9	9	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	234	128.700	1,0296
Inversor 3	9	9	9	9	9	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	234	128.700	1,0296
Inversor 4	9	9	9	9	9	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	234	128.700	1,0296
Inversor 5	9	9	9	9	9	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	234	128.700	1,0296
Inversor 6	9	9	9	9	9	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	234	128.700	1,0296
Inversor 7	9	9	9	9	9	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	234	128.700	1,0296
Inversor 8	9	9	9	9	9	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	234	128.700	1,0296
													1872	1.029.600													

Tabela 8: Tensão por string no Inversor.

Fator		1,2																							
Voc (V)		49,9																							
MPPT		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
STRING		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Inversor 1	String (v)	538,9	538,9	538,9	538,9	538,9	538,9	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8
Inversor 2	String (v)	538,9	538,9	538,9	538,9	538,9	538,9	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8
Inversor 3	String (v)	538,9	538,9	538,9	538,9	538,9	538,9	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8
Inversor 4	String (v)	538,9	538,9	538,9	538,9	538,9	538,9	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8
Inversor 5	String (v)	538,9	538,9	538,9	538,9	538,9	538,9	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8
Inversor 6	String (v)	538,9	538,9	538,9	538,9	538,9	538,9	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8
Inversor 7	String (v)	538,9	538,9	538,9	538,9	538,9	538,9	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8
Inversor 8	String (v)	538,9	538,9	538,9	538,9	538,9	538,9	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8	598,8

Tabela 9: Corrente por string no Inversor.

Fator		1,07																							
Isc (A)		14																							
MPPT		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
STRING		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Inversor 1	String (A)	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98
	MPPT (A)	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96
Inversor 2	String (A)	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98
	MPPT (A)	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96
Inversor 3	String (A)	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98
	MPPT (A)	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96
Inversor 4	String (A)	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98
	MPPT (A)	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96
Inversor 5	String (A)	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98
	MPPT (A)	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96
Inversor 6	String (A)	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98
	MPPT (A)	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96
Inversor 7	String (A)	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98
	MPPT (A)	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96
Inversor 8	String (A)	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98
	MPPT (A)	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96	29,96

Como pode ser observado na Tabela 7 (a,b e c), os inversores PHB125K-HT atendem as demandas do projeto e estão operando dentro das suas características operacionais fornecidas por sua folha de dados (Tabela 2). Os inversores estão operando com um fator de sobredimensionamento (FSI) igual a 1,0296, atendendo perfeitamente as características do fabricante conforme demonstra a Tabela 2.

Serão conectados 234 módulos FV JA JAM72S30 550/MR na entrada c.c. de cada um dos 8 inversores PHB125K-HT, conforme distribuição da Tabela 7, e esquema de ligação mostrada na Figura 11.

Os inversores PHB125K-HT apresentam string box integrada com interruptor/seccionador c.c. (IEC60947-1 e IEC60947-3) e DPS classe II (ENS0539-11).

As potências de pico por inversor e da usina FV estão resumidas na Tabela 10, assim como outras características importantes do dimensionamento da usina FV.

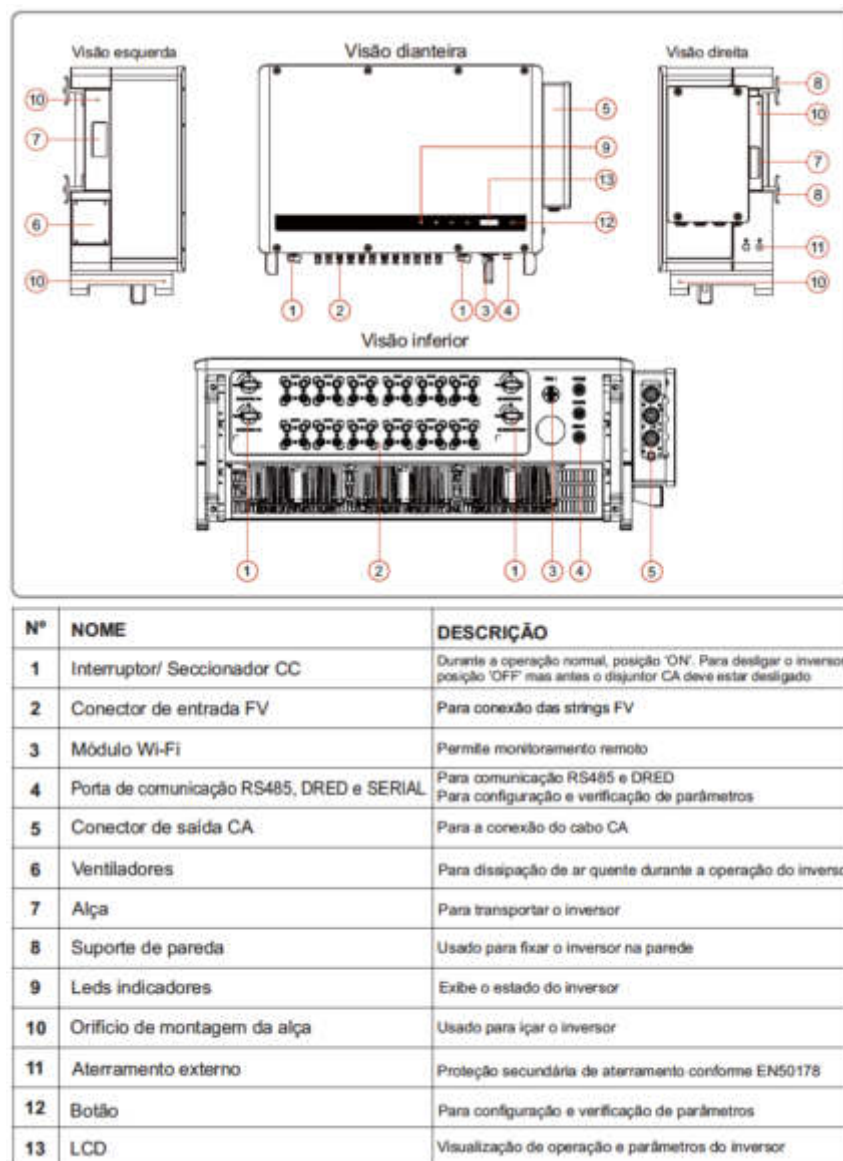


Figura 10: Informações do Inversor retiradas nas suas folhas de dados. [3] [Link](#)

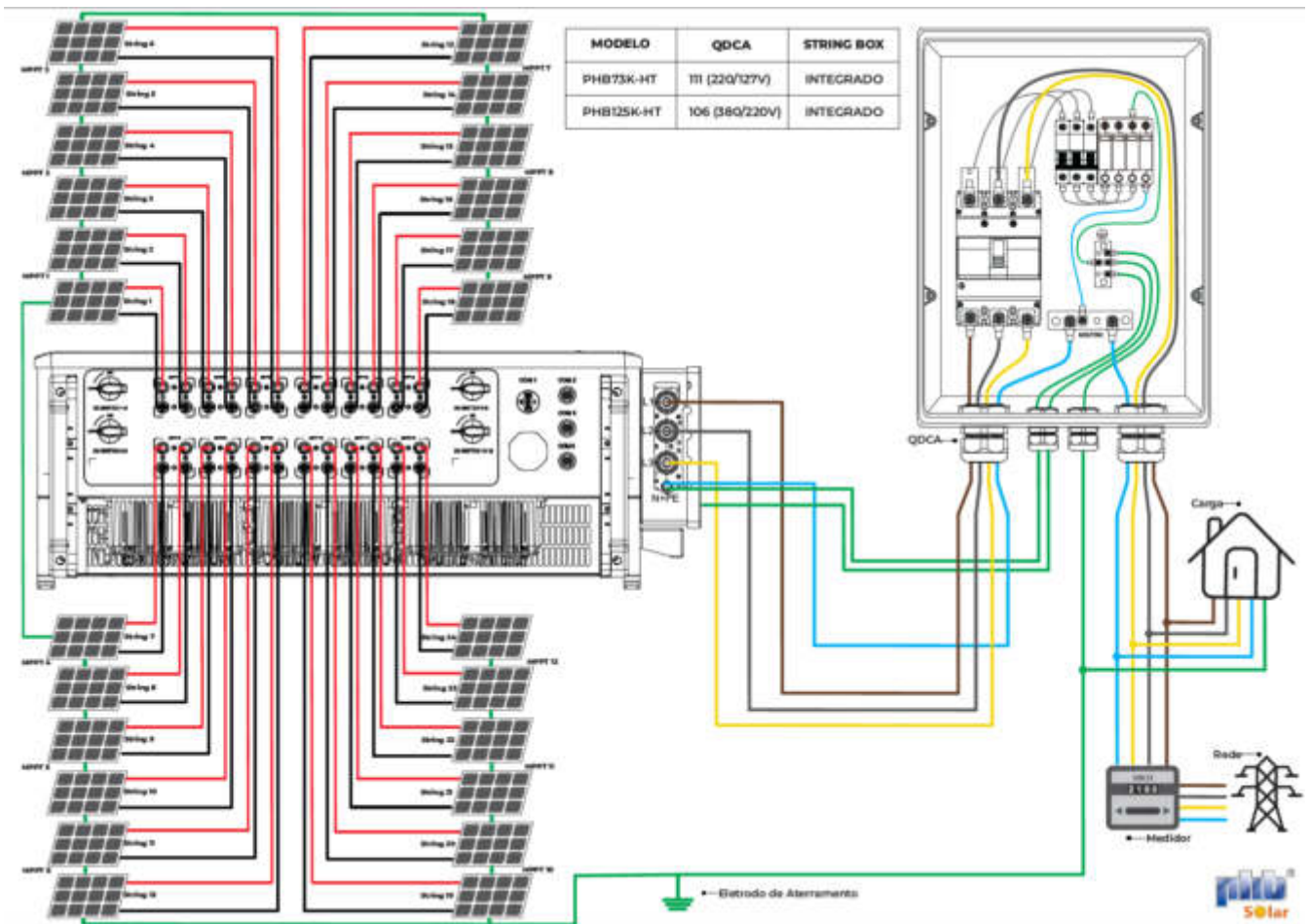


Figura 11: Esquema de ligação dos Módulos FT no Inversor. [3]Link

Tabela 10: Resumo do dimensionamento elétrico da UFV.

Parâmetro	Símbolo	Valor
Número de séries FV por inversor	$N_{série}$	24
Número de módulos FV por série fotovoltaica (MPPT 1 a 3)	$N_{sfv(MPPT\ 1\ a\ 3)}$	9
Número de módulos FV por série fotovoltaica (MPPT 4 a 12)	$N_{sfv(MPPT\ 4\ a\ 12)}$	10
Potência nominal da série fotovoltaica (MPPT 1 a 3) *	$P_{série(MPPT\ 1\ a\ 3)}$	4.950 W
Potência nominal da série fotovoltaica (MPPT 4 a 12) *	$P_{série(MPPT\ 4\ a\ 12)}$	5.500 W
Número de arranjos FV por inversor	$N_{arranjo}$	12
Número de módulos FV por arranjo fotovoltaico (MPPT 1 a 3)	$N_{afv(MPPT\ 1\ a\ 3)}$	18
Número de módulos FV por arranjo fotovoltaico (MPPT 4 a 12)	$N_{afv(MPPT\ 4\ a\ 12)}$	20
Potência nominal do arranjo fotovoltaico (MPPT 1 a 3) *	$P_{arranjo(MPPT\ 1\ a\ 3)}$	9.900 W
Potência nominal do arranjo fotovoltaico (MPPT 4 a 12) *	$P_{arranjo(MPPT\ 4\ a\ 12)}$	11.000 W
Número de módulos fotovoltaicos por inversor	$N_{fv,inv}$	234
Potência nominal c.c. por inversor*	P_{fv}	128,7 kW
Fator de sobredimensionamento do inversor	FSI	1,0296
Potência nominal a.c. do inversor	P_{ni}	125 kW
Número de inversores fotovoltaicos	N_{inv}	8
Número de módulos fotovoltaicos	N_t	1.872
Potência nominal c.c. da usina FV*	$P_{cc,usina}$	1.029,6 KW
Potência nominal c.a. da usina FV	$P_{ca,usina}$	1 MW

*Informações no STC: 25° e 1000°C

2.1.6 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO c.c. E c.a.

Como dito anteriormente, já existem nos inversores PHB125K-HT string box integrada com interruptor/seccionador c.c. (IEC60947-1 e IEC60947-3) e DPS classe II (IEC 61643-11). Os inversores apresentam grau de proteção IP66. Desenho esquemático pode ser visto na Figura 12 e as informações dos dispositivos de proteção abaixo:

- Dispositivo de proteção contra surtos (DPS) c.c., classe II, de 1175Vcc – 20 KA.
- Chave seccionadora c.c. de 1100 Vcc -50 A.

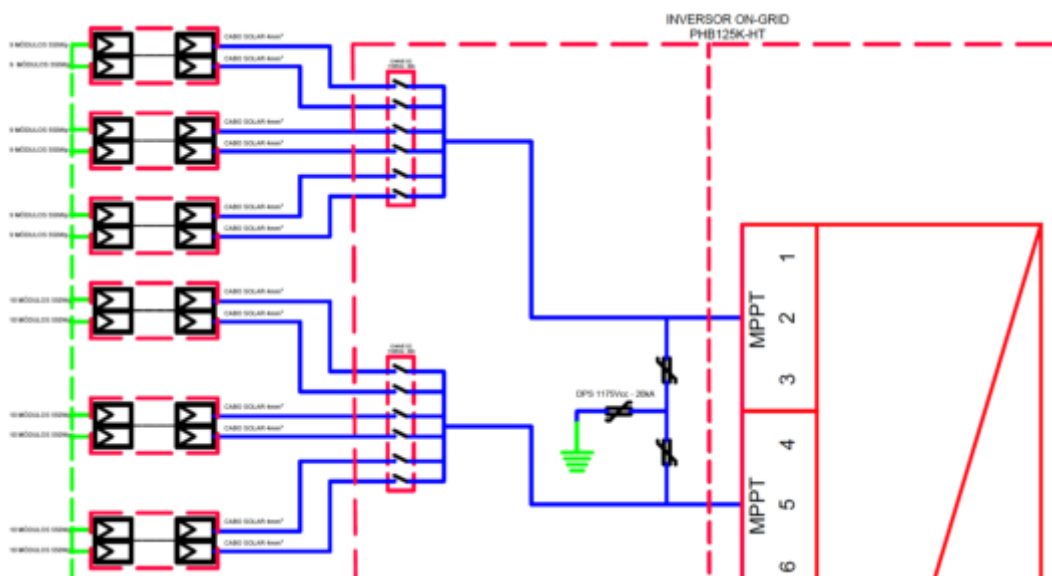


Figura 12: String box c.c. integrada no inversor PHB125K-HT. [3][link](#)

Tabela 11: Especificações da string box c.c. integrada ao inversor PHB125K-HT.

Parâmetros Gerais		
Parâmetros DPS (IEC 61643-31)	Símbolo	Valor
Tensão máxima de operação contínua	V_{dps}	1175 Vcc
Parâmetros seccionadora (IEC609473)	Símbolo	Valor
Número de polos	N_{polos}	2
Corrente máxima por série fotovoltaica	I_{sec}	50 A
Tensão de isolamento	V_{sec}	1100 Vcc
Seção máxima de condutor de entrada	-	6 mm ²

Para a proteção no lado c.a. da UFV, são previstos quadros de junção c.a. conforme Figura 13. Cada inversor é conectado ao quadro de junção c.a., sendo necessários um total de 8 quadros c.a. compondo a UFV, conforme as características da Tabela 12 e Figura 13 a seguir:

Tabela 12: Composição do quadro de junção c.a.

Modelo	QDCA/106
Tensão de entrada	380/220 Vca
Dimensões	500 X 400 X 200 mm (L x A x P)
Grau de proteção	IP65
Fusível	(4) 32 A
Dispositivo de proteção contra surto	(4) DPS Classe II com IEC 61643-11 I _{max} 45kA. Tensão máxima de operação contínua: 275Vca
Disjuntor caixa moldada	(1) Tripolar Curva C 200 A 45kA (Valor Projeto)
Frequência de operação	60 Hz
Bitola do cabo	50 mm ²

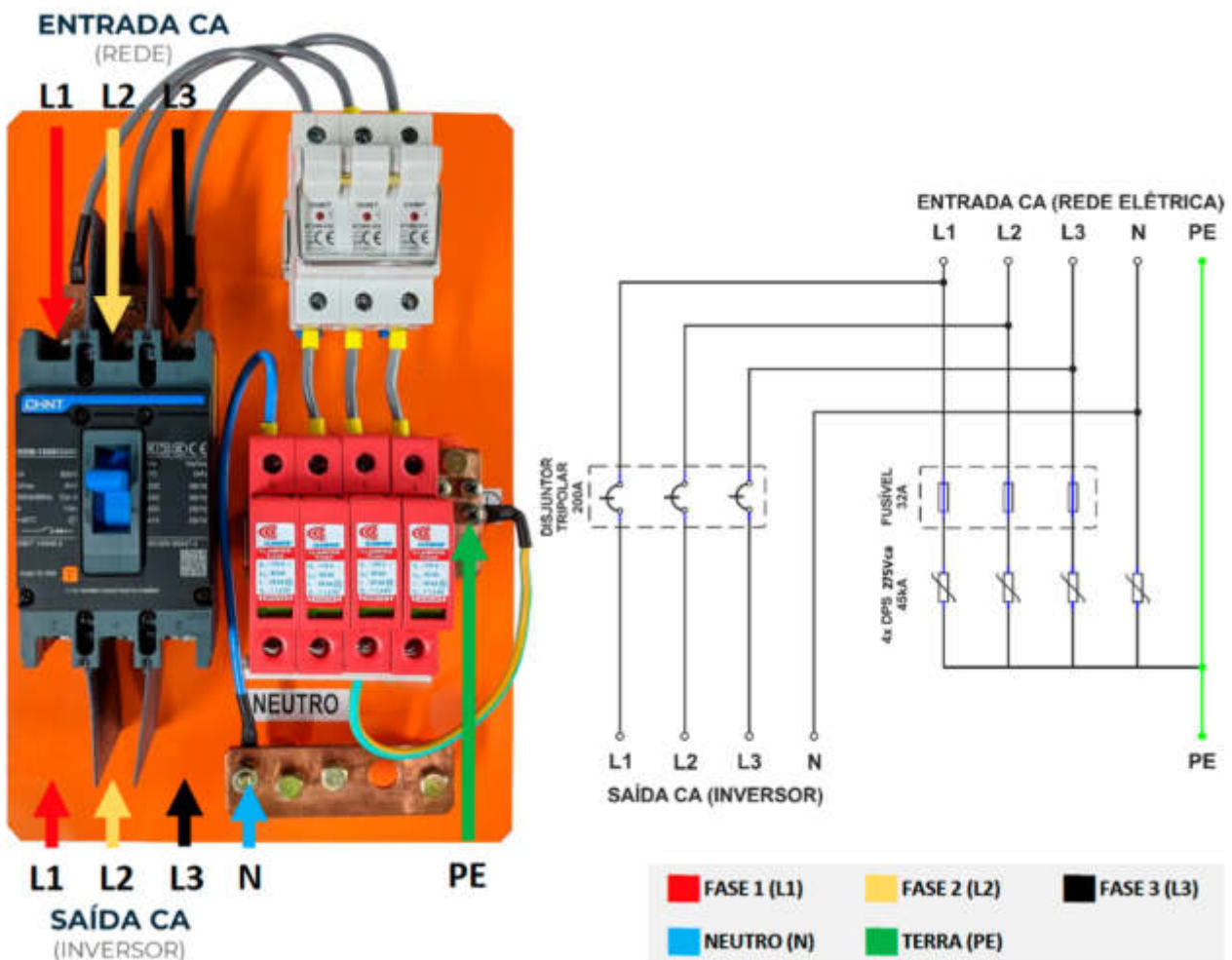


Figura 13: Quadro de junção c.a. [8] [Link](#)

2.1.7 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS c.c.

Para o dimensionamento dos cabos c.c. foi considerado que os inversores ficarão, dentro de um quadro junto com o QDCA protegidos por parede e telhado de alvenaria, distribuídos no terreno de forma a permitir a menor bitola possível dos cabos CC.

Por meio do software Autocad foi realizada a distribuição dos inversores pela área disponível de instalação dos módulos considerando as seguintes premissas:

- Distância dos cabos c.c. dos inversores aos módulos FV até 52 metros.
- Distância dos cabos c.a. dos inversores à subestação até 199 metros.

A Figura 14 mostra distribuição dos inversores de forma tornar possível a utilização de cabos com bitola de 4 mm² para ligação dos módulos FV.



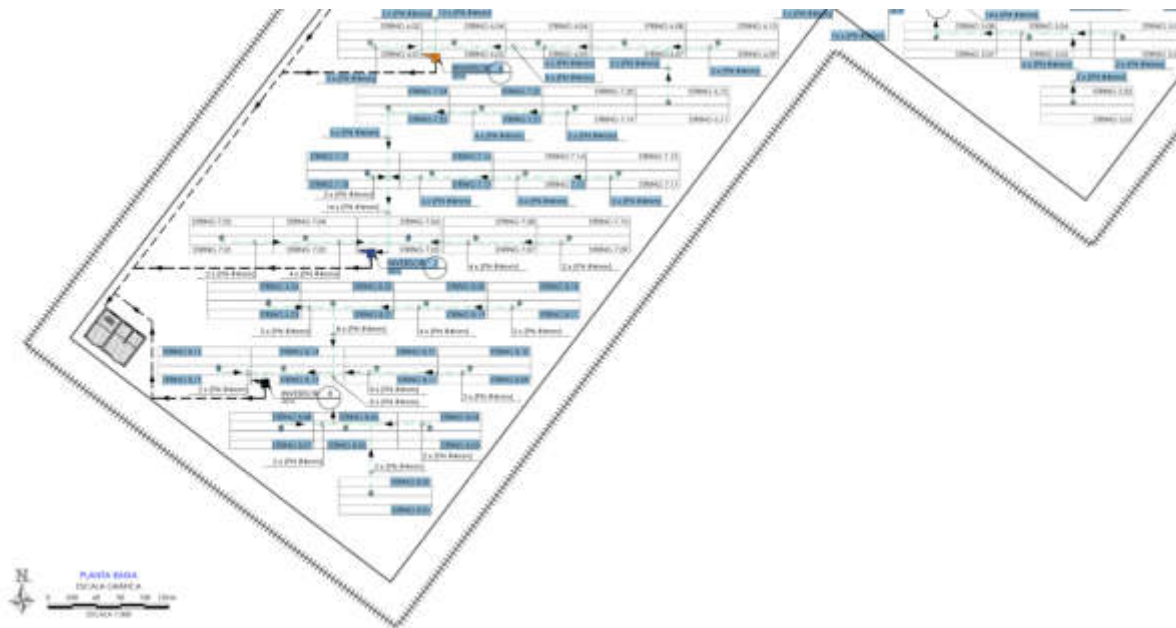


Figura 14: Detalhamento dos Módulos FV, Cabeamento e Inversores UFV.

As séries fotovoltaicas serão conectadas diretamente nas entradas MPPTs dos inversores e o comprimento dos cabos das séries fotovoltaicas poderão ter no máximo até 52 m.

As premissas para dimensionamento dos cabos c.c. das séries fotovoltaica são destacadas na Tabela 13.

Tabela 13: Premissas para dimensionamento de cabos c.c.

Premissas e considerações
Cabos solar que 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: 52 m
Condutividade do cobre em 90° C: 44 m/Ωmm ²
Queda de tensão máxima (relação ao ponto de máxima potência): 3%

A partir das premissas da Tabela 13, o dimensionamento dos cabos c.c. é realizado de acordo com as diretrizes da ABNT NBR 16690, satisfazendo os critérios de seção transversal mínima, máxima condução de corrente e queda de tensão, simultaneamente. Os resultados do dimensionamento estão mostrados na Tabela 14 e consolidados na Tabela 15.

Tabela 14: Dimensionamento dos cabos c.c. de acordo com a ABNT NBR 5410. [9]

Dados de entrada para dimensionamento cabo c.c.	Valor
Método de referência	mp1*
Isolação	XLPE/EPR
Temperatura ambiente/solo	40 °C

Dados c.c. da usina FV	Valor	Unidade
Potência nominal do módulo fotovoltaico	550	W
Tensão no ponto de máxima potência do módulo fotovoltaico	41,96	V
Corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico	14	A
Número de módulos fotovoltaicos em série	10	unid.
Número de séries fotovoltaicas	1	unid.
Número de arranjos fotovoltaicos	1	unid.
Uso de dispositivos de proteção contra sobrecorrente	Não	-
Potência c.c. do sistema FV	5500	W
Corrente de projeto da série fotovoltaica	21	A
Corrente de projeto do arranjo fotovoltaico	17,5	A
Distância máxima de cabo da série fotovoltaica	52	m
Distância máxima de cabo do arranjo fotovoltaico	1	m
Queda de tensão admissível no MPP	3	%
Condutividade do cobre em 90° C	44	m/Ohm.mm ²

Dimensionamento do cabo da série fotovoltaica

Critério seção mínima	2,5	mm ²
Critério da capacidade de condução de corrente	1,5	mm ²
Critério da queda de tensão	4	mm ²
Seção final	4	mm ²

*Mp1: Dois cabos instalados ao ar livre protegidos do sol

Temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Tabela 15: Dimensionamento dos cabos c.c. de acordo com a ABNT NBR 16690.

Critérios	Bitola calculada
Seção transversal mínima	2,5 mm ²
Máxima condução de corrente	1,5 mm ²
Queda de tensão	4 mm ²
Bitola do cabo c.c. final	4 mm²

2.1.8 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS c.a.

Para proteção no lado c.a. da UFV, considera-se que o comprimento do cabo que sai do quadro de junção c.a. dos inversores até a subestação tem o comprimento máximo de 199 m.

As premissas para dimensionamento dos cabos c.a. são destacadas na Tabela 16. Os dimensionamentos levam em consideração as distâncias: (i) dos inversores ao quadro junção c.a.;(ii) dos quadros de junção c.a. ao quadro geral de baixa tensão (QGBT) da UFV; e (iii) do QGBT da UFV ao transformador abaixador da UFV.

Tabela 16: Premissas para dimensionamento de cabos c.a.

Premissas e considerações
Isolação EPR, cabo unipolar 0,6/1 kV de cobre.
Cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre m_F
Método de instalação com cabos unipolar ao ar livre (m_F) – Figura 15.
Distância máxima do inversor ao quadro de junção c.a.: 5 m.
Distância máxima do quadro de junção c.a. ao QGBT da usina FV: 199 m.
Distância máxima do QGBT da usina ao transformador: 5 m.
Queda de tensão máxima inferior a 4%.
Temperatura ambiente: 35°C.



Figura 15: Exemplo de instalação e cabos ao ar livre tipo m_F.

A partir das premissas da Tabela 16, o dimensionamento dos cabos c.a. é realizado de acordo com as diretrizes da ABNT NBR 5410, satisfazendo os critérios de seção transversal mínima, máxima condução de corrente e queda de tensão, simultaneamente. Os dispositivos de proteção foram devidamente

dimensionados na seção anterior, de forma que os critérios de sobrecarga e curto-circuito já estão sendo satisfeitos. Os resultados dos dimensionamentos são mostrados na Tabela 17.

Tabela 17: Dimensionamento dos cabos c.a. de acordo com a ABNT NBR 5410. [9]

Distância máxima do inversor ao quadro de junção c.a.: 5 m

Dados de entrada para dimensionamento cabo c.a.	Valor	
Método de referência	m_F*	
Isolação	EPR/XLPE	
Temperatura ambiente/solo**	35	
Número de condutores carregados	3	
Número de circuitos na linha elétrica	1	
Condutor	Cobre	
Construção do condutor*	Unipolar	Trifólio

Dados c.a. da usina FV	Valor	Unidade
Potência c.a.	125000	W
Tensão RMS de linha	380	V
Tipo de sistema	Trifásico	-
Corrente RMS nominal	189,92	A
Corrente de projeto	197,83	A
Distância do transformador	5	m
Queda de tensão admissível do ponto de entrega	4	%
Impedância mínima nestas condições	15,36	V/Akm

Condutor fase

Critério seção mínima	2,5	mm ²
Critério da capacidade de condução de corrente	50	mm ²
Critério da queda de tensão	1,5	mm ²
Seção final	50	mm²

Condutor neutro

Componentes múltiplas de terceiro harmônico presumida	15	%
Corrente de projeto de neutro	197,83	A
Seção final	25	mm²

*m_F: Cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre.

Inversor ao quadro junção c.a.	Critérios	Bitola calculada
Condutor Fase	Seção transversal mínima	2,5 mm ²
	Máxima condução de corrente	50 mm ²
	Queda de tensão	1,5 mm ²
	Bitola do cabo c.a. final	50 mm²
Condutor Neutro	Bitola do cabo c.a. final	25 mm²

Observação: Utilizaremos cabo 50 mm² nesse trecho para padronização da bitola com o cabeamento da próxima etapa.

Distância máxima do quadro de junção c.a. ao QGBT da usina FV: 199 m.

Dados de entrada para dimensionamento cabo c.a.	Valor	
Método de referência	m_F*	
Isolação	EPR/XLPE	
Temperatura ambiente/solo	35	
Número de condutores carregados	3	
Número de circuitos na linha elétrica	1	
Condutor	Cobre	
Construção do condutor	Unipolar	Trifólio

Dados c.a. da usina FV	Valor	Unidade
Potência c.a.	125000	W
Tensão RMS de linha	380	V
Tipo de sistema	Trifásico	-
Corrente RMS nominal	189,92	A
Corrente de projeto	197,83	A
Distância do transformador	199	m
Queda de tensão admissível do ponto de entrega	4	%
Impedância mínima nestas condições	0,39	V/Akm

Condutor fase

Critério seção mínima	2,5	mm ²
Critério da capacidade de condução de corrente	50	mm ²
Critério da queda de tensão	50	mm ²
Seção final	50	mm²

Condutor neutro

Componentes múltiplas de terceiro harmônico presumida	15	%
Corrente de projeto de neutro	197,8310955	A
Seção final	50	mm²

m_F*: Cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre.

Quadro Junção ao QGBT da UFV	Critérios	Bitola calculada
Condutor Fase	Seção transversal mínima	2,5 mm ²
	Máxima condução de corrente	50 mm ²
	Queda de tensão	50 mm ²
	Bitola do cabo c.a. final	50 mm²
Condutor Neutro	Bitola do cabo c.a. final	50 mm²

Distância máxima do QGBT da usina ao transformador: 5 m.

Dados de entrada para dimensionamento cabo c.a.	Valor	
Método de referência	m_F*	
Isolação	EPR/XLPE	
Temperatura ambiente/solo	35	
Número de condutores carregados	3	
Número de circuitos na linha elétrica	1	
Condutor	Cobre	
Construção do condutor	Unipolar	Espaçado vertical

Dados c.a. da usina FV	Valor	Unidade
Potência c.a.	1000000	W
Tensão RMS de linha	380	V
Tipo de sistema	Trifásico	-
Corrente RMS nominal	1519,34	A
Corrente de projeto	1582,65	A
Distância do transformador	5	m
Queda de tensão admissível do ponto de entrega	4	%
Impedância mínima nestas condições	1,92	V/Akm

Condutor fase

Critério seção mínima	2,5	mm ²
Critério da capacidade de condução de corrente	400	mm ²
Critério da queda de tensão	10	mm ²
Seção final	400	mm²

Condutor neutro

Componentes múltiplas de terceiro harmônico presumida	15	%
Corrente de projeto de neutro	1582,65	A
Seção final	185	mm²

*m_F: Cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre.

QGBT da UFV ao transformador	Critérios	Bitola calculada
Condutor Fase	Seção transversal mínima	2,5 mm ²
	Máxima condução de corrente	2 x 240 mm ²
	Queda de tensão	10 mm ²
	Bitola do cabo c.a. final	2x 240 mm²
Condutor Neutro	Bitola do cabo c.a. final	1 x 185 mm²

Baseado nas medidas realizadas na Figura 14 trabalhada no software Autocad, foi produzida as seguintes distâncias e medidas para o dimensionamento do cabeamento c.c. (módulos FT até os inversores) e c.a. (inversores até a entrada da subestação).

Tabela 18 Metragem de cabos c.c., c.a. e Aterramento fora da subestação.

Inversor	Distância de cabos c.c. (m)	Quantidade de cabos c.c	Metragem de cabos c.c. (m)	Distância de cabos c.a. (m)	Quantidade de cabos c.a (F1; F2; F3 e N)	Metragem de cabos c.a. (m)	
1	385,50	2	771	133	4	532	
2	304,00	2	608	156	4	624	
3	395,50	2	791	151	4	604	
4	346,00	2	692	141	4	564	
5	294,00	2	588	127	4	508	
6	320,50	2	641	69	4	276	
7	297,00	2	594	49	4	196	
8	288,50	2	577	45	4	180	
		Total c.c. 4 mm ²	5262			Total c.a. 50 mm ²	3484

Item	Distância de cabos c.a. (m)	Quantidade de cabos c.a	Metragem de cabos c.c. (m)	Bitola
QGBD - Transformador	5,00	6	30	240 mm ²
QGBD - Transformador	5,00	1	5	185 mm ²

2.1.9 ATERRAMENTO, ELETRODUTOS E ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO DA UFV

A Tabela 19 apresenta a seção transversal dos condutores de aterramento do lado c.c. e c.a. da UFV, devidamente dimensionada conforme ABNT NBR 5410 e 16690. Os resultados do dimensionamento usando a planilha de dimensionamento do condutor estão apresentados na Tabela 19.

Tabela 19: Dimensionamento dos condutores de aterramento c.c. e c.a. da UFV. [9]

Dados de entrada para dimensionamento dos condutores de aterramento e proteção	Valor				
Corrente de curto-circuito eficaz presumida (não assimétrica)	3724	Amperes			
Tempo de seccionamento da proteção de sobrecorrente	0,1	segundos			
Material do condutor de aterramento/proteção	Cobre				
Método de instalação do condutor de aterramento	M0*	Isolação	PVC	Local	Normal
Método de instalação do condutor de proteção	M0*	Isolação	PVC	Local	Normal
Isolação/cobertura dos cabos adjacentes	PVC				
Fator k da instalação do condutor de aterramento	143				
Fator k da instalação do condutor de proteção	143				

Condutor de aterramento

Critério seção mínima	2,5	mm ²
Seção do condutor de acordo com a metodologia 6.4.3.1.1 NBR 5410	10	mm ²
Seção do condutor de acordo com a metodologia 6.4.3.1.3 NBR 5410	25	mm ²
Seção final	25	mm²

Condutor de proteção

Critério seção mínima	2,5	mm ²
Seção do condutor de acordo com a metodologia 6.4.3.1.1 NBR 5410	10	mm ²
Seção do condutor de acordo com a metodologia 6.4.3.1.3 NBR 5410	25	mm ²
Seção final	25	mm²

*M0: Condutor de proteção isolado não incorporado a cabo multipolar e não enfeixado com outros cabos.

Seção transversal dos condutores de aterramento	Valor
Condutor ERR de aterramento de estruturas e carcaças metálicas no lado c.c.	25 mm²
Condutor ERR de aterramento no lado c.a.	25 mm²
Condutor de cobre nu, constituindo eletrodo de aterramento	25 mm²

O eletrodo de aterramento dos módulos FV será constituído por cabo de cobre de 50 mm² enterrado no mínimo 0,5 m da superfície, circundando o perímetro do terreno e complementada com hastes verticais de 5/8" de diâmetro de 2,4 m de comprimento. Os módulos FV estão aterrados entre si em cada fileira e ligados ao eletrodo de aterramento por meio de cabo EPR de 25 mm² 0,6/1 kV. A Figura 16 mostra um exemplo do eletrodo de aterramento e a Figura 17 mostra o desenho esquemático do aterramento dos inversores, utilizando também cabo de cobre EPR de 25 mm² 0,6/1 kV.



Figura 16: Exemplo do eletrodo de aterramento dos módulos fotovoltaicos. [10]

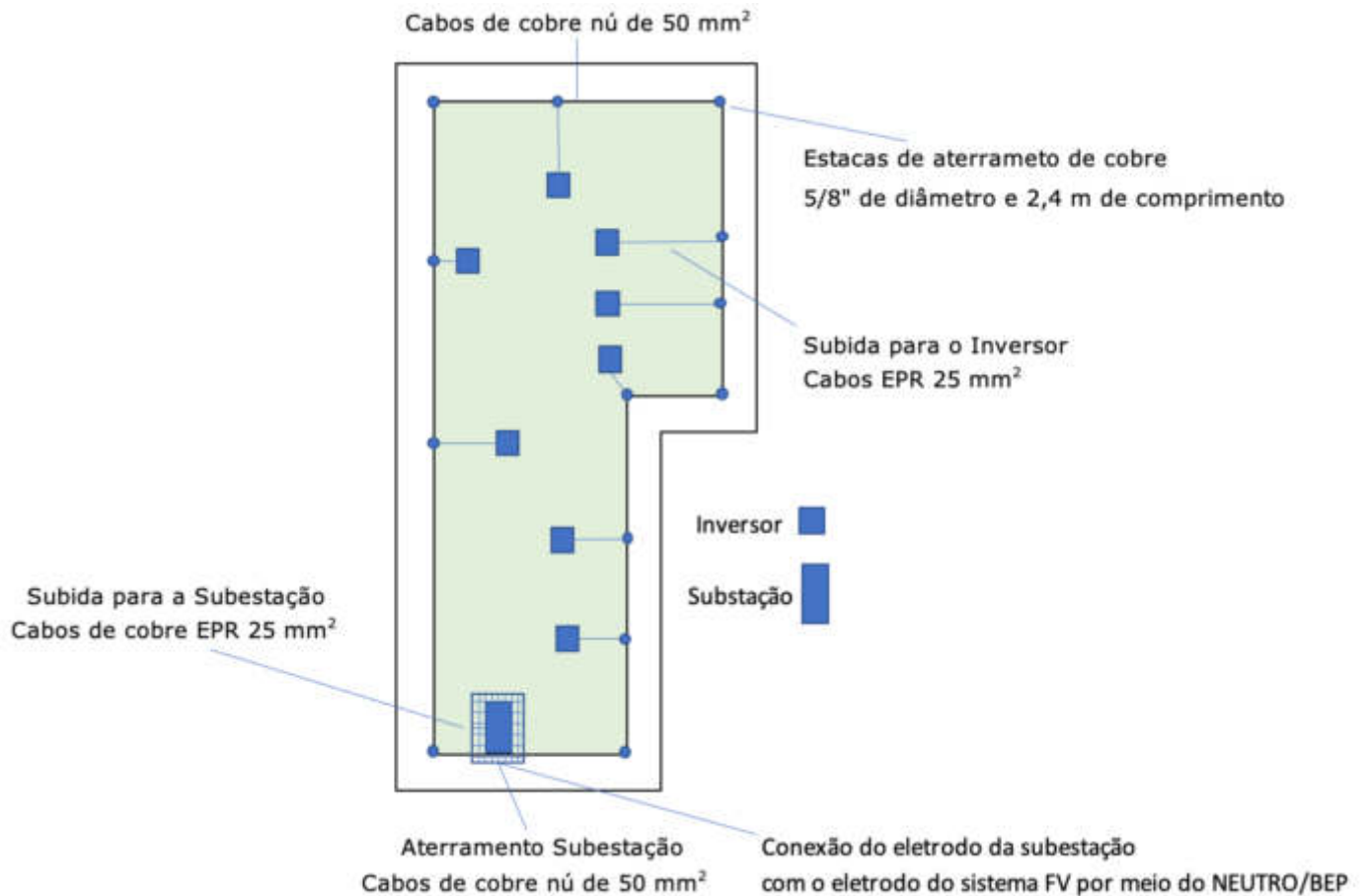


Figura 17: Modelo esquemático do aterramento dos inversores.

Tabela 20 Metragem do aterramento do sistema FV.

Item	Quantidade de cabos c.a	Metragem de cabos c.c. (m)	Bitola
Eletrodo de aterramento - cabo de cobre nú em volta dos módulos fotovoltaicos	1	500	50 mm ²
Cabo de cobre isolamento EPR para ligação entre strings (condutor de proteção) e strings/inversores ao eletrodo de aterramento (condutor de aterramento). *	1	420	25 mm ²

*Apesar da NBR 5410 não prescrever sobre esta forma de ligação adotada, o padrão IEEE Std. 2778 sugere e respalda esta topologia de aterramento minimalista, garantindo que não há perdas de qualidade do mesmo.

No projeto do sistema FV na parte c.a e c.c., nos pontos onde existem passagem dos cabos para o armário de proteção dos inversores e para entrada

na subestação serão utilizados eletroduto de 50 mm, conforme dimensionamento da planilha mostrada na Tabela 21.

Tabela 21: Dimensionamento dos eletrodutos. [9]

Tipo de eletroduto	PVC rígido									
Seção dos condutores fase (tipo 1)	50	mm ²	Qtd (tipo1)	3	unid.	Construção cabo (tipo1)	Unipolar	Diâmetro externo (tipo 1)	13,9	mm
Seção dos condutores neutro (tipo 2)	50	mm ²	Qtd (tipo2)	1	unid.	Construção cabo (tipo1)	Unipolar	Diâmetro externo (tipo 2)	13,9	mm
Seção dos condutores aterramento (tipo 3)	50	mm ²	Qtd (tipo2)	1	unid.	Construção cabo (tipo1)	Unipolar	Diâmetro externo (tipo 3)	13,9	mm
Área dos condutores	758,7338958	mm ²								
Área dos condutores fase (tipo 1)	PVC rígido									
Diâmetro externo do eletroduto	50	mm								

Os módulos são dispostos em perfis fixados no solo. O ângulo de instalação dos módulos, em relação a superfície, é de 15,59° (igual à latitude do local). Perfis solo-viga e solo travessa do suporte dos módulos FV são em alumínio anodizado para garantir maior resistência à corrosão. Os sistemas de fixação da estrutura resistem a rajadas de vento, com velocidade de até 100 km/h. As estruturas de suporte serão instaladas sobre pilares de concreto dimensionados para garantir o nivelamento perfeito dos módulos FV.

A especificações dos materiais necessários para implantação da UFV, no que diz respeito às estruturas de fixação estão detalhadas no capítulo 3 - Análise de Viabilidade econômica na tabela de levantamento de custos.

2.2 DIMENSIONAMENTO DA CABINE PRIMÁRIA

2.2.1 TOPOLOGIA ADOTADA

A Figura 18 mostra a topologia de cabine primária abrigada para geração distribuída solar fotovoltaica deste projeto. Como características principais, nota-se proteção e medição em média tensão. O emprego de religador trifásico no ponto de derivação da rede de MT da concessionária é demandado pela concessionária, para esta faixa de potência. O disjuntor de proteção MT é passivo à vácuo, cujos comandos de trip são provenientes de um relé de proteção.

Geração distribuída acima de 300 kVA - Ligada com inversor subestação com disjuntor e proteção em MT e conectado por religador em MT.

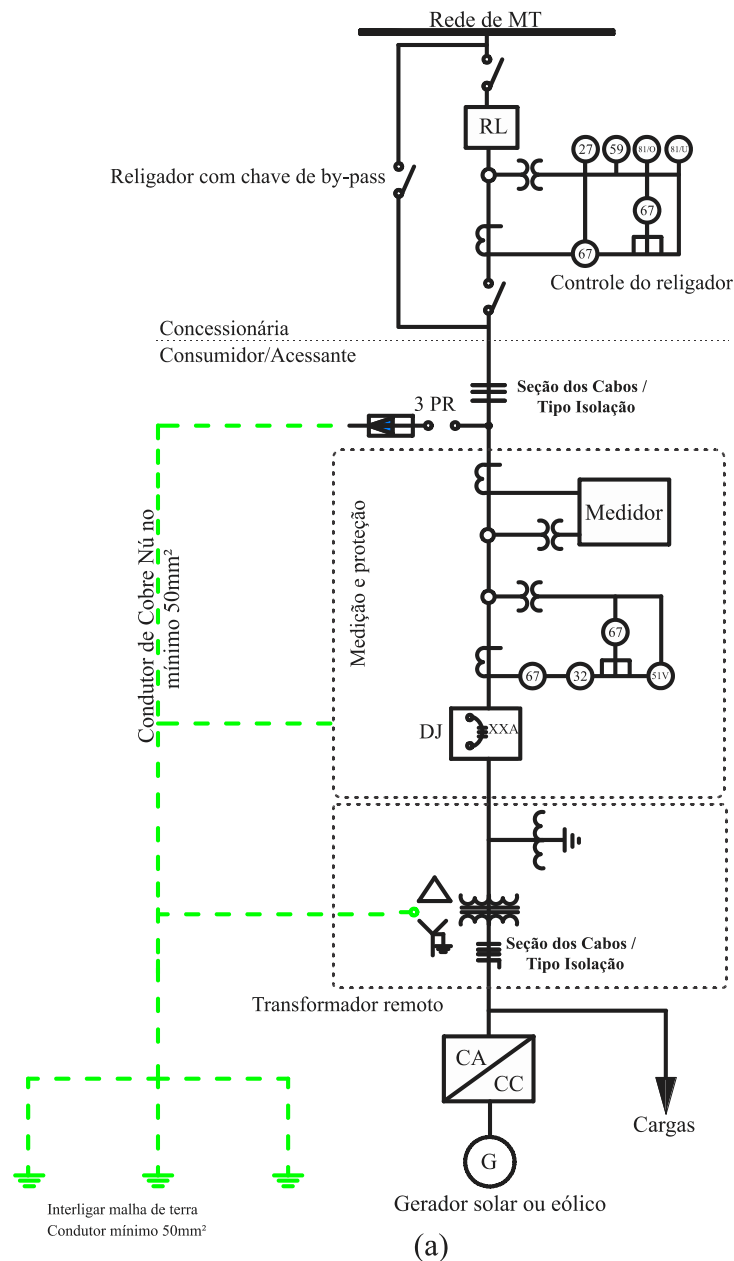


Figura 18: Topologia de subestação abrigada com potência instalada acima de 300 kVA.

Os sinais de tensão e corrente lidos pelo relé são condicionados por meios de transformadores de corrente (TCs) e potencial (TPs). Exige-se três transformadores de corrente (um por fase) e três transformadores de potencial para implementação das proteções direcionais e de sincronismo. Dois transformadores de potencial exclusivos para o relé de proteção e para alimentação das cargas da subestação também são previstos. Por fim, exige-se somente proteções direcionais de corrente e potência. Proteções de sincronismo estão embarcadas nos inversores.

2.2.2 CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E ELÉTRICAS DA SUBESTAÇÃO

A Figura 20 mostra as dimensões projetadas para a subestação em alvenaria, entrada subterrânea e fornecimento 13,8 kV. A largura do cubículo de medição é de mínimo 1,6m e o comprimento de 2 metros. O espaçamento de 0,4 metros de ambos os lados do cavalete de medição é importante de ser seguido, para evitar transtornos de instalação.

O cubículo de proteção possui largura de 1,6m e o comprimento de 2 metros. Por outro lado, o tamanho do transformador define o tamanho do cubículo de transformação.

O comprimento de 3,26 metros e largura de 2,5 do cubículo de transformação, acomoda perfeitamente o transformador de 1,25 MVA de potência. A seguir a Figura 19 mostra as dimensões do transformador. Por fim, um vão livre de 2 m para boa circulação de pessoal é projetado.

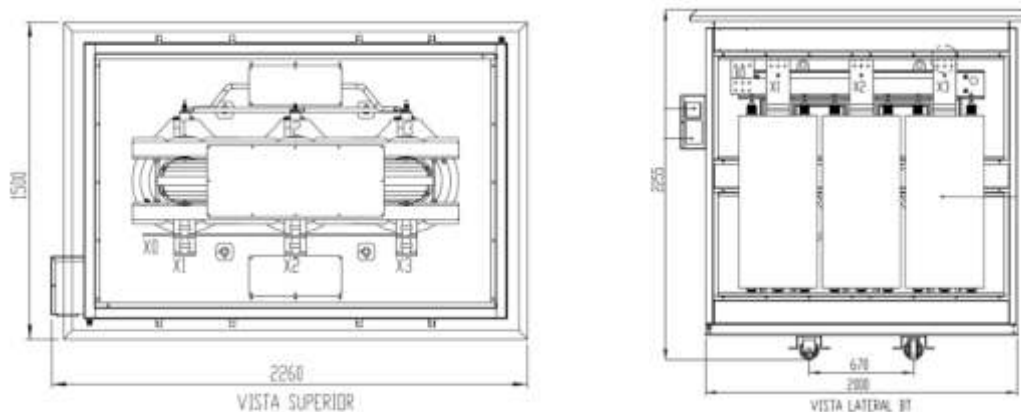
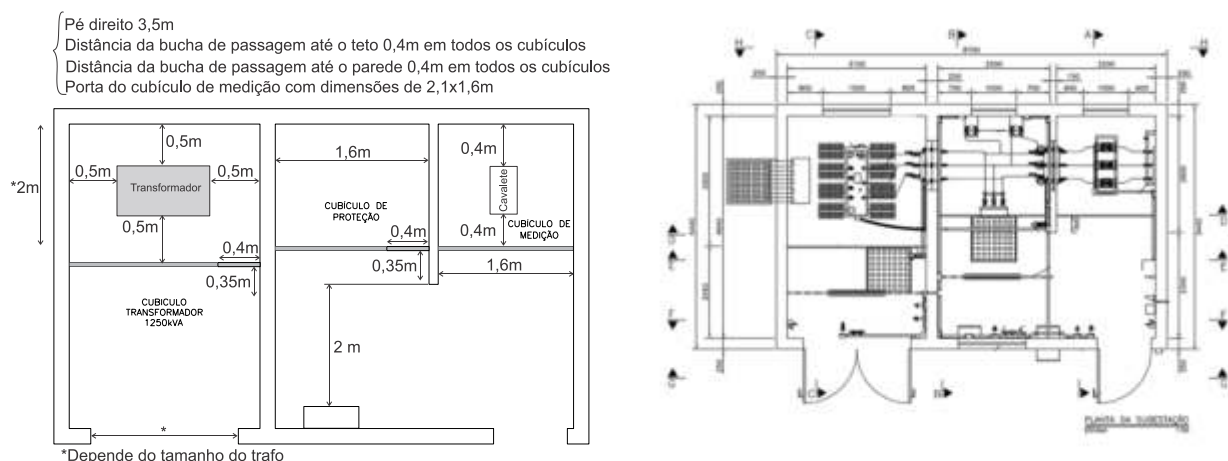
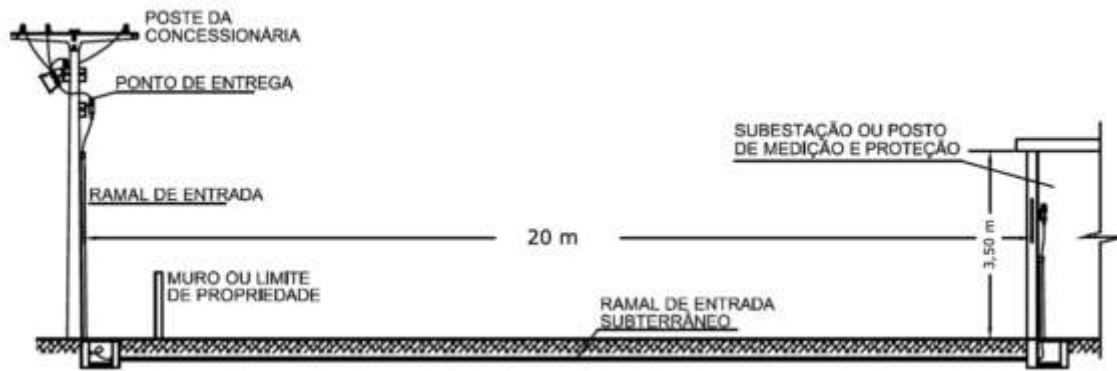


Figura 19: Dimensões do Transformador de 13,8 kV para 0,38 kV. [11][Link](#)

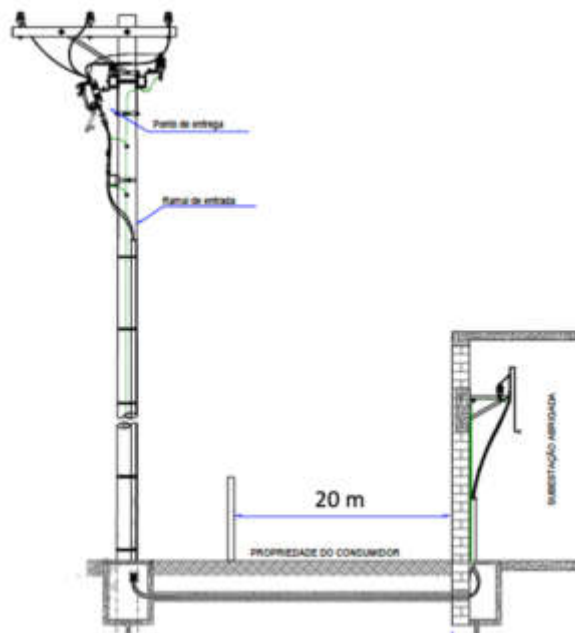
Figura 20: Dimensões da subestação projetada.



O ramal de entrada (que sai da rede e entra na subestação) foi dimensionado, utilizando a planilha de dimensionamento de cabo, como tripolar com 25 mm² e está detalhado a seguir na Figura 21 (a)(b) e na Tabela 22.



(a)



CABO TRIPOLAR COBRE XLPE #25mm² 0,6/1kV

(b)

Figura 21: (a)-(b) Fornecimento subterrâneo para cabine primária abrigada.

Tabela 22: Dimensionamento do cabo de entrada da subestação [12]

Dados de entrada para dimensionamento cabo c.a.	Valor
Método de referência	D
Isolação	XLPE
Temperatura ambiente	35
Tipo de condutor	Cobre
Tipo de disposição	Tripolar

Dados c.a. da instalação	Valor	Unidade
Potência c.a. instalada transportada pelo condutor	1	MW
Tensão RMS de linha	13,8	kV

Tipo de sistema	Trifásico	-
Corrente RMS nominal	45,48	A
Corrente de projeto corrigida	51,10	A
Tamanho do cabo c.a.	20	m
Queda de tensão admissível do ponto de entrega	0,3	%
Impedância mínima nestas condições	40,51	V/Akm

Critério seção mínima (critério do projetista)	25	mm ²
Critério da capacidade de condução de corrente	10	mm ²
Critério da queda de tensão	16	mm ²
Seção final	25	mm²

A Tabela 23 apresenta o dimensionamento dos equipamentos da subestação: tirante da bucha de passagem, barramento de vergalhão, cabos de MT de cobre, terminais de MT 15 kV, condutores de aterramento e base fusível da chave seccionadora do cubículo de transformação.

Tabela 23: Dimensionamento dos equipamentos da subestação.

Equipamento	Grandeza	Valor
Tirante da bucha de passagem	Diâmetro	1/2"
Barramento de vergalhão MT	Diâmetro	5/16"
Cabos MT cobre ponto de entrega à mufla da subestação (ramal de entrada)	Seção nominal	25 mm ²
Terminais de MT 15kV internos	Método de instalação	Enfaixado, sem saia
Terminais de MT 15kV externos	Método de instalação	Enfaixado, com saia
Condutores de aterramento cobre nu	Seção transversal	50 mm ²
Chave seccionadora, com abertura tripolar, sem fusível sob carga 15 KV	Corrente nominal	200 A
Para-raios polímeros na entrada e saída da subestação (20 kA, 0,2 segundos).	Tensão	15 kV
Grade de proteção malha quadrada até o teto	Seção	12 AWG
Transformador de dois enrolamentos de aterramento	Potência nominal/Impedância	200 kVA/4,5%
Chave seccionadora, com abertura tripolar, com fusível sob carga 15 KV	Corrente nominal	200 A

2.2.3 DIMENSIONAMENTO DO QGBT BAIXA TENSÃO

O quadro geral de baixa tensão fica situado dentro da subestação. Nesse ponto são recebidos todos os cabos (fase + neutro) dos oito inversores que são conectados aos disjuntores de 200 A 45kA, um para cada inversor. Na sequência os disjuntores são interligados em barramentos de cobre de 1968 A 3"x1/2" , interligando todos eles a um disjuntor geral na baixa tensão (BT).

O dimensionamento do barramento de cobre para junção dos oito inversores na baixa tensão utiliza a corrente de 1.582,65 A calculada na Tabela 24 que multiplicada por um fator de 1,1, totaliza 1.740,91 A. Consultando a

Tabela 25, é obtido um barramento de cobre para junção dos inversores na baixa tensão (BT) de 3"x 1/2".

A corrente dimensionada para o disjuntor aberto ABWC16 da WEG de 1600 A (Tabela 26) está entre a corrente do projeto de 1.582,64 A e a corrente suportada pelo barramento de 1968 A, dimensionamento que atende as necessidades do projeto.

A Figura 23 mostra o diagrama unifilar do QGBT.

Tabela 24: dimensionamento da corrente no disjuntor BT. [9]

Dados c.a. da usina FV	Valor	Unidade
Potência c.a.	1000000	W
Tensão RMS de linha	380	V
Tipo de sistema	Trifásico	-
Corrente RMS nominal	1519,34	A
Corrente de projeto	1582,65	A
Distância do transformador	5	m
Queda de tensão admissível do ponto de entrega	4	%
Impedância mínima nestas condições	1,92	V/Akm

Tabela 25: Dimensionamento de barramento de cobre.

Barramentos de Cobre

Medida	Peso	Amperagem	Medida	Peso	Amperagem
3/4" x 3/16"	0,807kg	210	4" x 3/8"	8.610kg	2065
1" x 3/16"	1,080kg	281	1" x 1/2"	2.870kg	656
1.1/4" x 3/16"	1,350kg	351	1.1/2" x 1/2"	4.310kg	994
1.1/2" x 3/16"	1.610kg	421	2" x 1/2"	5.740kg	1312
2" x 3/16"	2.150kg	562	2.1/2" x 1/2"	7.180kg	1640
1/2" x 1/4"	0,718kg	179	3" x 1/2"	8.610kg	1968
5/8" x 1/4"	0,897kg	215	4" x 1/2"	11.500kg	2625
3/4" x 1/4"	1.080kg	269	6" x 1/2"	17.200kg	-
1" x 1/4"	1.440kg	359	2" x 5/8"	7.180kg	1560
1.1/4" x 1/4"	1.719kg	449	2" x 1"	11.480kg	-

* OBS: PESOS E AMPERAGENS APROXIMADAS



Figura 22 Disjuntor aberto ABWC1600,
In 800~1.600 A, Icu = 50 kA @ 380 V, Ics = 100% Icu

[13] [Link](#)

Tabela 26: Disjuntor aberto ABWC1600 da WEG [13] [Link](#)



Disjuntor		ABWC08	ABWC16	ABW08	ABW16	ABW20	ABW25	ABW32	ABW40	ABW50	ABW63
Norma		IEC 60947-2									
Corrente nominal máxima (40 °C) - In máx. (A)		800	1.600	800	1.600	2.000	2.500	3.200	4.000	5.000	6.300
Ajuste de corrente		(0,4 - 1,0) x In max									
Tensão nominal de operação - Ue (V)		690									
Tensão nominal de isolamento - Ui (V)		1.000									
Tensão de impulso - Uimp (kV)		12									
Frequência (Hz)		50 / 60									
Número de polos		3									
Versões		Fixos - Extraíveis									
Unidades de proteção		Eletrônica LSIG									
Capacidade de interrupção de curto-circuito - Icu (kA)	220 / 380 / 415 V	50	50	65	65	85	85	100	100	120	120
	440 / 480 / 500 V	42	42	65	65	85	85	100	100	120	120
	600 / 690 V	42	42	50	50	85	85	85	85	100	100
Capacidade de interrupção de curto-circuito - Ics (kA)	220 / 380 / 415 V	50	50	65	65	85	85	100	100	120	120
	440 / 480 / 500 V	42	42	65	65	85	85	100	100	120	120
	600 / 690 V	42	42	50	50	85	85	85	85	100	100
Suportabilidade a curto-circuito - Icw (kA)	1s	42	42	50	50	85	85	85	85	100	100
	2s	-	-	42	42	75	75	75	75	90	90
	3s	25	25	36	36	65	65	65	65	85	85
Capacidade de estabelecimento de curto-circuito (valor de pico) - Icm (kA)	220 / 380 / 415 V	88,2	88,2	143	143	187	187	220	220	264	264
	440 / 480 / 500 V			143	143	187	187	220	220	264	264
	600 / 690 V			105	105	187	187	187	187	220	220
Categoria de utilização		B									
Tempo de operação (ms)	Abertura (máx.)	40									
	Fechamento (máx.)	80									
Vida mecânica (n° operações)	Sem manutenção	12.500	12.500	20.000	20.000	15.000	15.000	10.000	10.000	10.000	10.000
	Com manutenção ¹⁾			30.000	30.000	20.000	20.000	15.000	15.000	10.000	10.000
Vida elétrica (n° operações)	Sem manutenção	6.000	6.000	5.000	5.000	5.000	5.000	2.000	2.000	2.000	2.000
	Com manutenção ¹⁾			10.000	10.000	10.000	10.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Altitude (m)		≤2.000 ²⁾									
Temperatura ambiente	Operação	-5...40 °C ³⁾									
	Armazenagem	-20...60 °C									
Peso (kg) ⁴⁾	Extraível	38	61	61	61	85	85	143	143	184	184
	Fixo	16	32	32	32	42	42	74	74	101	101
Terminais de conexão extraível / fixo	Horizontal	Série	Série	Série	Série	Série	Série	Série	Série	Série	Série
	Vertical	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Dimensões externas A x L x P (mm)	Extraível	364 x 272 x 269	430 x 334 x 375	430 x 334 x 375	430 x 334 x 375	430 x 412 x 375	430 x 412 x 375	430 x 629 x 375	430 x 629 x 375	430 x 785 x 375	430 x 785 x 375
	Fixo	322 x 272 x 198	300 x 300 x 295	300 x 300 x 295	300 x 300 x 295	300 x 378 x 295	300 x 378 x 295	300 x 597 x 295	300 x 597 x 295	300 x 751 x 295	300 x 751 x 295

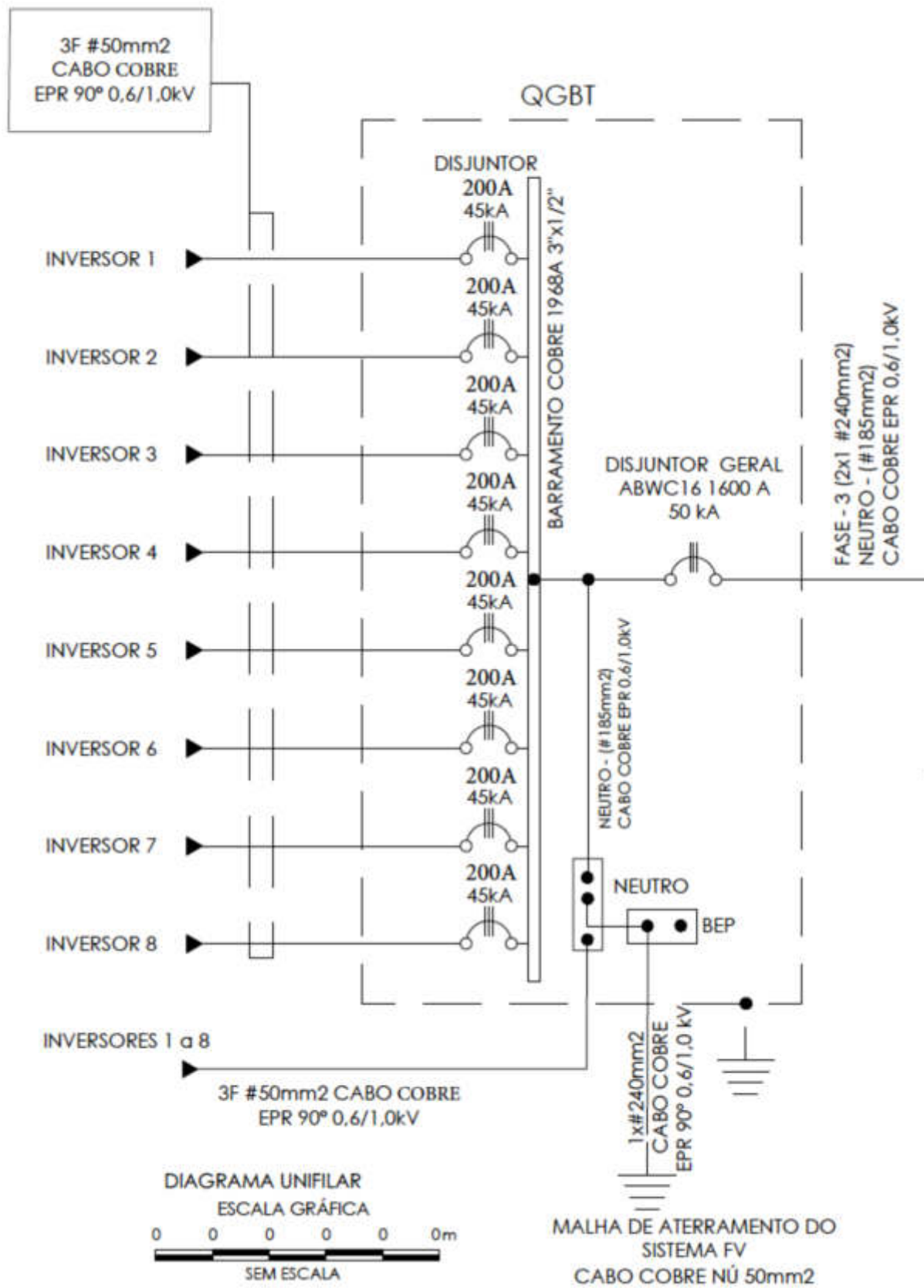


Figura 23: Diagrama unifilar do QGBT de BT da UFV.

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

Devido à falta de informações da consulta de acesso da Neoenergia, serão utilizadas as informações da CEMIG adaptados aos valores do projeto da UFV.

O transformador de corrente é projetado conforme ABNT NBR 6856. A Figura 24 mostra o esquemático do TC, com as impedâncias considerada nos cálculos: impedância do secundário do TC Z_{tc} , impedância do cabo Z_{cabo} e impedância do relé $Z_{relé}$. Os critérios de sensibilidade e saturação são levados em consideração no projeto do TC. Neste caso, o $RTC = I_p/I_s = 25$ e TC 12,5VA 10P30, classe de exatidão 10% e fator de multiplicidade de corrente nominal igual a 30 são utilizados para atender ambos os critérios. O detalhamento e valores dos cálculos são mostrados na Tabela 2823.

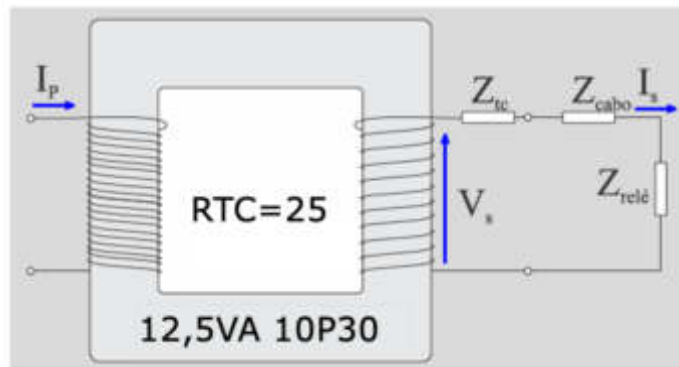


Figura 24: Esquemático utilizado para dimensionamento do TC.

Para o cálculo das correntes de partida de fase das proteções temporizadas de sobrecorrente temos:

- Potência c.a. da UFV: 1.000 kW (8 inversores de 125 kW)
- Demanda contratada: 1.000 kW

Sentido Concessionária => Acessante (FP = 92% e $V_p = 13,8$ kV)

$$I_{pick-up,67(2)} = \frac{1,05 \times P_{dem}}{\sqrt{3} \times V_p \times 0,92} = \frac{1,05 \times 1.000 \text{ kW}}{\sqrt{3} \times 13,8 \text{ kV} \times 0,92} = 47,75 \text{ A} \quad (1)$$

Sentido Acessante => Concessionária (FP = 92% e $V_p = 13,8$ kV)

$$I_{pick-up,67(1)} = \frac{1,05 \times P_{gd}}{\sqrt{3} \times V_p \times FP} = \frac{1,05 \times 1.000 \text{ kW}}{\sqrt{3} \times 13,8 \text{ kV} \times 0,92} = 47,75 \text{ A} \quad (2)$$

Cálculo de correntes de partida de neutro das proteções temporizadas direcionais de sobrecorrente. A corrente de partida de neutro deve ser de até 30% em relação a corrente de partida de fase, limitada em 40 A.

Considerando os valores calculados nas equações (1) e (2):

Sentido Rede => Acessante:

$$I_{pick-up,67N(2)} = 0,3 \times I_{pick-up,67(2)} = 0,3 \times 47,75 A = 14,32 A \quad (3)$$

Sentido Acessante => Rede:

$$I_{pick-up,67N(1)} = 0,3 \times I_{pick-up,67(1)} = 0,3 \times 47,75 A = 14,32 A \quad (4)$$

Para o projeto dos transformadores de corrente de proteção está sendo considerado o maior valor de corrente primária igual a corrente de curto-circuito trifásica proveniente da concessionária no sentido Rede => Acessante. A menor corrente para o dimensionamento do TC é proveniente da corrente de partida do neutro no sentido Acessante => Rede.

No sentido rede para acessante o nível de curto-circuito trifásico é:

- Trifásico: $3724,1 \angle -144,8^\circ$

Correntes parametrizadas no relé secundário:

- Corrente de partida de neutro no sentido acessante => Rede: 14,32 A

Condições de contorno do projeto (valores típicos):

- Menor corrente primária sensibilizada pelo relé deve ser de pelo menos 10% da corrente de partida (premissa do critério de sensibilidade).
- Demanda de potência do sensor de corrente do relé é de 0,175 VA (datasheet do Relé URP6100 da PEXTRON).
- Distância do secundário do TC à caixa do relé é de 5 m com cabo de $13,3 \Omega/\text{km}$. (cabo de cobre $1,5 \text{ mm}^2$)
- Fator de potência no secundário do TC é de 0,90.

Critério de sensibilidade:

$$I_{p,tc} \times 0,10 \leq I_{pick-neutro} \text{ (sentido Acessante => Rede)} \quad (5)$$

$$I_{p,tc} \leq I_{pick-neutro} \text{ (sentido Acessante => Rede)} \div 0,10 \rightarrow I_{p,tc} \leq 143,20 A \quad (6)$$

Critério de saturação durante o curto-circuito trifásico:

Será utilizado nesse dimensionamento, para maior robustez, 30 como fator de multiplicidade de corrente ou limite de exatidão.

$$I_{p,tc} \geq I_{cc,3f} \div 30 \geq 3.724,10 A \div 30 \geq 124,14 A \quad (7)$$

Para satisfazermos ambos os critérios:

$$124,14 \leq I_{p,tc} \leq 143,20 A \quad (8)$$

Tipicamente os RTCs comerciais são: 12, 15, 20, 25,30, 40, 50 e 60. Assim:

$$\frac{124,14}{5} \leq \frac{I_{p,tc}}{5} = RTC \leq \frac{143,20}{5} \quad (9)$$

$$24,83 \leq \frac{I_{p,tc}}{5} = RTC \leq 28,64 \quad (10)$$

$$25 \leq \frac{I_{p,tc}}{5} = RTC \leq 25 \quad (11)$$

A Figura 25 mostra o circuito equivalente do secundário do TC de proteção que será usado para verificar se o mesmo vai atender as necessidades do projeto:

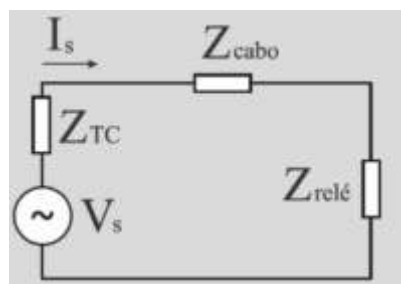


Figura 25: Circuito equivalente secundário do TC de proteção.

Impedância do cabo (Z_{cabo}):

$$Z_{cabo} = 2 \times d \times r = 2 \times \frac{5}{1000} km \times 13,3 \frac{\Omega}{km} = 0,133 \Omega \quad (12)$$

A indutância do cabo não foi considerada no cálculo por ser muito pequena em relação a resistência intrínseca r . d é a distância de cabeamento entre o relé e o secundário do TC.

Impedância do relé ($Z_{relé}$):

$$Z_{relé} = \frac{S_{relé}}{I_s^2} = \frac{0,175 \text{ VA}}{25} = 0,007 \Omega \quad (13)$$

A partir da definição prevista na ND 5.3, o processo iterativo de dimensionamento iniciará utilizando um TC de 12,5VA.

Tabela 27: Cargas com fator de potência 0.9 para corrente secundária nominal 5 A.

Potência Aparente (VA)	Resistência (Ω)	Reatância Indutiva (Ω)	Impedância (Ω)
2,5	0,09	0,044	0,1
5	0,18	0,087	0,2
12,5	0,45	0,218	0,5
22,5	0,81	0,392	0,9
45	1,62	0,785	1,8
90	3,24	1,569	3,6

A Tabela 27 mostra as condições de resistência, reatância e impedância nominais que podem ser conectadas ao secundário dos diversos TCs disponíveis no mercado. Por exemplo, o TC de 12,5 VA possui, no máximo, uma impedância nominal secundária (fator de potência 0,9) de 0,5 Ω . Considerando 20% deste valor sendo a impedância do próprio TC, então:

$$Z_{TC} = R_{TC} + jX_{TC} = 0,2 \times R_b + j0,2 \times X_b = 0,2 \times 0,45 + j0,2 \times 0,218 = 0,09 + j0,0436 \Omega \quad (14)$$

Para pior condição de corrente no primário do TC (corrente de curto-circuito trifásica) calcula-se a tensão induzida no secundário (V_s) usando $R_{TC}=25$:

$$V_s = (R_{cabo} + R_{Relé} + (R_{TC} + jX_{TC})) \times I_s = (0,133 + 0,007 + (0,09 + j0,0436)) \times \frac{I_{cc,3f}}{R_{TC}} \quad (15)$$

$$V_s = (0,133 + 0,007 + (0,09 + j0,0436)) \times \left(\frac{3.724,1 \angle -144,8^\circ}{25} \right) = 14,83 \angle -118,48 \text{ V} \quad (16)$$

O resultado acima indica que uma tensão de 14,83 V será induzida no secundário do TC se o curto-circuito trifásico ocorrer no ponto de acoplamento da usina. A tensão de saturação do TC dimensionado deve ser maior que o valor de 14,83 V.

Para 12,5 VA e impedância de 0,5 Ω (Tabela 27 acima) a tensão de saturação nominal do TC será:

$$V_{sat} = I_{sat} \times M \times Z_b = 5 \times 30 \times 0,5 = 75 \text{ V} \quad (17)$$

Nas condições críticas de curto-circuito trifásico (pior situação) a tensão induzida é 14,83 V. Dessa forma, o TC 12,5VA 10P30 não irá saturar e, por isso, atende as necessidades do projeto.

- 12,5 VA: Significa a potência nominal da carga secundária conectada ao TC;
- 10: Significa a classe de exatidão do TC em %;
- P: Significa um TC de proteção; e
- 30: fator de multiplicidade de corrente.

Conforme notado na Tabela 28, o critério de sensibilidade é satisfeito se a corrente de partida for superior a 10% da corrente primária dos TC de proteção para assegurar uma melhor exatidão na medição e monitoramento da instalação. O critério da saturação exige que o TC não sature sob a pior condição de curto-circuito primária vista pelo relé de proteção (falta trifásica de 3724,1∠ - 144,8°A). Este critério é atendido se $V_{s,tc} \leq V_{s,max}$, onde $V_{s,tc}$ é a tensão induzida no secundário do TC sob condições de falta trifásica e $V_{s,max}$ é a tensão máxima induzida no secundário sem levar o relé à saturação.

Tabela 28: Memorial de cálculo do transformador de corrente.

Descrição	Equação	Valores calculados
Corrente mínima para sensibilização do relé	$I_{pick-up,n}$	14,32 A
Corrente máxima para sensibilização do relé sem causar saturação	$I_{cc,3f}$	3724,1∠ - 144,8° A
Critério de sensibilidade: Corrente primária do TC deve ser menor ou igual a $10 \times I_{pick-up,n}$	$I_{p,tc} \leq 10 \times I_{pick-up,n}$	$I_{p,tc} = 143,20 \text{ A}$
Critério de saturação: tensão induzida no secundário do TC $V_{s,tc}$ não deve saturar, isto é, deve ser menor que a máxima tensão secundária induzida do relé escolhido $V_{s,max}$. Escolha do TC 12,5VA 10P30 .	$V_{s,tc} \leq V_{s,max}$	$Z_{cabo} = 0,133 \Omega$ $Z_{relé} = 0,007 \Omega$ $Z_{tc} = 0,09 + j0,0436 \Omega$ RTC = 25 $V_{s,max} = 75 \text{ V}$ $V_{s,tc} = 14,83 \text{ V}$

Com relação ao dimensionamento dos TPs de proteção, a Tabela 29 resume as principais especificações do equipamento projetado.

Tabela 29: Dimensionamento de TP de proteção em 13,8 kV.

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

São 3 TPs de proteção 0,3P75, onde 75VA que o TP suporta é bem maior que a carga que o relé demanda (sensor de tensão).

São 2 TPs para alimentar cargas de proteção e auxiliar. No dimensionamento de TPs para proteção, deve-se atentar principalmente à potência nominal ou carga nominal do equipamento (para garantir a classe de exatidão). Por outro lado, para TPs de alimentação da proteção e/ou emergência, pode-se projetá-lo atendendo os critérios da potência térmica do transformador. As Tabelas 30 e 31 mostram as demandas da carga da subestação e da proteção, exigindo dois TPs com potência térmica de 1500 VA.

Tabela 30: Quadro de carga da subestação para alimentação auxiliar.

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

Tabela 31: Quadro de carga da subestação para alimentação da proteção.

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

Finalmente, as especificações do disjuntor de MT são mostradas na Tabela 32. Será utilizado no projeto o Disjuntor a vácuo VBWC1250 da WEG que funcionara de forma passiva acionando pelo relé PEXTRON URP6100.

Os disjuntores a vácuo VBWC apresentam uma estrutura robusta e compacta sendo utilizados para proteção de circuitos elétricos, conforme mostrado na Figura 26. A interrupção da corrente elétrica é feita dentro de uma estrutura cerâmica conhecida como ampola a vácuo.

A ampola é completamente isolada permitindo uma taxa alta de vácuo em seu interior e abriga os contatos fixo e móvel. O arco elétrico inicia quando os contatos se separam e, graças a estrutura em que estes contatos se encontram, é facilmente extinguido.

O excelente isolamento no interior da ampola previne a perda do vácuo e, portanto, minimiza o desgaste dos contatos em caso de curto-circuito, também reduz eficientemente a energia gerada pelo arco.

Tabela 32: Dados técnicos do disjuntor de MT. [14][Link](#)

Referência	Tipo	Unidade	VBWC630		VBWC1250		
Norma			IEC 62271-100				
Classe de tensão		Ur	kV	17,5			
Corrente nominal		Ir	A	630	1.250		
Frequência		fr	Hz	50/60			
Corrente nominal de curto-circuito		Isc	kA	25			
Corrente nominal suportável de curta duração		Ik/Ik	kA/s	25/4			
Capacidade nominal de interrupção de curto-circuito (MVA)				600/750			
Capacidade de fechamento		Ip	kA	2,5* Isc (50 Hz)/2,6* Isc (60 Hz)			
Tempo nominal de abertura (ciclos)				3			
Tensão nominal suportável	Frequencial alta (1min)	Ud	kV	38			
	Impulso (1,2 x 50 µs)	Up	kV	95			
Sequência nominal de operação				0 - 0,3s - CO - 15s - CO			
Tensão de controle	Bobina de fechamento		V	24-30 V cc, 48-60 V cc/48 V ca, 100-130 V cc/V ca, 200-250 V cc/V ca			
	Bobina de abertura		V	24-30 V cc, 48-60 V cc/48 V ca, 100-130 V cc/V ca, 200-250 V cc/V ca			
Contato auxiliar				4NA+4NF			
Tempo de abertura			seg	≤0,04			
Tempo de fechamento			seg	≤0,06			
Versão				Tipo P			
Distância entre polos			mm	150		150	
Torque de aperto dos barramentos nos terminais	Torque de aperto	Parafuso	M8	Torque (kgf.cm): 135	Tolerância: ±16	Torque (N.m): 13,3	Tolerância: ±1,6
		Parafuso	M10	Torque (kgf.cm): 270	Tolerância: ±32	Torque (N.m): 26,5	Tolerância: ±3,2
		Parafuso	M12	Torque (kgf.cm): 480	Tolerância: ±57	Torque (N.m): 46,6	Tolerância: ±5,6
Peso			kg	55		55	



Figura 26: Disjuntor de MT escolhido.

2.2.5 COMPONENTES DO SISTEMA DE MEDIÇÃO

Transformadores de corrente de medição são utilizados para fins de medição das correntes em um sistema de média tensão. A concessionária quem instala estes dispositivos. Por questões óbvias financeiras, é exigido características de boa precisão (ex.: 0,3%-0,6% de erro de medição) e baixa corrente de saturação (4 vezes a corrente nominal). Os dispositivos podem saturar durante a ocorrência do curto-circuito, não trazendo prejuízos financeiros à concessionária com relação a consumo de energia elétrica (já que a duração do curto é muito pequena). O dimensionamento do TC de medição pode ser feito em função do fator térmico e demanda da instalação conforme Tabela 33. Para a demanda de 1.000 kVA, o transformador de corrente com fator térmico unitário de $RTC=15$ (primário - secundário = 75-5) atende as especificações de projeto.

Tabela 33: Dimensionamento de TCs de medição em 13,8 kV.

Transformador de corrente primário-secundário	Demanda	
	FT* = 1	FT* = 1,5
5-5	Até 100 kVA	Até 100 kVA
10-5	De 100 a 200 kVA	De 100 a 300 kVA
15-5	De 150 a 300 kVA	De 150 a 400 kVA
20-5	De 200 a 400 kVA	De 200 a 600 kVA
25-5	De 250 a 500 kVA	De 250 a 750 kVA
30-5	De 300 a 600 kVA	De 300 a 900 kVA
40-5	De 400 a 800 kVA	De 400 a 1200 kVA
50-5	De 500 a 1000 kVA	De 500 a 1500 kVA
75-5 (RTC 15)	De 750 a 1500 kVA	De 750 a 2250 kVA
100-5	De 1000 a 2000 kVA	De 1000 a 3000 kVA
150-5	De 1500 a 3000 kVA	De 1500 a 4500 kVA
200-5	De 2000 a 4000 kVA	De 2000 a 6000 kVA
300-5	De 3000 a 6000 kVA	De 3000 a 9000 kVA
400-5	De 4000 a 8000 kVA	De 4000 a 12000 kVA
*Fator térmico nominal		

No dimensionamento de TPs para medição sob fornecimento de 13,8kV, considera-se Tabela 34: Dimensionamento dos TPs e TCs de medição em 13,8 kV.

Tabela 34: Dimensionamento dos TPs e TCs de medição em 13,8 kV.

TP	Ligação	Relação de transformação	Tipo	Medição
	$\frac{13.800}{\sqrt{3}} V: 115V$	RTV 70:1	Grupo 2 60Hz	três unidades

TC	Relação de transformação	Medição
	RTC = 15 (75:5)	três unidades

2.2.6 ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO

A malha de aterramento do tipo quadrado vazio (Figura 28) é utilizada, incluindo no mínimo todo o pátio e todos os equipamentos que pertencem à área da subestação. A malha de aterramento da subestação é composta por 12 eletrodos (hastes de aterramento + condutor), interligados por condutor de cobre nu, rígido, seção 50 mm², usando solda exotérmica.

A distância entre as hastes é igual ao comprimento dos eletrodos utilizados (2,4m). As partes metálicas da subestação, tais como carcaças de transformadores, para-raios, equipamentos, portas, janelas, painel de tela zincado e suportes metálicos, deverão ser ligados diretamente à malha de aterramento através de condutores de cobre nú, rígido, com bitola de 25 mm² e através de solda exotérmica.

Os eletrodos de aterramento devem ser cravados no solo com sua extremidade superior (incluindo conector ou ponto de solda) acessível para inspeção pela concessionária dentro de uma cava, com o topo de cada haste situada abaixo da linha de acabamento do piso. Cada cava deve ser revestida por argamassa ou tubo de PVC e protegida por tampa de concreto, ferro fundido ou policarbonato, que deve ficar no mesmo nível do acabamento do piso, conforme Figura 27.

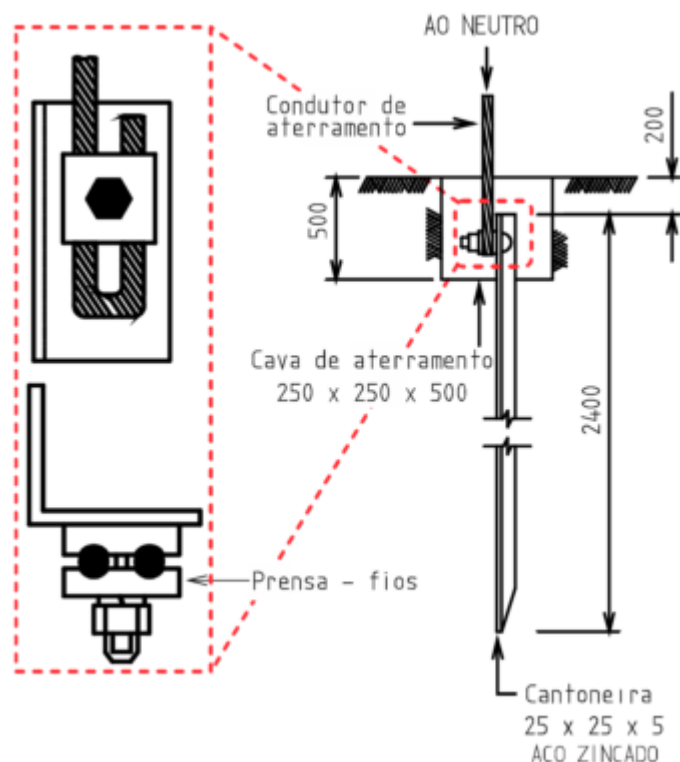


Figura 27: Detalhe da haste de aterramento.

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

Para a malha de aterramento da subestação da UFV mostrada na Figura 28 está sendo contemplado:

- As hastes de cobre diâmetro 5/8" com 2,4 m).
- As conexões entre cabos de cobre nú de 50 mm² e entre cabo-haste são feitas por meio de solda exotérmica;
- Sob o solo, os cabos de cobre nú constituem o eletrodo de aterramento;
- Os cabos de cobre nú sobre a superfície são responsáveis pela equipotencialização com as partes metálicas;
- Rabichos de 500 mm são previstos em vários pontos para prover o aterramento de carcaças de equipamentos, ferragens, telas e como reserva para eventual necessidade de novos pontos de aterramento;
- As hastes verticais estão dispostas na configuração quadrada vazia;
- Foram utilizadas 12 hastes verticais, corroborando o número mínimo disposto nas normatizações das concessionárias.

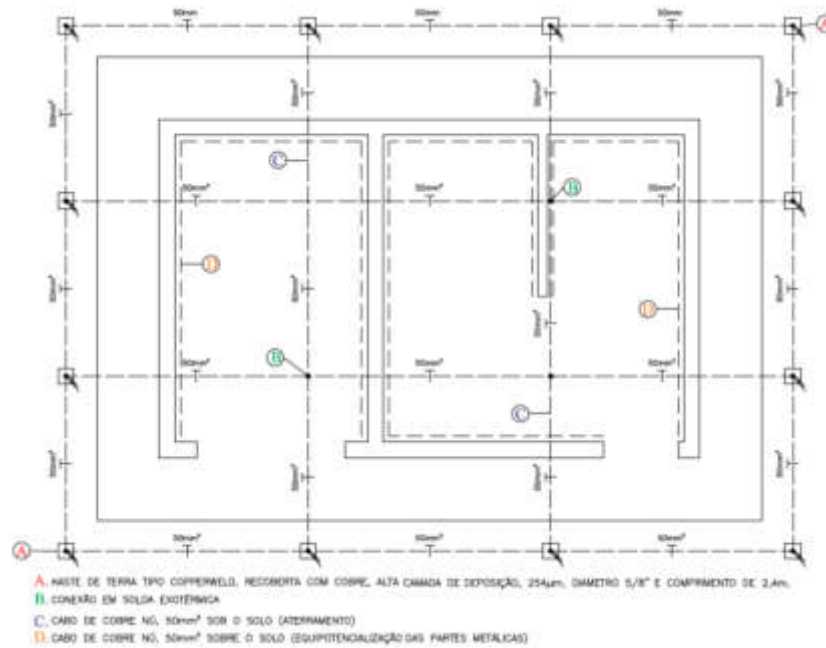


Figura 28: Aterramento da subestação da UFV.

2.2.7 ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO E DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.

Seguindo prescrições da concessionária para aterramento da subestação, todas as massas metálicas, secundários de TCs, secundários de TPs, para-raios, neutro do transformador e outros dispositivos são devidamente aterrados no eletrodo de aterramento da subestação. A instalação elétrica do sistema fotovoltaico prevê aterramento próprio que é interligado ao aterramento da subestação, conforme Figura 29, por meio de um condutor de equipotencialização.

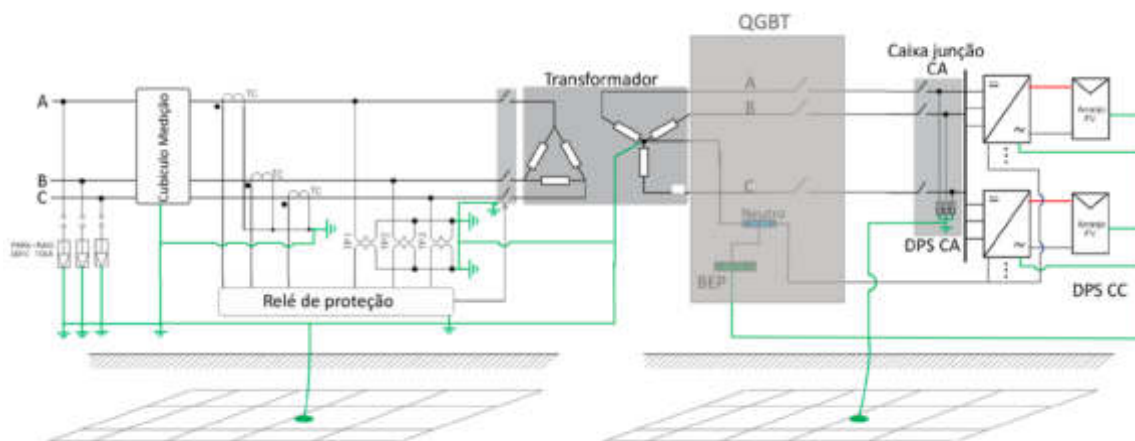


Figura 29: Esquema de aterramento da subestação e o sistema fotovoltaico

No lado c.c. da UFV, o cabo de proteção com isolamento EPR é utilizado para aterrar as partes metálicas expostas do arranjo fotovoltaico. A sua bitola tem

seção mínima igual aos condutores c.c. das séries fotovoltaicas, isto é, 4mm² em cobre. O condutor de proteção de 25 mm², com isolamento de PVC, é utilizado para aterrar as carcaças dos inversores e dos quadros de proteção c.a. O condutor de cobre nu que constitui o eletrodo de aterramento da UFV, circundando seu perímetro, possui seção mínima de 50 mm².

2.3 ESTUDOS DE PROTEÇÃO

2.3.1 CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

Os valores base utilizados para os cálculos de curto-circuito estão apresentados na Tabela 35.

Tabela 35: Valores base utilizados nos estudos de proteção.

Grandezas	Símbolo	Valor
Potência aparente de base	S_b	100 MVA
Tensão primária de base	V_b	13,8 kV

Baseado na Tabela 35, a corrente de base (sistema pu) é definida como:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}V_b} = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} 13,8 \text{ kV}} = 4183,7 \text{ A.} \quad (18)$$

Os dados de nível de curto-circuito e impedância de sequência equivalente da subestação para esse projeto estão apresentados na Tabela 36 a seguir:

Tabela 36: Impedância e correntes de curto-circuito na barra da SE CEMIG.

Corrente de curto-circuito	Sequência + [A]	Sequência - [A]	Sequência 0 [A]
Falta fase-fase (L-L)	1866∠ - 144,8°	1866∠35,2°	0∠0°
Falta fase-terra (L-G)	1371,1∠ - 146,2°	1371,1∠ - 146,2°	1371,1∠ - 146,2°
Falta fase-fase-terra (2L-G)	2624,9∠ - 145,7°	1104,9∠37,3°	1522,6∠32,1°
Falta trifásica (3L)	3724,1∠ - 144,8°	0∠0°	0∠0°
Impedância equivalente da barra da Concessionária	Sequência + [Ω]	Sequência - [Ω]	Sequência 0 [Ω]
	$Z_{eq}^+ = 0.18758 + j2,04182$	$Z_{eq}^- = 0.18454 + j2,03343$	$Z_{eq}^0 = 0 + j1,48164$

As informações da rede aérea de distribuição protegida (RDP) trifásica de 13,8 kV foram fornecidas no parecer de acesso e estão mostradas na Figura 30. Os cabos de alumínio são cobertos de isolamento XLPE 90°C 15 kV, apoiados em cruzetas com cabo mensageiro de sustentação mecânica.

Para os cálculos de curto-circuito, estão sendo considerados os cabos (bitola e metragem) e transformador especificados na Figura 31 e as impedâncias e informações da Tabela 37.

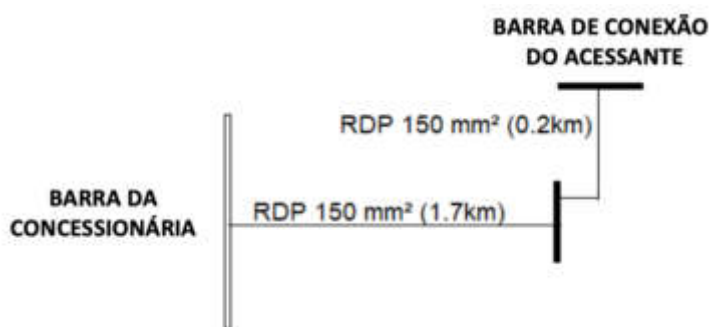


Figura 30: Configuração da rede aérea de distribuição protegida da SE Cemig.

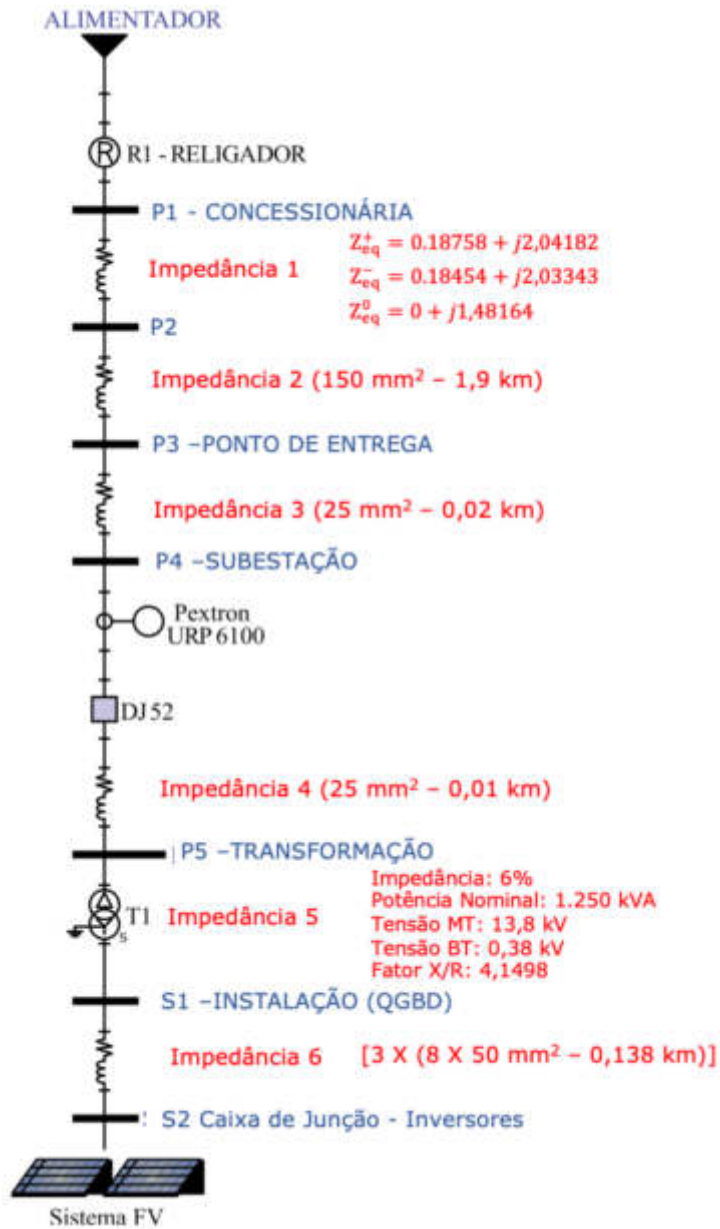


Figura 31: Especificações dos cabos e transformador da Subestação.

Tabela 37: Impedâncias e informações para cálculo de curto-circuito. [15]

Valores base em MT		
Potência aparente de base	100	MVA
Tensão de base	13,8	kV
Corrente de base	4183,70	A
Impedância de base	1,90	Ω

Valores base em BT		
Potência aparente de base	100	MVA
Tensão de base	0,38	kV
Corrente de base	151934,28	A
Impedância de base	0,001444	Ω

Impedância 1 - Impedância entre barra P1 e P2			
Parecer de acesso da concessionária			
Sequência +	R+	0,18758	Ω
	X+	2,04182	Ω
Sequência -	R-	0,18454	Ω
	X-	2,03343	Ω
Sequência 0	R0	0	Ω
	X0	1,48164	Ω

Impedância 2 - Impedância entre barra P2 e P3			
Cabos de alumínio da rede de distribuição da concessionária			
Bitola do cabo		150	mm ²
Distância		1,9	km
Sequência +	R+	0,30419	Ω
	X+	0,28557	Ω
Sequência -	R-	0,30419	Ω
	X-	0,28557	Ω
Sequência 0	R0	3,73236	Ω
	X0	2,77514	Ω

Impedância 3 - Impedância entre barra P3 e P4 (cabos do acessante até subestação)			
Cabos tripolar XLPE em eletroduto enterrado na entrada da Subestação.			
Bitola do cabo		25	mm ²
Distância		0,02	km
Sequência +	R+	0,01896	Ω
	X+	0,00385	Ω
Sequência -	R-	0,01896	Ω
	X-	0,00385	Ω
Sequência 0	R0	0,05644	Ω
	X0	0,03644	Ω

Impedância 4 - Impedância entre barra P4 e P5 (cabos até transformação)			
Cabo unipolar EPR espaçados ao ar livre.			
Bitola do cabo		25	mm ²
Distância		0,01	km
Sequência +	R+	0,00948	Ω
	X+	0,00192	Ω
Sequência -	R-	0,00948	Ω
	X-	0,00192	Ω
Sequência 0	R0	0,02822	Ω
	X0	0,01822	Ω

Impedância 5 - Impedância do transformador entre as barras P5 e P6		
Impedância de placa	6	%
Potência nominal de placa	1250	kVA
Tensão MT nominal de placa	13,8	kV
Tensão BT nominal de placa	0,38	kV
X/R	4,1498	adm
Impedância corrigida	4,8	pu
Resistência corrigida	1,12449	pu
Reatância corrigida	4,66642	pu

Impedância 6 - Impedância entre barra P6 e P7 (cabos BT até usina)			
Cabo unipolar EPR/XLPE espaçados ao ar livre.			
Bitola do cabo		50	mm ²
Distância		0,156	km
Sequência +	R+	0,008678	Ω
	X+	0,002198	Ω
Sequência -	R-	0,008678	Ω
	X-	0,002198	Ω
Sequência 0	R0	0,043778	Ω
	X0	0,050682	Ω
Número de condutores por fase		8	8

Modelo do sistema fotovoltaico		
Potência nominal do sistema FV	1000	kW
Fator de potência normativo	0,92	adm
Tensão de parametrização	380	V
Corrente nominal do sistema FV	1651,45958	A
Fator de sobrecorrente (FS)	2	adm
Impedância do sistema na falta*	46,00	pu

Os níveis de curto-circuito foram determinados em todas as barras onde é requerido a instalação de equipamentos ou dispositivos de proteção. Para definição de alguns parâmetros da proteção, é necessário definir as características do transformador de potência instalado, cujas informações estão apresentadas na Tabela 39.

Tabela 38: Dimensionamento do Transformador – 13,8 kV para 0,38 kV.

ITEM	POTÊNCIA (kW)	FP	POTÊNCIA (KVA)	OBSERVAÇÃO
UFV	1.029,60	0,92	1.119,13	Norma da concessionária. Fator de Potência. Sistemas de geração distribuída com potência nominal maior que 6 kW: FP ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo.
Iluminação do Terreno 20 postes de LED 200 W	4	0,85	4,71	Valor não considerado para o dimensionamento do transformador.
Outras Cargas	4	0,85	4,71	Valor não considerado para o dimensionamento do transformador.
Subtotal			1.119,13	
Fator de Ajuste (Perdas) - 10% do Subtotal			111,91	
Total			1.231,04	
Potência do Transformador - Disponibilidade do Mercado			1.250	

Tabela 39: Características elétricas do transformador WEG a seco. [11][Link](#)

Característica dos transformadores	Valor
Potência aparente [kVA]	1.250
Tensão primária [kV]	13,8
Tensão secundária [kV]	0,38
Impedância [%]	6 %
Forma construtiva	Seco
Grau de proteção	IP23
Fase	Trifásico
Grupo de ligação	Dyn1
Frequência [Hz]	60
X/R	4,1498

A Figura 32 mostra a tabela resumo das contribuições da Concessionária e da usina solar fotovoltaica (UFV) para as correntes de c.a. nas diversas barras. O diagrama de impedâncias também é mostrado na Figura 32 para consulta.

Contribuição concessionária:

BARRAS DO SISTEMA	I _{cc} 3F [A]	I _{cc} FT [A]
P2	3.885,76	4.267,60
P3	3.349,38	2.341,64
P4	3.338,50	2.322,27
P5	3.333,02	2.312,67
S1	40.241,27	44.737,67
S2	17.632,13	10.282,75

Contribuição acessante:

BARRAS DO SISTEMA	I _{cc} 3F [A]	I _{cc} FT [A]
P2	82,7128	90,8409
P3	82,9915	58,0214
P4	82,9969	57,7328
P5	82,9996	57,5907
S1	3.171,88	3.526,29
S2	3.302,91	1.926,20

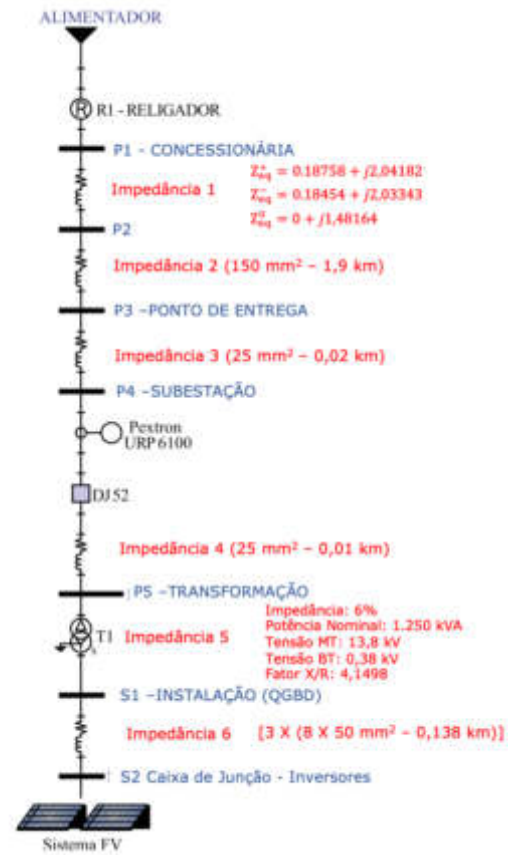


Figura 32: Correntes de c.a da Concessionária e UFV nas diversas barras.

Nos cálculos de curto-circuito apresentados na Figura 32, as seguintes premissas foram adotadas:

- As impedâncias de sequência foram obtidas através da Tabela 37. A impedância do transformador foi obtida conforme Tabela 39. A Tabela 40 mostra as impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema, referenciadas à Figura 32.
- Assume-se que a corrente de curto-circuito dos geradores conectados via inversor é de 2 vezes o valor da corrente nominal do inversor; [10]
- Testes em inversores trifásicos comerciais mostraram que a corrente pode atingir até duas vezes a corrente nominal por até 10 ciclos. [10]

Tabela 40: Impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema.

Referência na Figura 32	Comprimento [km]	Impedância eq. de sequência positiva [Ω]	Impedância eq. sequência zero [Ω]
Impedância 1	Parecer de Acesso	$0,187580 + j2,041820$	$0 + j1,48164$
Impedância 2	1,9	$0,304190 + j0,285570$	$3,732360 + j2,775140$
Impedância 3	0,02	$0,018964 + j0,003848$	$0,056440 + j0,036444$
Impedância 4	0,01	$0,009482 + j0,001924$	$0,028220 + j0,018222$
Impedância 6	0,156	$0,008678 + j0,002198$	$0,043778 + j0,050682$

Portanto, de acordo com estas informações, os estudos de curto-circuito consideram a contribuição de corrente de uma UFV limitada em 2 pu com duração de até 10 ciclos (167 ms). Além disso, a corrente nominal da UFV para um fator de potência de 0,92 é de $\frac{1.000 \text{ kW}}{\sqrt{3} \times 13,8 \text{ kV} \times 0,92} = 45,47 \text{ A}$. [10]

2.3.2 PARAMETRIZAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

A Tabela 41 apresenta as características das curvas de proteção de fase e neutro do religador para coordenação com a proteção do acessante.

Tabela 41: Ajustes de religadores para coordenação, fornecidas pela concessionária.

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

A Figura 18 apresenta a configuração para conexão do gerador fotovoltaico com potência nominal de 1.000 kW, instalados em consumidores atendidos através de subestação de entrada abrigada. As funções de proteção exigidas pela ND 5.31 para este acessante são:

- Função 32(1) e (2) - Direcional de potência (atuação quando a injeção de potência ultrapassa 105% da potência nominal da UFV por 15s; atuação quando a absorção de potência ultrapassa 105% da potência demandada da instalação por 15s);
- Funções 67(1) e (2), 67N(1) e (2) – Direcional de corrente de fase e neutro.

Além disso, as proteções serão parametrizadas no relé de proteção PEXTRON URP 6100, instalado em cubículo de proteção abrigado. A Tabela 42 apresenta um resumo das proteções implementadas no relé PEXTRON URP 6100 e suas respectivas parametrizações/ajustes conforme norma CEMIG. Conforme mostrado anteriormente, três TPs, conectados em estrela $13.800/\sqrt{3} - 115\text{V}$ (70:1) e três TCs 125:5 A (RTC=25) são utilizados para adequar os sinais primários aos níveis requeridos pelo relé.

Tabela 42: Proteções e suas parametrizações conforme a ND.5.31 da CEMIG.

Função	Descrição do Parâmetro	Equação	Valor Parametrizado
32(1) Pg. 176 ND. 5.31	Potência ativa	$P_{32(1)} = 1,05 \times P_{gd}$	$P_{32(1)} = 1,05 \times 1000 \text{ kW} = 1.050 \text{ kW}$
	Sentido de atuação		Acessante → Concessionária
	Tempo de atuação		$t_{32(1)} = 15 \text{ s}$
32(2) Pg. 175 ND. 5.31	Potência ativa	$P_{32(2)} = 1,05 \times \text{Demanda}$	$P_{32(2)} = 1,05 \times 1000 = 1.050 \text{ kW}$
	Sentido de atuação		Concessionária → Acessante
	Tempo de atuação		$t_{31(2)} = 15 \text{ s}$
67(1) Pg. 179 ND. 5.31	Corrente de pick-up de fase	$I_{pick-up,67(1)} = \frac{1,05 \times P_{gd}}{\sqrt{3} \times V_p \times FP}$	Valores Típicos $FP = 0,92$ $Vp = 13,8 \text{ kV}$
	Sentido de atuação		Valor Parametrizado $I_{pick-up,67(1)} = \frac{1,05 \times 1.000 \text{ kW}}{\sqrt{3} \times 13,8 \text{ kV} \times 0,92} = 47,75 \text{ A}$ Acessante → Concessionária
	Curva temporizada IEC	$t = \frac{k \times \Delta t}{\left(\frac{I_{inst,f}}{I_{pick-up,67(1)}}\right)^\alpha - 1}$	$k = 80$ $\alpha = 2$ $\Delta t = 0,2 \text{ s (dial)}$
	Corrente instantânea		Extremamente Inversa
	Ângulo do relé		Desativada 45°
67(2) Pg. 178 ND. 5.31	Corrente de pick-up de fase	$I_{pick-up,67(2)} = \frac{1,05 \times P_{dem}}{\sqrt{3} \times V_p}$	Valores Típicos $FP = 0,92$ $Vp = 13,8 \text{ kV}$
	Sentido de atuação		Valor parametrizado $I_{pick-up,67(2)} = \frac{1,05 \times (1.000 \text{ kW})}{\sqrt{3} \times 13,8 \text{ kV} \times 0,92} = 47,75 \text{ A}$ Concessionária → Acessante
	Curva temporizada IEC	$t = \frac{k \times \Delta t}{\left(\frac{I_{inst,f}}{I_{pick-up,67(2)}}\right)^\alpha - 1}$	$k = 80$ $\alpha = 2$ $\Delta t = 0,1 \text{ s (dial)}$
	Corrente instantânea	$I_{inst,f} = 1,01 \times I_{magt}$	Extremamente Inversa $I_{nt} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times V_p} = \frac{1250 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 13,8 \text{ kV}} = 52,30 \text{ A}$ $I_{mag} = 8 \times I_{nt} = 8 \times 52,30 \text{ A} = 418,4 \text{ A}$ $I_{inst,f} = 1,01 \times 418,4 = 422,58 \text{ A}$
	Ângulo do relé		45°

Função	Descrição do parâmetro	Equação	Valor parametrizado
67N(1) Pg. 180 ND. 5.31	Corrente de pick-up de fase	$I_{pick-up,67N(1)} = 0,3 \times I_{pick-up,67(1)}$ $I_{pick-up,67N(1)} \leq 40$	$I_{pick-up,67N(1)} = 0,3 \times 47,75 A = 14,32 A$
	Sentido de atuação	-	Acessante → Concessionária
	Curva temporizada IEC	-	Curva tempo definido $\Delta t = 6 s$; (5 s à 9 s) (temporização)
	Corrente instantânea	-	Desativada
	Ângulo do Relé Pexctron URP6100	-	110°

Função	Descrição do parâmetro	Equação	Valor parametrizado
67N(2) Pg. 178 ND. 5.31	Corrente de pick-up de fase	$P_{pick-up,67N(2)} = 0,3 \times P_{pick-up,67(2)}$ $I_{pick-up,67N(2)} \leq 40$	$P_{pick-up,67N(2)} = 0,3 \times 49,66 A = 14,32 A$
	Sentido de atuação	-	Concessionária → Acessante
	Curva temporizada IEC	-	Curva tempo definido $\Delta t = 2 s$; (1 s à 3 s) (temporização)
	Corrente instantânea	$I_{inst,67N(2)} = 0,33 \times I_{inst,f}$	$I_{inst,67N(2)} = 0,33 \times 475,41 A = 156,89 A$
	Ângulo do Relé Pexctron URP6100	-	110°

2.3.3 ESTUDO DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO

A Figura 33 e Figura 34 mostram o coordenograma em papel formatado bi-log tempo \times corrente, onde se pode verificar a coordenação e seletividade da proteção dimensionada para qualquer valor de corrente. As correntes estão referidas ao primário. Além disso, os seguintes pontos de operação podem ser encontrados nos gráficos:

- Correntes de partida do relé de fase e neutro (Pickup);
- Correntes ANSI dos transformadores;
- Correntes de curto-circuito trifásico ($I_{cc,3f}$) e fase-terra ($I_{cc,ft}$) fornecidos pela Concessionária;
- Corrente de magnetização dos transformadores (I_{mag});
- Curva temporizada IEC muito inversa de fase, do religador;
- Curva temporizada IEC extremamente inversa de fase 67(1), sem unidade instantânea, do relé Pextron URP6100;
- Curva temporizada IEC extremamente inversa de fase 67(2), com unidade instantânea, do relé Pextron URP6100;
- Curva tempo definido de neutro 67N(1), sem unidade instantânea, do relé Pextron URP6100;
- Curva tempo definido de neutro 67N(1), com unidade instantânea, do relé Pextron URP6100.

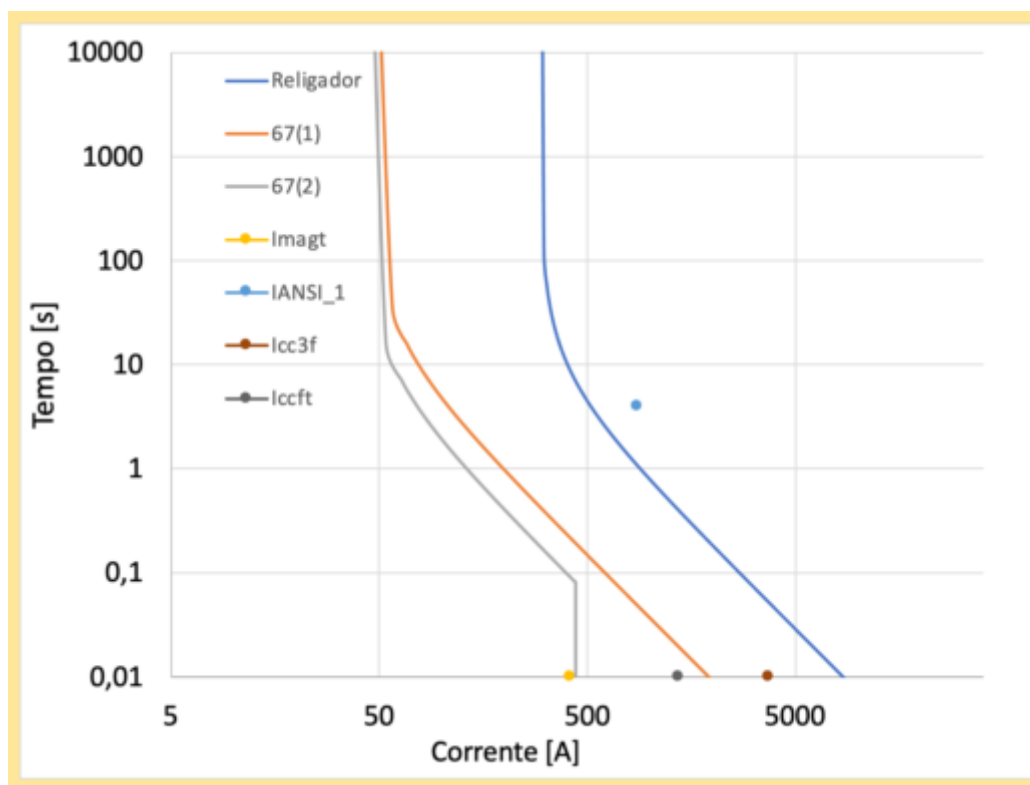


Figura 33: Coordenograma das proteções de fase.

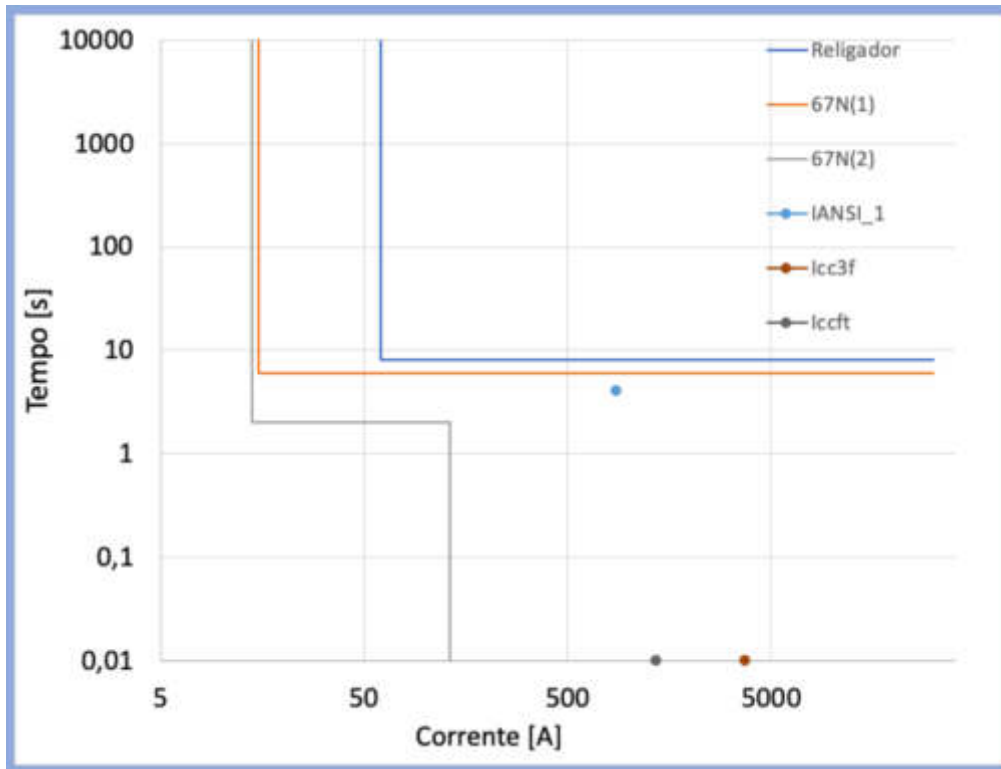


Figura 34: Coordenograma das proteções de neutro.

3- Análise de Viabilidade Econômica

Este capítulo tem como objetivo verificar a viabilidade econômica da implantação da usina fotovoltaica. A análise financeira não é única e o texto abaixo trata dos critérios adotados para classificar a viabilidade econômica do projeto, assim como as suas particularidades como suas receitas e despesas.

Por fim, o estudo do fluxo de caixa mostrará a taxa de retorno do investimento e o tempo de retorno.

3.1.1 ESTRATÉGIA COMERCIAL

O investimento para construção da UFV será feito pela proprietária do terreno que será disponibilizado para o empreendimento. Essa proprietária fará parte do consorcio junto com os demais clientes que estão sendo captados.

Toda energia gerada pela UFV será injetada na rede da concessionária para obtenção de créditos (consumo local desprezível em relação à geração). Esses créditos serão distribuídos nas contas de energia dos consorciados em outras localidades, conectadas na mesma concessionária onde que será ligada a UFV a ser construída.

A UFV será remunerada mensalmente pelos consorciados com valores pagos no total de 75% da taxa de energia cobrada pela concessionária, calculado com base na quantidade de créditos que foram distribuídos à conta de cada consorciado.

3.1.2 CUSTOS ESTIMADOS

O valor kit fotovoltaico c.c, a caixa de junção c.a. e equipamentos do QGBT foram cotados na PHB solar. O preço dos inversores e cabos c.a. foram estimados baseado em pesquisas de mercado.

Com relação à subestação, o preço do transformador e do disjuntor de MT foram cotados na empresa Dm Representação Comercial LTDA e o relé de proteção foi cotado na Pextron Controles Eletrônicos LTDA. O valor dos TCs e TPs foi estimado baseado em pesquisa de mercado e os demais itens e miscelâneas elétricas foram cotados baseado na experiência de outros projetos semelhantes.

Na Tabela 43 a seguir são apresentados os custos de material considerados para a avaliação de viabilidade do projeto. Outros itens de custo como manutenção, mão de obra, renovação dos inversores, reajuste anual financeiro da energia, reajuste anual da mão de obra, índice de degradação dos módulos FV, consumo de demanda, valor da taxa de energia, valor do percentual do preço para cliente estão detalhados no item 3.13 – Parâmetros financeiros e de

capacidade. As Tabela 43(a)-(c) discriminam com maiores detalhes os custos de materiais da UFV, subestação e adicionais, respectivamente.

Tabela 43: Custos considerados para construção da UFV.

ITEM	VALOR
1 - UFV (c.c e c.a.) + Aterramento FV	R\$ 3.562.792,18
2 - Subestação	R\$ 418.490,16
3 - Outros	R\$ 220.000,00
Total	R\$ 4.202.482,34

ITEM	DESCRIÇÃO	UNIDADE	QUANTIDADE DE ITENS DO KIT	QUANTIDADE	VALOR UNITÁRIO	VALOR TOTAL
1 - UFV (c.c e c.a.) + Aterramento FV	MODULO 545WP - MONO - HC; (LR5-72HPH-545M) LONGI	PC	234			
	QDCA/106,CJ.QUADRO DE PROT.CA-SOLAR(200A DJ. AC)TRIFASICO 220V	PC	1			
	TAMPA DE PROTEÇÃO PERFIL VIGA	PC	192			
	TAMPA DE PROTEÇÃO PERFIL TRAVESSA	PC	144			
	GRAMPO TERMINADOR 35MM EM ALUMÍNIO	PC	192			
	GRAMPO DE ATERRAMENTO	PC	96			
	ABRACADEIRAS DE AÇO PARA CABOS	PC	240			
	CLIP DE AÇO P/ ATERRAMENTO ESTRUTURA - MÓDULOS	PC	384			
	GRAMPO INTERMEDIÁRIO 35MM EM ALUMÍNIO	PC	384			
	SUORTE DE ALUMÍNIO TIPO H 100MM	PC	144			
	KIT SUORTE DE ALUMÍNIO TIPO AG4	PC	72			
	GRAMPO DE ALUMÍNIO P/ TRILHO TIPO K5	PC	576			
	BASE FRONTAL DE ALUMÍNIO 120MM	PC	72			
	BASE TRASEIRA DE ALUMÍNIO 160MM	PC	72			
	EMENDA DE PERFIL DE ALUMÍNIO SOLO-VIGA ANODIZADO P/ MÓDULOS FV (0,4	PC	96			
	PERFIL DE ALUMÍNIO SOLO-VIGA ANODIZADO P/ MÓDULOS FV (2,95M)	PC	192			
	PERFIL DE AL. SOLO-TRAVESSA ANODIZADO P/ MOD. FV (3,80M)	PC	72			
	PARAFUSO AUTOBROCANTE 1/4	PC	576			
	CHUMBADOR M10X100MM DE AÇO INOX TIPO AF COM PRISIONEIRO	PC	576			
	PASTA ANTIGRIANTE C/ ALTO TEOR DE GRAFITE 30G	PC	5			
	CAVALETE P/ ESTRUTURA SOLO 16"	CJ	72			
	CABO SOLAR PRETO COM PROTEÇÃO UV 4,0MM2	M	375			
	CABO SOLAR VERMELHO COM PROTEÇÃO UV 4,0MM2	M	375			
	CONECTOR MC4 MACHO+FEMEA P/ MÓDULO LONGI PC 19	PC	19			
	INVERSOR PHB 125K-HT	PC		8		
	QDCA/102,CJ.QUADRO DE PROT.CA-SOLAR(200A DJ. AC)TRIFASICO 220V	PC		8	R\$ 42.000,00	R\$ 336.000,00
	CABO COBRE c.a. (FASE e NEUTRO) ERP UNIPOLAR 50 mm2	M		3484	R\$ 1.381,43	R\$ 11.051,44
	CABO DE COBRE DE ATERRAMENTO. ERP UNIPOLAR 25 mm2	M		420	R\$ 40,00	R\$ 139.360,00
	CABODE COBRE PARA ATERRAMENTO DOS MÓDULOS FV EM COBRE NÚ 50 mm2	M		500	R\$ 20,00	R\$ 8.400,00
	CABO DE COBRE c.a. (FASE e NEUTRO) ERP UNIPOLAR 240 mm2	M		500	R\$ 35,00	R\$ 17.500,00
	CABO DE COBRE c.a. (FASE e NEUTRO) ERP UNIPOLAR 185 mm2	M		40	R\$ 180,00	R\$ 7.200,00
	CABODE COBRE c.a. XLPE PRIPOLAR UNIPOLAR 25 mm2	M		5	R\$ 139,00	R\$ 695,00
	HASTES VERTICAIS DE 5/8" DE DIÂMETRO COM 2,4 m DE COMPRIMENTO	PC		20	R\$ 60,00	R\$ 1.200,00
	AJUSTE DE SEGURANÇA	%		14	R\$ 80,00	R\$ 1.120,00
				10%		R\$ 323.788,38
				TOTAL 1		R\$ 3.563.992,18

(a) Detalhamento dos custos relativos à construção da UFV.

ITEM	DESCRIÇÃO	UNIDADE	QUANTIDADE DE ITENS DO KIT	QUANTIDADE	VALOR UNITÁRIO	VALOR TOTAL	
2 - Subestação	TRANSFORMADOR SECO 1250.0kVA 13.8/0.38kV CST IP-23 AN - NCM: 8504.34.00	PC		1	R\$ 146.348,82	R\$ 146.348,82	
	DISJUNTOR WEG A VACUO VBW - 50039960 630 A	PC		1	R\$ 19.360,24	R\$ 19.360,24	
	RELE PEXTROM URP 6100	PC		1	R\$ 12.853,00	R\$ 12.853,00	
	TC	PC		3	R\$ 2.500,00	R\$ 7.500,00	
	TP	PC		5	R\$ 2.500,00	R\$ 12.500,00	
	ELETRODUTO GALVANIZADO, IMERSÃO A QUENTE, Ø110mm	M					
	CABO DE COBRE ISOLADO, EPR 105º, 50mm², 15kV	M					
	PARA-RAIO POLIMÉTRICO Vn=12kV, 10kA, SISTEMA NEUTRO ATERRADO	PC					
	SUPOORTE PARA FIXAÇÃO DE MUFLAS	PC					
	VERGALHÃO DE COBRE MACIÇO, Ø3/8"	PC					
	ISOLADOR DE PEDESTAL, 15kV	PC					
	BUCHA DE PASSAGEM INTERNO/INTERNO, 15kV COM TIRANTE DE 5/8"	PC					
	CHAPA SUPOORTE PARA FIXAÇÃO DE BUCHA DE PASSAGEM	PC					
	SUPOORTE PARA TRANSFORMADORES DE MEDIÇÃO	PC					
	CHAVE SECCIONADORA TRIPOLAR, COMANDO SIMULTÂNEO, ABERTURA SOB CARGA	PC					
	CHAVE SECCIONADORA TRIPOLAR, COMANDO SIMULTÂNEO, ABERTURA SOB CARGA	PC					
	PLUNHO DE AÇÃOAMENTO DA CHAVE SECCIONADORA	PC					
	LUMINÁRIA INTERNA, LUMINÁRIA TIPO COMERCIAL, LÂMPADA LED 2X36W, HERMÉTICA	PC					
	SISTEMA DE ILUMINAÇÃO DE EMERGÊNCIA, LUMINÁRIA LED, 36W HERMÉTICA COM	PC					
	CAIXA PARA LUVAS DE BORRACHA 15kV, COM PROTEÇÃO DE RASPAS	PC					
	EXTINTOR TIPO CO², CAPACIDADE MÍNIMA 6kg	PC					
	TAFETE DE BORRACHA, CLASSE 15kV, 1000X1000mm	PC					
	2QUADRO PARA ALEMENTAÇÃO DAS CARGA DOS SERVIÇOS AUXILIARES DA SUBEST	PC					
	CAIXA DE PASSAGEM DE SAÍDA	PC					
	JANELA DE VENTILAÇÃO, TIPO VENEZIANA, COM ARMAÇÃO DE CANTONEIRA E TELA	PC					
	GRADE DE PROTEÇÃO	PC					
	TERMINAÇÃO PARA CABO 50mm², 15kV, USO EXTERNO	PC					
	TERMINAÇÃO PARA CABO 50mm², 15kV, USO INTERNO	PC					
	PAINEL DE AÇÃOAMENTO REMOTO DO DISJUNTOR	PC					
	PORTA TIPO VENEZIANA, 2100X1200mm	PC					
	PORTA TIPO VENEZIANA, 2100X2400mm (DUAS FOLHAS)	PC					
	CAIXA PADRÃO PARA INSTALAÇÃO DE MEDIDORES	PC			1	R\$ 200.000,00	R\$ 200.000,00
	CAIXA PARA CHAVE DA SUBESTAÇÃO DE USO EXCLUSIVO DA CONCESSIONÁRIA, SEL	PC					
	ELETRODUTO GALVANIZADO, 1 2/2"	PC					
	HASTE DE TERRA TIPO COPPERWELD, RECOBERTA COM COBRE, ALTA CAMADA DE	PC					
	CONEXÃO EM SOLDA EXOTÉRMICA	PC					
	CAIXA DE PASSAGEM COM TAMPA DE FERRO FUNDIDO	PC					
	ELETRODUTO DE PVC RÍGIDO 4"	M					
	CABO DE COBRE NÚ, 50 mm² SOB O SOLO (ATERRAMENTO)	M					
	CABO DE COBRE NÚ, 50 mm² SOBRE O SOLO (EQUIPOTENCIALIZAÇÃO)	M					
	MASSA DE CALAFETAR	PC					
	PERFILADO 38X38	PC					
	CABO DE COBRE NÚ 70 mm²	M					
	KANALEX 110mm	M					
	TOMADA AUXILIAR 2P+T PADRÃO BRASILEIRO 220V	PC					
	CANALETA 500X400X200mm	PC					
	FITA DE AÇO INOXIDÁVEL	PC					
	ELETRELEITO 800X100mm ABA EXTERNA	PC					
	TOMADA AUXILIAR 2P+T PADRÃO BRASILEIRO 220V (H=1200mm)	PC					
	INTERRUPTOR (H=1200mm)	PC					
EXAUSTOR PARA VENTILAÇÃO	PC						
ELETRODUTO GALVANIZADO 1"	PC						
CABO DE COBRE NÚ 50mm²	M						
ELETRODUTO DE PVC RÍGIDO Ø20 mm	M						
ANELA DE ILUMINAÇÃO NATURAL	PC						
CHAVE SECCIONADORA FUSÍVEL, CLASSE 15kV	PC						
ELETRODO GALVANIZADO 20mm PARA CIRCUITO DE ANTENA	M						
AJUSTE DE SEGURANÇA	%			5%		R\$ 19.928,10	
Total 2						R\$ 418.490,16	

(b) Detalhamento dos custos relativos à construção da cabine primária.

ITEM	DESCRIÇÃO	UNIDADE	QUANTIDADE DE ITENS DO KIT	QUANTIDADE	VALOR UNITÁRIO	VALOR TOTAL
3 - Outros	TERRENO NO LAGO OESTE (Iluminação, Cerca, Câmera e outros)	LOTE		1	R\$ 200.000,00	R\$ 200.000,00
	AJUSTE DE SEGURANÇA	%		10%		R\$ 20.000,00
Total 3						R\$ 220.000,00
Total Geral						R\$ 4.202.482,34

(c) Detalhamento dos custos adicionais.

3.1.3 PARÂMETROS FINANCEIROS E DE CAPACIDADE

Para análise da viabilidade comercial da UFV estão sendo considerados os parâmetros financeiros mostrados na Tabela 44. O reajuste anual da conta de energia leva em consideração a média dos últimos anos, enquanto a taxa mínima de atratividade de 9% também é estimada desta maneira.

Tabela 44: Parâmetros financeiros e de capacidade.

Variáveis Financeiras	
Reajuste anual da conta de energia:	5%
Número de trafos	1
TMA	9%

Financiamento	Não
Taxa de juros (por mês)	
Núm. de parcelas (meses)	
Valor Financiado (R\$)	
Parcela (R\$)	
Total das parcela no ano	

Tarifa Energia (R\$)	0,7174214
Iluminação pública (R\$)	0
Mínimo - Trifásico	100

Preço para cliente	75%
Demanda -R\$/kW	10,21

Toatal de clientes	145
--------------------	-----

Consumo mensal por cliente (kwh/mês)	1.019,46
--------------------------------------	----------

Consumo diário por cliente (kWh/dia)	33,98
--------------------------------------	-------

Consumo total diário - kWh	4.927,38
----------------------------	----------

Consumo total anual- (kWh/ano)	1.798.493,76
--------------------------------	--------------

3.1.4 PARÂMETROS DE DIMENSIONAMENTO DA USINA E CUSTOS.

Para análise da viabilidade comercial da UFV estão sendo considerados os parâmetros de dimensionamento da UFV mostrado na Tabela 45:

Tabela 45: Parâmetros de dimensionamento e custos da UFV.

Parâmetros do dimensionamento da usina		
Radiação (kWh/m ² dia)	5,56	
Eficiência do sistema	86,00%	
Módulo fotovoltaico (Wp)	550	
Eficiência do módulo	21,30%	
Perda de eficiência do módulo por ano	1%	
Área do módulo (m ²)	2,584386	
Produção por módulo (kWh/ano)	960,7338	
Número de painéis (mínimo)	1872,00	
Potência total de módulos	1.029.600	
Troca dos Inversores (em 10 anos) (R\$)	336.000,00	
Área da Usina (m ²)	4.837,97	
Potência do Trafo - kVA	1.250	
Projeto - Telhado - Equipamento Escolhidos		
Kit projetado	Potência do módulo (Wp)	550
	Módulos adicionais	0
	Número de módulos	1872,00
	Potência da UFV (kW)	1.029,60
	Potência do inversor (kW)	125
	Número de inversores	8
	Potência dos inversores (kW)	1000,00
	Preço adicional por inversor	0
	Preço do kit (R\$)	4.202.482,34
	Custo da instalação (R\$ / W)	0,5
	Mão de obra (R\$)	500.000,00
	Custo total	R\$ 4.702.482,34
Manutenção		
Quantidade de funcionários	2	
Custo mensal do funcionários (R\$)	3.600,00	
Custo total mensal (R\$)	7.200,00	
Reajuste no preço por ano	5%	
Total Anual (R\$)	86.400,00	

3.1.5 FLUXO DE CAIXA

Baseado nas informações dos parâmetros financeiros e de dimensionamento da UFV o fluxo de caixa é demonstrado a seguir na Tabela 46:

Tabela 46: Fluxo de caixa

Fluxo de Caixa R\$	Saldo Acumulado R\$	Fluxo Descont. R\$	Fluxo Descont. Aculado R\$	Ano
- 3.943.694	- 3.943.694	- 3.943.694	- 3.943.694	1
791.139	- 3.152.555	665.886	- 3.277.808	2
824.861	- 2.327.694	636.944	- 2.640.864	3
860.010	- 1.467.684	609.253	- 2.031.611	4
896.647	- 571.037	582.759	- 1.448.852	5
934.835	363.798	557.411	- 891.441	6
974.638	1.338.436	533.160	- 358.280	7
1.016.125	2.354.561	509.959	151.678	8
1.059.365	3.413.926	487.761	639.440	9
1.104.433	4.518.359	466.524	1.105.964	10
815.405	5.333.763	315.996	1.421.960	11
1.200.360	6.534.124	426.770	1.848.730	12
1.251.383	7.785.506	408.174	2.256.904	13
1.304.558	9.090.065	390.384	2.647.289	14
1.359.977	10.450.042	373.366	3.020.654	15
1.417.734	11.867.776	357.084	3.377.738	16
1.477.925	13.345.700	341.509	3.719.247	17
1.540.652	14.886.353	326.609	4.045.856	18
1.606.022	16.492.375	312.355	4.358.210	19
1.674.145	18.166.520	298.719	4.656.930	20
1.745.135	19.911.655	285.675	4.942.605	21
1.819.113	21.730.767	273.197	5.215.802	22
1.896.201	23.626.969	261.261	5.477.064	23
1.976.532	25.603.500	249.843	5.726.907	24
2.060.238	27.663.738	238.921	5.965.828	25
27.663.738		5.965.828		

Observação: Para melhor entendimento do fluxo de caixa pode ser consultada a planilha que está sendo disponibilizada junto com o projeto.

3.1.6 ANÁLISE DA VIABILIDADE

Baseado no fluxo de caixa podem ser extraídas as informações de viabilidade do projeto baseado nos seguintes indicadores a TMA, o Payback, o VPL, a TIR e o LCOE. Abaixo, as interpretações dos índices financeiros são descritas.

Tabela 47: Indicadores Financeiros

Viabilidade	
TMA -Taxa Mínima de Atratividade	9,00%
VPL - Vaor Presente Líquido	R\$ 6.857.685,22
TIR - Taxa Interna de Retorno	23,80%
Payback Simples	5,6
Payback Descontado	7,7
LCOE R\$/ kWh	0,36

O TMA – Taxa Mínima de Atratividade, representa o percentual mínimo que um investidor pretende ganhar. Ela é estimada com base nas principais taxas praticadas pelo mercado, tais como TBF (Taxa Básica Financeira), TR (Taxa Referencial), TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo) e a SELIC (Sistema Especial de Liquidação e Custódia). Para esse projeto está sendo considerada uma TMA de 9%.

O VPL – Valor Presente Líquido, traz para data atual todos os fluxos de caixa e soma ao valor inicial de investimento, usando como taxa de desconto a TMA, já definida. O VPL serve para análise de viabilidade de projetos com grandes investimentos, com ele é possível verificar a valor presente o ganho do empreendimento. No Presente projeto está sendo estimado a valor presente do ganho o total de R\$ 6.857.685,22.

A TIR – Taxa Interna de Retorno, representa a taxa quando o valor do investimento presente (VPL), fluxo de caixa e retornos futuros se igualam a zero.

A taxa interna de retorno é a taxa de juros recebida para um investimento que consiste em pagamentos (valores negativos) e receitas (valores positivos) que ocorrem em períodos regulares.

Esta taxa de desconto aplicada ao fluxo de caixa total, faz com que os valores de despesas, trazidos ao valor presente, sejam iguais aos valores de retorno do investimento também trazido ao valor presente. Ela reflete a qualidade e principalmente a atratividade do investimento e é importante para tomada de decisão de seguir em frente com a execução de um projeto de grande porte. A TIR calculada para o projeto apresentou o valor de 23,80%.

O PAYBACK é o tempo decorrido entre o investimento e o momento no qual o lucro líquido acumulado fica igualado ao valor do investimento realizado. Ele pode ser simples (calculado com o fluxo de caixa normal) ou poder descontado (calculado com o fluxo de caixa descontado). O projeto apresentou o payback simples de 5,6 anos e o payback descontado de 7,7 anos.

Olhando o fluxo de caixa normal pode ser observado que após 5,6 anos o saldo acumulado é invertido, zerando o valor do investimento e iniciando os resultados positivos, fazendo com que a UFV passe a ser lucrativa.

O LCOE - Levelized Cost Of Energy, que significa o Custo nivelado de energia, é muito utilizado em projetos energéticos de fontes alternativas. Através dele, é possível comparar o custo de geração de energia elétrica considerando os custos de investimento, operação, manutenção (O&M) e custo do capital inicialmente investido. O LCOE para esse projeto ficou em R\$ 0,36/ KWh.

Com o resultado dos indicadores da Tabela 47 e o saldo acumulado no 25º ano de R\$ 27.663.738,29 (Tabela 46) é possível concluir que o projeto é viável, exequível e rentável.

4- Projeto Elétrico

4.1.1 PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR

Com o objetivo de simplificar o entendimento do projeto é apresentado na Figura 35 o diagrama unifilar da UFV onde as seguintes características elétricas do sistema podem ser enumeradas, partindo dos módulos fotovoltaicos até a rede de baixa tensão:

- Eletrodo de aterramento com cabo de cobre nú de 50 mm² enterrado em volta dos módulos fotovoltaicos;
- Aterramento dos módulos FV JAM72S30-550/MR e aterramento dos inversores PHB125K-MT usando o cabo de cobre isolamento ERP 25 mm² 0,6/1 kV;
- Séries com 9 módulos FV de 550 Wp JAM72S30-550/MR;
- Séries com 10 módulos FV de 550 Wp JAM72S30-550/MR;
- Duas séries de 9 módulos FV ligadas da MPPT1 até a MPPT 3;
- Duas séries de 10 módulos FV ligadas da MPPT4 até a MPPT 12;
- Conexão das séries FV aos inversores PHB125K-MT usando cabos solar c.c. com proteção UV de 4mm²;
- Oito inversores PHB125K-MT trifásicos de 125 kW com saída de 380 V fase-fase e 191,3 A de corrente nominal;
- Ligação (3F+N) de cada inversor com sua caixa de junção c.a. usando cabo de cobre EPR 50 mm² 0,6/1 kV;
- Caixa de Junção QDCA/106 380/220 Vca, IP65, 4 fusíveis de 32 A, 4 DPSs Classe II, 175 Vca 45kA e um disjuntor c.a. curva C, 200 A 45 kA.
- Aterramento das caixas de junção c.a. dos inversores usando o cabo de cobre ERP de 25 mm² 0,6/1 kV;
- Ligação (3F+N) das caixas de junção c.a. com o QGBT usando cabo de cobre ERP de 50 mm² 0,6/1 kV;
- Aterramento do QGBT da UFV usando o cabo de cobre ERP de 240 mm² 0,6/1 kV;
- QGBT com 8 disjuntores curva C, 200 A 45 kA;
- Ligação (3F) do barramento do QGBT ao transformador trifásico WEG a seco de 1.250 kVA 13,8 kV – 0,38 V, 60 Hz usando 3(2x1) cabo de cobre ERP de 240 mm² 0,6/1 kV;
- Ligação (N) do barramento neutro do QGBT ao transformador trifásico WEG a seco de 1.250 kVA 13,8 kV – 0,38 V, 60 Hz usando cabo de cobre ERP de 185 mm² 0,6/1 kV;
- Ligação do barramento neutro do QGBT ao BEP usando cabo de cobre ERP de 185 mm² 0,6/1 k, utilizando da topologia de aterramento TNC-S;
- Ligação do BEP ao eletrodo de aterramento do sistema fotovoltaico usando cabo de cobre ERP de 240mm² 0,6/1 kV;

5- Conclusão

Desde a Resolução Normativa 687/2015, as usinas fotovoltaicas são investimentos atrativos devido a possibilidade do compartilhamento de energia de minigeração entre um grupo de pessoas (CPF ou CNPJ) que estejam na mesma área de concessão. Esse trabalho realizou um estudo de implantação, dimensionamento, viabilidade e projeto elétrico de uma usina solar fotovoltaica de potência instalada de 1 MW para geração compartilhada, com subestação de entrada abrigada em alvenaria, que será implantada na cidade de Brasília-DF.

O empreendimento é enquadrado no âmbito da minigeração distribuída, atendido em média tensão trifásica 13,8 kV a 60 Hz, demanda contratada de 1 MW. Para uma irradiação solar média local estimada em 5,56 kWh/m².dia, o sistema solar fotovoltaico foi dimensionado com uma potência instalada de 1.029,6 kW, na qual 1.872 módulos de 550 Wp e 8 inversores de 125 kW são empregados. A instalação dos módulos é feita no solo, ocupando cerca de 13.115 m² ou 65 % da área total 20.000 m² disponível.

O projeto desenvolvido com a finalidade de investir em uma fonte de energia limpa e renovável, criando um negócio rentável, apresentou viabilidade, com o VPL igual a R\$ 6.857,685,22, a TIR igual a 23,80% a.a., Payback Simples 5,6 anos, Payback Descontado de 7,7 anos e LCOE de R\$ 0,36/KWh, justificando investimento.

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

6- Referências Bibliográficas

- [1] Google, "Google Maps," Google, Agosto 2022. [Online]. Available: [https://www.google.com.br/maps/place/15%C2%B035'35.0%22S+47%C2%B057'33.1%22W+--+\(-15.593052,+47.959182\)/@-15.593657,-47.9652291,2112m/data=!3m1!1e3!4m7!1m3!11m2!2s1EoAuUbbSqMgqZKIEhIJXAbjWc40!3e1!3m2!1s0x0:0x577e5890f8c16c67!15sCgEqWgMiASo](https://www.google.com.br/maps/place/15%C2%B035'35.0%22S+47%C2%B057'33.1%22W+--+(-15.593052,+47.959182)/@-15.593657,-47.9652291,2112m/data=!3m1!1e3!4m7!1m3!11m2!2s1EoAuUbbSqMgqZKIEhIJXAbjWc40!3e1!3m2!1s0x0:0x577e5890f8c16c67!15sCgEqWgMiASo).
- [2] CRESESB, "Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito," CRESESB, Agosto 2022. [Online]. Available: <http://www.cresesb.cepel.br/>.
- [3] P. Solar, "Inversor PHB 125MT," AGOSTO 2022. [Online]. Available: https://www.plataformaphbsolar.com.br/imagensite/diversos/folha_de_dados.pdf.
- [4] P. SOLAR, "MODULO FOTOVOLTAICO," AGOSTO 2022. [Online]. Available: <https://www.energiasolarphb.com.br/produto/modulo-ja-solar-jam72s30-550-mr/>.
- [5] Google, "Google Maps - UFV Rua 2," Goolgle, Agosto 2022. [Online]. Available: [https://www.google.com.br/maps/place/15%C2%B038'00.7%22S+47%C2%B055'37.9%22W+--+\(-15.633524,+47.927198\)/@-15.6345062,-47.9272956,687m/data=!3m1!1e3!4m7!1m3!11m2!2s1EoAuUbbSqMgqZKIEhIJXAbjWc40!3e1!3m2!1s0x0:0xf6dcccfe06ecc127!15sCgEqWgMiASo](https://www.google.com.br/maps/place/15%C2%B038'00.7%22S+47%C2%B055'37.9%22W+--+(-15.633524,+47.927198)/@-15.6345062,-47.9272956,687m/data=!3m1!1e3!4m7!1m3!11m2!2s1EoAuUbbSqMgqZKIEhIJXAbjWc40!3e1!3m2!1s0x0:0xf6dcccfe06ecc127!15sCgEqWgMiASo).
- [6] L. Freitas, "Como Saber a Distância Mínima entre Paine Solar," AGOSTO 2022. [Online]. Available: <https://www.youtube.com/watch?v=l8fWI0bK-28>.
- [7] P. Solar, "Inversor PHB125K-HT," PHB Solar, Agosto 2022. [Online]. Available: <https://www.energiasolarphb.com.br/produto/inversor-phb125k-ht/>.
- [8] P. S. -. Q. d. p. C. -. P. Q. 102, "Quadro de proteção CA – PHB QDCA 102," Agosto 2022. [Online]. Available: <https://www.energiasolarphb.com.br/produto/quadro-de-protecao-ca-phb-qdca-102/>.
- [9] J. M. S. Callegari, "Planilha de Dimensionamento de Condutores CA_CC," Viçosa, 2022.
- [10] H. A. P. e. J. M. S. Callegari, Projeto de Sistemas Fotovoltaicos de Grande Porte - ELT568, Viçosa: Universidade Federal de Viçosa, 2022.
- [11] WEG, "WEG Transformador Seco 1250 kVA 13.8/0.38 kV CST IP-23 AN," WEG, 2022. [Online]. Available: <https://www.weg.net/catalog/weg/BR/es/Generaci%C3%B3n%2CTransmisi%C3%B3n-y-Distribuci%C3%B3n/Transformadores-Seco/Mediano-%28Hasta-3-000-kVA%29/Transformador-Seco-1250-0kVA-13-8-0-38kV-CST-IP-23-AN/p/14543329>.
- [12] J. M. S. Callegari, "Dimencionamento condutor c.a. MT," Viçosa, 2022.
- [13] WEG, "Disjuntores Abertos - WEG," WEG, Agosto 2022. [Online]. Available: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/hbc/h20/WEG-disjuntores-abertos-50011456-pt.pdf>.

- [14] WEG, "WEG-disjuntor-a-vacuo-VBW-50039960-catalogo," WEG, Agosto 2020. [Online]. Available: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h23/hd9/WEG-disjuntor-a-vacuo-VBW-50039960-catalogo-pt.pdf>.
- [15] J. M. S. Callegari, "Cálculo de Curto-Circuito," Viçosa, 2022.

7- Anexos



Cotação.: 1.203/22

Data.: 24/02/2022

A

FUNDAÇÃO ARTHUR BERNARDES

AT.: **Sr(a) HEVERTON PEREIRA**
E-MAIL: **heverton.pereira@ufv.br**

DEPTO.: **COMERCIAL**
FONE...:

Referente.: Solicitação de Cotação via E-mail

Agradecemos sua consulta e informamos preços e demais condições para fornecimento dos materiais abaixo.:

Item	Qtde	Descrição	Modelo	Preço Unit R\$	ICMS	IPI
001	001	RELÉ (IED) PARA PROTEÇÃO DE INTERLIGAÇÃO E PARALELISMO FUNÇÕES ANSI:51V/67-1/67-2/67N-1/67N-2/32-1/32-25/78/2x81U/2x81O/2x81UR/2X81OR/2x59/2x27/27-0/46/47/62BF/74/86/98/99 -6 ENTRADAS LOGICAS -5 SAIDAS DE TRIP -1 SAIDA AUTO-CHECK NA -1 SAIDA SERIAL TRASEIRA RS485 -1 SAIDA SERIAL FRONTAL USB RS232	URP 6100 5A 72...250 Vca/353 Vcc NA NCM: 85364900 Cód. Int: 950092434	12.853,00	12,0% incluso	05% a incluir

PRAZOS DE ENTREGA (para pedidos colocados em até 02 dias úteis da data deste orçamento).:

ITEM.: 001 - 021 DIAS (se possível anteciparemos)

OBSERVAÇÕES.

- *: **Para revenda incluir Substituição Tributaria / para consumo incluir Difal (se aplicavel para seu estado, o ramo desejado precisa constar em seu SINTEGRA)**
- *: **Para atender a legislação do ICMS, é imprescindível destacar em seu pedido de compra o uso do material (consumo, industrialização ou revenda). Caso não seja destacado ocorrerá atraso na entrega dos materiais**
- * Desconto.: **ADIC.DE.: 5,00% cpas R\$151.000,00 á R\$300.000,00/ 8,00% cpas acima de R\$301.000,00/**
- * Pagamento.: **-ANTECIPADO**
- * Transporte.: **FOB Pextron ou informar transportadora (exceto Sedex).**
- * Validade.: **Preço.: 30 dias / Demais condições.: 14 dias .**
- * Prazo de entrega.: **O prazo de entrega estipulado neste orçamento não é válido para pedidos com cláusula de multa.**
- * Garantia do Produto...: **24 meses contados a partir da data de emissão da NF de venda.**
- *: **Contribuinte usuario Final. (GNRE)**
- * Banco.....: **Deposito no Bco do Brasil - Ag.: 0722-6 - C/C.: 07866-2.**
- * Caracterist. Técnicas.: **Consultar os Manuais do Produto.**



Pextron Controles Eletrônicos Ltda.
Av. Miruna, 502 - São Paulo - SP - Brasil - CEP: 04084-002
Fone.: (11) 5094-3200
www.pextron.com.br
e-mail: vendas@pextron.com.br



Cotação.: 1.203/22

Data.: 24/02/2022

* Faturamento.....: Não Faturamos nos (02)Dois Últimos dias Úteis do Mês

Atenciosamente

Departamento de Vendas

Reservado para o cliente

De Acordo.:	Nro do Pedido.:	Transportadora.:	Data.:
C.N.P.J.:		C.N.P.J.:	
		Inscr. Estadual.:	

Para: OCAS.R.DMR - Villas Carvalho
A/C: Ricardo Carvalho Fone: 61-99976-1366
E-mail: villascarvalho@hotmail.com
De: Dm Representacao Fone: 61-3257-1826
Comercial Ltda
E-mail: vendas@dmcomercial.net
Ref.: Transformadores

Conforme vossa solicitação de cotação seguem preços e condições gerais de fornecimento para os produtos abaixo:

Especificação do Produto

Produto	Descrição
1. 15653651	Transformador Seco 1250.0kVA 13.8/0.38kV CST IP-21 AN - NCM: 8504.34.00

Potência	1250 kVA
Tensão nominal AT	13.8 kV
Taps	-4x0.6 kV
Tipo Comutação	CST
Tensão nominal BT	0.38 kV
NBI (AT)	95.0
Material dos condutores AT/BT	Al/Al
Grupo ligação WT	Dyn1
Fator K	K1
Perdas em vazio	3.4 kW
Perdas totais	16.0 kW
Impedância	6.0
Temperatura ambiente máxima	40.0
Classe temperatura material isolante	F (155 °C)
Elevação temperatura dos enrolamentos média	100.0
Elevação de temperatura dos enrolamentos no ponto mais quente	115.0
Frequência	60.0
Grau de Proteção	IP-21

2. 14543329	Transformador Seco 1250.0kVA 13.8/0.38kV CST IP-23 AN - NCM: 8504.34.00
-------------	---

Potência	1250 kVA
Tensão nominal AT	13.8 kV
Taps	-4x0.6 kV
Tipo Comutação	CST
Tensão nominal BT	0.38 kV
NBI (AT)	95.0
Material dos condutores AT/BT	Al/Al
Grupo ligação WT	Dyn1



Produto	Descrição
Fator K	K1
Perdas em vazio	3.4 kW
Perdas totais	16.0 kW
Impedância	6.0
Temperatura ambiente máxima	40.0
Classe temperatura material isolante	F (155 °C)
Elevação temperatura dos enrolamentos média	100.0
Elevação de temperatura dos enrolamentos no ponto mais quente	115.0
Frequência	60.0
Grau de Proteção	IP-23

Transmissão & Distribuição - 10.953.379/0001-08

Produto	Descrição	Qtd	Preço Unitário	ICMS %	IPI %	Valor Total ICMS-ST	Preço Total
1. 15653651	Transformador Seco 1250.0kVA 13.8/0.38kV CST IP-21 AN - NCM: 8504.34.00 Prazo de Entrega (Dias) : 90	1 UN	R\$ 146,348.82	7.0	0.0	R\$ 0.00	R\$ 150,007.54
2. 14543329	Transformador Seco 1250.0kVA 13.8/0.38kV CST IP-23 AN - NCM: 8504.34.00 Prazo de Entrega (Dias) : 90	1 UN	R\$ 146,900.00	7.0	0.0	R\$ 0.00	R\$ 150,572.50
						Preço Líquido Total	R\$ 293,248.82
						Valor Total ICMS-ST	R\$ 0.00
						Valor Total do Frete	R\$ 7,331.22
						Valor Total do IPI	R\$ 0.00
						Preço Total	R\$ 300,580.04

Observações

- Qualquer alteração da presente oferta somente será válida se feita por escrito pela CONTRATANTE, não sendo válida qualquer informação verbal.
- Está sendo considerado o uso do(s) transformador(es) em cargas lineares de sua fábrica.
- Os transformadores ofertados seguem a norma ABNT NBR – 5356. - Está sendo considerado fator k=1 carregar lineares. - Descargas parciais incluso no fornecimento. - Resina anti chama marca - CW229 HUSTMAN para 200 °C. - O faturamento será feito pela unidade de Itajaí/SC (CNPJ- 10.953.379/0001-08). WEG Equipamentos Elétricos S.A. - Unidade Itajaí/ SC Rua Rosa Orsi Dalçoquio, nº 100 Bairro Cordeiros - CEP: 88311-720 Cidade: Itajaí/ SC IE: 255.083.548

Supervisão de Montagem e Start-up: A supervisão de montagem, comissionamento e start-up não estão inclusos. Antes de energizá-los, consultar o manual de instalação.

Ensaio: A CONTRATADA considera os ensaios de rotina conforme os listados na NBR 5356/07 como realizados em toda a sua linha de produção, A CONTRATADA considera que os ensaios de Tipo e Especiais listados na NBR 5356 em sua última revisão não estão sendo considerados em seus produtos.

Garantia: 18 meses do faturamento, limitado a 24 meses da fabricação, o que ocorrer primeiro. Não possuem cobertura da garantia os defeitos decorrentes de utilização, operação, movimentação e instalação inadequadas ou inapropriadas dos *equipamentos, sua falta de manutenção preventiva, bem como defeitos decorrentes de fatores externos ou demais componentes não fornecidos pela CONTRATADA. Danos ocasionados

aos *equipamentos, entre o local de entrega e a obra (base de instalação do transformador), quando o transporte não é de responsabilidade da CONTRATADA, não estão cobertos pela garantia.

Código FINAME: Transformadores a óleo ≤ 500kVA: 1992720

Transformadores a óleo > 500kVA e ≤10000kVA: 1992736

Substituição Tributária: Não inclusa no preço.

Os prazos de entrega deverão ser acordados entre as Partes por ocasião da colocação do Pedido/Ordem de Compra/Contrato de Fornecimento, porém, ainda assim sujeitos às alterações unilaterais pelo Grupo WEG, por conta dos reflexos do contexto de pandemia e de medidas determinadas pelas Autoridades sobre suas operações fabris e comerciais, sem ensejar a aplicação de qualquer penalidade ou direito a reparação cível.

A entrega não inclui o período sazonal de férias da WEG (um encerramento de fábrica de 3 semanas no final de dezembro até meados de janeiro).

Frete

ZCF - Custo, seg.& frete (destacado), sobre o veículo transportador sem descarga.

Pagamento: Antecipado. Esta condição de pagamento está sujeita a exame de crédito no momento da colocação do pedido.

Impostos

ICMS: incluso

PIS: 1,65% incluso

COFINS: 7,6% incluso

IPI: não incluso no valor unitário

ICMS-ST: não incluso no valor unitário

Garantia:

12 meses do faturamento, limitada a 18 meses da fabricação, o que ocorrer primeiro.

Validade da cotação: Até 26/08/2022.

Cancelamento:

A CONTRATANTE pode cancelar o pedido mediante notificação por escrito e mediante pagamento à WEG de taxas de cancelamento razoáveis e adequadas. Essas cobranças serão baseadas no seguinte cronograma:

Momento da notificação de cancelamento	Taxa de cancelamento % do preço
Até 30 dias após o envio do aceite do pedido ou assinatura do contrato	10%
Após aprovação dos desenhos	30%
Após o compra ou recebimento dos principais materiais (tanque, acessórios, matéria prima dos enrolamentos, aço silício etc..)	70%
Após início da fabricação	80%
Com os ensaios	95%
Com a entrega	100%

O período é da data do pedido ou da carta de intenção até a data do recebimento da notificação por escrito do cancelamento. O cancelamento "sem cobrança" pode ser feito apenas se a WEG se recusar a cumprir os termos deste contrato ou os requisitos técnicos da especificação do cliente aplicável, excluindo as exceções mencionadas neste documento.

NOTA: As alíquotas dos impostos são as que estão atualmente em vigor, sujeitos a alteração de acordo com a legislação vigente na data de faturamento do produto.

Condições Gerais de Fornecimento de Bens e Serviços WEG: O Comprador aceita integralmente os termos da presente proposta, inclusive os termos das Condições Gerais de Fornecimento de Bens e Serviços WEG disponível em <http://www.weg.net/br/condicoes-de-fornecimento>.

No caso de colocação de pedido, gentileza mencionar/vincular o número desta proposta.

Nota: Para efeitos de acompanhamento do avanço físico do fornecimento, definem-se alguns marcos contratuais, a saber conclusão das bobinas, conclusão do núcleo, conclusão do tanque, para os quais a WEG enviará um relatório comprobatório e, para atendimento a critérios internos da CONTRATANTE, o CONTRATANTE formalizará seu conhecimento e ciência da conclusão da referida etapa.

Atenciosamente,

Dm Representacao Comercial Ltda
douglas@dmcomercial.net

Ana Luiza Vasconcelos
vendas@dmcomercial.net
61-3257-1826



Oferta: 229259770 rev. 0

Tipo: Técnico/Comercial

Data: 04/08/2022

Pag: 1 / 2

Para: OCAS.R.DMR - Villas Carvalho
A/C: Ricardo Villas Carvalho Fone: 61-99976-1366
E-mail: villascarvalho@hotmail.com
De: Dm Representacao Fone: 61-3257-1826
Comercial Ltda
E-mail: vendas@dmcomercial.net
Ref.: Disjuntores a vácuo

Conforme vossa solicitação de cotação seguem preços e condições gerais de fornecimento para os produtos abaixo:

Especificação do Produto

Produto	Descrição
1. 15528852	DISJUNTOR A VACUO DE MEDIA TENSAO VBWC BAIXA CAPACIDADE 17,5 KV FIXO 630A-CONTATO AUXILIAR 4a4b - NCM: 8535.21.00
2. 15315964	DISJUNTOR A VACUO DE MEDIA TENSAO VBWC BAIXA CAPACIDADE 17,5 KV FIXO 1250A-CONTATO AUXILIAR 4a4b - NCM: 8535.21.00

Automação - 14.309.992/0001-48

Produto	Descrição	Qtd	Preço Unitário	ICMS %	IPI %	Valor Total ICMS-ST	Preço Total
1. 15528852	DISJUNTOR A VACUO DE MEDIA TENSAO VBWC BAIXA CAPACIDADE 17,5 KV FIXO 630A-CONTATO AUXILIAR 4a4b - NCM: 8535.21.00 Prazo de Entrega (Dias) : 8	1 UN	R\$ 19,360.24	4.0	3.25	R\$ 0.00	R\$ 20,489.19
2. 15315964	DISJUNTOR A VACUO DE MEDIA TENSAO VBWC BAIXA CAPACIDADE 17,5 KV FIXO 1250A-CONTATO AUXILIAR 4a4b - NCM: 8535.21.00 Prazo de Entrega (Dias) : 22	1 UN	R\$ 23,559.58	4.0	3.25	R\$ 0.00	R\$ 24,933.40
						Preço Líquido Total	R\$ 42,919.82
						Valor Total ICMS-ST	R\$ 0.00
						Valor Total do Frete	R\$ 1,073.00
						Valor Total do IPI	R\$ 1,429.77
						Preço Total	R\$ 45,422.59

Os preços indicados na presente oferta entendem-se líquidos e unitários, de acordo com a lista de preços em vigor, conforme condições de pagamento abaixo informadas, válidas para as quantidades e especificações indicadas nesta cotação.

Supervisão de Montagem e Start-up: A supervisão de montagem, comissionamento e start-up não estão inclusos. Antes de energiza-los, consultar o manual de instalação.

Prazo de entrega: A contar do momento que todas as condições técnicas, comerciais e financeiras estejam plenamente definidas entre as partes. Este prazo será confirmado na colocação do pedido e está sujeito a análise da equipe interna o que pode alterar a data de entrega.

O prazo de entrega informado corresponde ao prazo de faturamento mais o prazo estimado de transporte conforme itinerário do cliente.

Frete

ZCF - Custo, seg.& frete (destacado), sobre o veículo transportador sem descarga.

Pagamento: Antecipado. Esta condição de pagamento está sujeita a exame de crédito no momento da colocação do pedido.

Impostos

ICMS: incluso

PIS: 1,65% incluso

COFINS: 7,6% incluso

IPI: não incluso no valor unitário

ICMS-ST: não incluso no valor unitário

Validade da cotação: Até 03/09/2022.

NOTA: As alíquotas dos impostos são as que estão atualmente em vigor, sujeitos a alteração de acordo com a legislação vigente na data de faturamento do produto.

Condições Gerais de Fornecimento de Bens e Serviços WEG: O Comprador aceita integralmente os termos da presente proposta, inclusive os termos das Condições Gerais de Fornecimento de Bens e Serviços WEG disponível em <https://www.weg.net/br/condicoes-de-fornecimento>.

No caso de colocação de pedido, gentileza mencionar/vincular o número desta proposta.

Atenciosamente,

Dm Representacao Comercial Ltda
douglas@dmcomercial.net

Ana Luiza Vasconcelos
vendas@dmcomercial.net
61-3257-1826



cead_{UFV}

Coordenadoria de
Educação Aberta e a Distância