

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

Implantação de Usina Solar Fotovoltaica de 1 MW no norte de Minas Gerais

ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

DISCENTE: BRENO PEREIRA MUNDIM

ORIENTADOR: Prof. Me. JOÃO MARCUS SOARES CALLEGARI

COORDENADOR: Prof. Dr. HEVERTON AUGUSTO PEREIRA

Viçosa, 24 de fevereiro de 2022

BRENO PEREIRA MUNDIM

Implantação de Usina Solar Fotovoltaica de 1 MW no Norte de Minas Gerais

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

Orientador: Prof. Me. JOÃO MARCUS SOARES CALLEGARI

Coorientador: Prof. Dr. HEVERTON AUGUSTO PEREIRA

Viçosa, 24 de fevereiro de 2022

ATA DE APROVAÇÃO

BRENO PEREIRA MUNDIM

Implantação de Usina Solar Fotovoltaica de 1 MW no norte de Minas Gerais

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

Aprovada em 24 de fevereiro de 2022.

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

Coorientador: Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira - UFV

Membro Titular: Prof. Dr. Erick Matheus da Silveira Brito - UFV

Membro Titular: Ma. Shirleny Pedrosa Freitas

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho

*Dedico este trabalho ao meu pai Edmilson Justino Mundim (In Memoriam),
cuja a presença foi essencial para a minha vida.*

AGRADECIMENTOS

A Deus por ter me dado saúde e força, por estar sempre presente em minha vida.

Agradeço à equipe do GESEP, por toda dedicação e empenho para com a Pós-Graduação Lato Sensu em Sistema Fotovoltaico Isolado e Conectados à Rede.

A todos que de alguma forma contribuíram para essa importante fase de minha vida, o meu muito obrigado!

RESUMO

Nos últimos anos, as fontes alternativas de energia têm crescido consideravelmente, especialmente a energia solar fotovoltaica. 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 Pirapora/MG, MG.

O empreendimento é enquadrado no âmbito da minigeração distribuída, atendido em média tensão trifásica 13,8 kV @ 60 Hz. A demanda contratada é de 1.000 kW, enquanto o sistema solar fotovoltaico de 1.296 kW conta com 2.400 módulos de 540 Wp e 08 inversores de 125 kW. A instalação dos módulos é feita no solo, ocupando uma área aproximada de 6.144 m² e orientados com azimute de 17°. O projeto apresentou viabilidade, com uma taxa interna de retorno de 21% a.a. e pay-back descontado de 8 anos, justificando o elevado investimento inicial com um rápido retorno.

Palavras-chave: Minigeração, Sistema Fotovoltaico, Viabilidade econômica.

Lista de Figuras

Figura 1- Registro por satélite do local de instalação da UFV (17°19'43.36"S 44°52'24.75"O).....	14
Figura 2: Irradiação Solar na cidade de Pirapora. Fonte: Estimate, UFV.	16
Figura 3: Layout de distribuição dos módulos.....	19
Figura 4 : Quadro de junção CC.....	20
Figura 5 : Unidade conversora.	21
Figura 6: Modelo de Unidade Conversora.Fonte:Sindustrial.....	26
Figura 7:Topologia de subestação abrigada com potência instalada.	27
Figura 8: Dimensões da cabine de média.	28
Figura 9 : Esquemático utilizado para dimensionamento do TC.	29
Figura 10 : Malha de aterramento tipo quadrado cheio.	32
Figura 11 : Detalhes da haste de aterramento e interligação.....	33
Figura 12 : Rede de Distribuição SE Pirapora.....	34
Figura 13 : Resumo das contribuições da concessionária e da usina solar fotovoltaica (UFV) para as correntes de CC nas diversas barras.	35
Figura 14 : Coordenograma das proteções 67(1), 67(2), 67N(1) e 67N(2).	39
Figura 15: Diagrama unifilar da usina solar fotovoltaica.	45
Figura 16: Diagrama unifilar cubículo de MT. Fonte:Autor.....	46
Figura 17: Diagrama unifilar unidade conversora (SKID).Fonte:Autor.	47
Figura 18:Diagrama unifilar geradores fotovoltaicos.Fonte:Autor.	48

Lista de Tabelas

Tabela 1: Perdas estimadas e valores típicos em UFVs.....	15
Tabela 2 : Escolha da inclinação do módulo. Fonte: (VILLALVA, 2012).	16
Tabela 3: Características do módulo fotovoltaico utilizados na instalação.	17
Tabela 4 : Características do módulo fotovoltaico utilizados na instalação. Fonte: Sungrow.	18
Tabela 5: Resumo do dimensionamento elétrico da UFV.....	19
Tabela 6 : Resumo das características elétricas dos equipamentos constituintes do quadro de junção CC. Fonte: Autor.....	20
Tabela 7: Premissas para dimensionamento de cabos CC.	22
Tabela 8 : Dimensionamento dos cabos CC de acordo com a ABNT NBR 16690.	22
Tabela 9 : Premissas para dimensionamento de cabos CA.....	23
Tabela 10 : Dimensionamento dos cabos CA e barramento de acordo com a ABNT NBR 5410.	23
Tabela 11: Dimensionamento dos condutores de aterramento do lado CC e CA da UFV. .	24
Tabela 12: Estimativa de materiais necessários para implantação da UFV.....	25
Tabela 13 : Dimensionamento dos equipamentos da subestação.....	28
Tabela 14 : Memorial de cálculo do transformador de corrente.....	29
Tabela 15 : Dimensionamento de TP de medição em 13,8 kV.	30
Tabela 16 : Quadro de carga da subestação para alimentação auxiliar.	30
Tabela 17 : Quadro de carga da subestação para alimentação da proteção.	30
Tabela 18 : Especificação do disjuntor de MT.....	31
Tabela 19: Dimensionamento de TCs de medição em 13,8 kV.	31
Tabela 20: Dimensionamento de TP de medição em 13,8 kV.....	32
Tabela 21 : Valores base utilizados nos estudos de proteção.	33
Tabela 22 : Impedância e correntes de curto-circuito fase-fase, fase-terra e trifásica na barra da SE CEMIG Pirapora.....	33
Tabela 23 : Dados de impedância de sequência dos cabos da rede RDP da SE CEMIG Pirapora até a barra de conexão do acessante. *Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C.....	34
Tabela 24: Dados de impedância de sequência dos cabos de cobre utilizados na rede interna do acessante. *Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C.	34
Tabela 25 : Características elétricas do transformador a seco.	35
Tabela 26 : Impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema.	36
Tabela 27: Ajustes do religador para coordenação, fornecidas pela concessionária.	36
Tabela 28 : Definição das proteções e suas respectivas parametrizações de acordo com a norma CEMIG ND5.31.	37
Tabela 29 : Cálculo do CAPEX.....	40
Tabela 30 : Dados utilizados. Fonte:Autor.....	41
Tabela 31 : Fluxo de caixa. Fonte:Autor.....	42
Tabela 32 : Fluxo de caixa. Fonte:Autor.....	43
Tabela 33: Análise de viabilidade do projeto.....	43

Lista de Abreviação

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANATEL	Agência Nacional de Telecomunicação
CAPEX	Despesa de Capital
C.A	Corrente Alternada
C.C	Corrente Contínua
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surto
FV	Módulos Fotovoltaicos
GESEP	Gerência de Especialistas em Sistema Elétricos
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia
IPCA	Índice de Preço ao Consumidor
MT	Média Tensão
O&M	Operação e Manutenção
OPEX	Despesa de Operação
PVC	Policloreto de Vinila
QGBT	Quadro de Baixa Tensão
RTC	Relação do Transformador de Corrente
RN	Resolução Normativa
SKID	Conjunto de Equipamentos Montados em Estrutura Metálica
SF6	Hexafluoreto de Enxofre
TC	Transformador de Corrente
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TP	Transformador de Potencial
UFV	Usina Fotovoltaica
VPL	Valor Presente Líquido

Lista de Símbolos

A_m	Área do Módulo
D_{fv}	Dimensões do Módulo
D_{inv}	Dimensões do Inversor
FSI	Fator de Sobredimensionamento do Inversor
FP_{inv}	Fator de Potência Inversor
I_{dsp}	Corrente de Descarga Nominal
I_{fus}	Corrente de Fundição Fusível
I_{sc}	Corrente de Curto-Circuito
I_{sec}	Corrente Máxima Série Fotovoltaica
$I_{dsp,max}$	Corrente de Descarga Máxima
I_{mp}	Corrente Máxima Potência
$I_{serie,max}$	Corrente c.c Máxima por Série FV
$I_{sc,max}$	Corrente c.c Máxima de Curto
I_{ca}	Corrente Máxima c.a(RMS)
I_b	Corrente de Base
k_{pmax}	Coefficientes de Temperatura Potência Máxima
k_{voc}	Coefficiente de Temperatura Tensão de Circuito Aberto
m_{fv}	Massa do Módulo
m_{inv}	Massa do Inversor
η_{fv}	Eficiência do Módulo
N_{cel}	Número de Células FV
N_{inv}	Número de Inversores Fotovoltaicos
$N_{inv,serie}$	Número de Séries FV Permitidas
$N_{jun,cc}$	Número de Caixas de Junção
$N_{t,cc}$	Número Total de Caixas Junção
N_{serie}	Número de Séries FV

N_{sfv}	Número de Módulos por Série Fotovoltaica
$N_{fv,inv}$	Número de Módulos por Inversor
$N_{arranjo}$	Número de Arranjos FV por Inversor
N_{polos}	Número de Polos
N_t	Número de Módulos Fotovoltaicos
N_{afv}	Número de Módulos FV por Arranjo Fotovoltaico
$P_{arranjo}$	Potência Nominal do Arranjo FV
P_{mp}	Potência Máxima
P_{ca}	Potência c.a Nominal
$P_{ca,usina}$	Potência Nominal c.a Usina FV
$P_{cc,usina}$	Potência Nominal c.c da Usina FV
P_{fv}	Potência Máxima c.c por Inversor
$P_{série}$	Potência Nominal da Série Fotovoltaica
t_{dps}	Tempo de Resposta DPS
V_{oc}	Tensão de Circuito Aberto
V_{dps}	Tensão Máxima de Operação DPS
V_{mp}	Tensão Máxima Potência
V_{ca}	Tensão Nominal c.a(RMS)
$V_{cc,min}$	Tensão de Partida
V_{sec}	Tensão de Isolamento Seccionadora
V_{fus}	Tensão de Isolamento Fusível
ΔV_{mppt}	Faixa de Operação c.c por Série FV
ΔT_{inv}	Faixa de Temperatura de Operação

Sumário

1-	Análise do Local da Instalação	13
1.1	ANÁLISE DO LOCAL DA INSTALAÇÃO.....	13
1.2	ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO E OUTRAS PERDAS	13
2-	Dimensionamento da Cabine Primária e Sistema Fotovoltaico	16
2.1	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	16
2.1.1	<i>DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....</i>	<i>17</i>
2.1.2	<i>DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES.....</i>	<i>17</i>
2.1.3	<i>DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO CC E CA.....</i>	<i>20</i>
2.1.4	<i>DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CC</i>	<i>22</i>
2.1.5	<i>DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CA</i>	<i>23</i>
2.1.6	<i>ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO E ATERRAMENTO DA UFV</i>	<i>24</i>
2.2	UNIDADE CONVERSORA	25
2.3	DIMENSIONAMENTO DA CABINE PRIMÁRIA	26
2.3.1	<i>TOPOLOGIA ADOTADA</i>	<i>26</i>
2.3.2	<i>CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E ELÉTRICAS CABINE PRIMÁRIA</i>	<i>27</i>
2.3.3	<i>COMPONENTES DO SISTEMA DE PROTEÇÃO: DISJUNTOR, RELÉ SECUNDÁRIO, TRANSFORMADORES DE TENSÃO E CORRENTE</i>	<i>29</i>
2.3.4	<i>COMPONENTES DO SISTEMA DE MEDIÇÃO</i>	<i>31</i>
2.3.5	<i>ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO.....</i>	<i>32</i>
2.4	ESTUDOS DE PROTEÇÃO	33
2.4.1	<i>CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO.....</i>	<i>33</i>
2.4.2	<i>PARAMETRIZAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO</i>	<i>36</i>
2.4.3	<i>ESTUDO DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO.....</i>	<i>38</i>
3-	Análise de Viabilidade Econômica	40
3.1	ANÁLISE DE TÉCNICA E ECONÔMICA DE INVESTIMENTOS	40
3.2	PAYBACK	41
3.3	VALOR PRESENTE LÍQUIDO	42
3.4	ANÁLISE DA VIABILIDADE	43
4-	Projeto Elétrico	44
4.1	PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR.....	44
4.2	MEMORIAL DESCRITIVO	48
5-	Conclusão	50
6-	Referências Bibliográficas	51
7-	Anexos	52

1- Análise do Local da Instalação

O Norte de Minas é uma região onde possui uma alta incidência de radiação solar, importante fator para viabilizar a construção de uma usina solar fotovoltaica (UFV). Além disso, outra característica favorável a implantação de geradores fotovoltaicos (FV) é baixo nível de chuvas na região que ficam concentrados no verão. Este capítulo objetiva (i) analisar a localização da usina solar fotovoltaica de 1 MW no município de Pirapora/MG; (ii) apresentar a capacidade de aproveitamento da irradiação solar disponível no local da instalação para geração solar fotovoltaica; e (iii) identificar eventuais obstáculos, perdas por sombreamento e intrínsecas dos sistemas para a instalação da UFV.

1.1 ANÁLISE DO LOCAL DA INSTALAÇÃO

A tensão de fornecimento primária à UFV é de 13,8kV @ 60 Hz, conectada ao sistema de distribuição em média tensão da concessionária CEMIG. Esse empreendimento é enquadrado para atender ao mercado cativo de energia elétrica, regulamentado pelas Resoluções Normativas (RN) nº 482 e 687 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Esta UFV foi concebida para enquadramento na regulamentação de micro/minigeração, no sistema de compensação (créditos de energia) e no formato de geração compartilhada de consumidores. Por meio de consórcio e/ou cooperativa, um percentual da geração da UFV (ou créditos) é alocado para os diversos clientes de uma mesma área de concessão. Este modelo de negócio passou a ter grande crescimento no Brasil, com empresas especializadas em construção de grandes UFVs (sendo unicamente responsável por sua implantação e manutenção) e posterior venda da sua energia produzida (ou créditos) para terceiros.

A demanda contratada desta instalação é igual a 1 MW, uma vez que a RN estabelece que o sistema de energia solar fotovoltaica (mesmo sob condições de consumo nulo) não pode ter uma potência instalada de inversores maior que a demanda contratada. A UFV está localizada nas coordenadas geográficas 17°19'43.36" S e 44°52'24.75" O. A Figura 1 apresenta o registro por satélite do local em que unidade geradora será instalada. Percebe-se que o terreno é pouco acidentado, plano e possui uma área de 35.495,16 m² com dimensões de 155,67 por 228,01 m. Está área é ampla e nivelada, não precisando de grandes adequações e obras civis, como terraplanagem.

1.2 ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO E OUTRAS PERDAS

Por conta da instalação em solo, os módulos fotovoltaicos (FV) foram devidamente ajustados com inclinação de 17° e voltados ao norte (azimute de 0°). Portanto, a perda devido ao posicionamento e geografia do local é nula.

A perda de produção também é afetada pela temperatura. Sabe-se que a tensão dos módulos fotovoltaicos é grandemente afetada a variação de temperatura: quanto mais alta a temperatura, menor a tensão gerada na saída da sua caixa de junção. Conforme será visto no próximo capítulo, as perdas percentuais de potência $P_{temp}^{\%}$ por temperatura podem ser estimadas por:

$$P_{temp}^{\%} = k_{p,max} \times \Delta T = 0,35 \frac{\%}{^{\circ}C} \times (45 - 25)^{\circ}C = 7,0\%, \quad (1)$$

onde $k_{p,max}$ é o coeficiente de temperatura fornecido pelo fabricante do módulo JKM540M e ΔT é a diferença entre a temperatura de operação das células ($40^{\circ}C$) e a temperatura nas condições padrões de teste ($25^{\circ}C$). A equação **Erro! Fonte d e referência não encontrada.** refere-se ao desvio de produção dos módulos FV em relação às suas condições de teste. A sobrecarga do inversor é utilizada para contornar estas questões, conforme será visto no próximo capítulo.

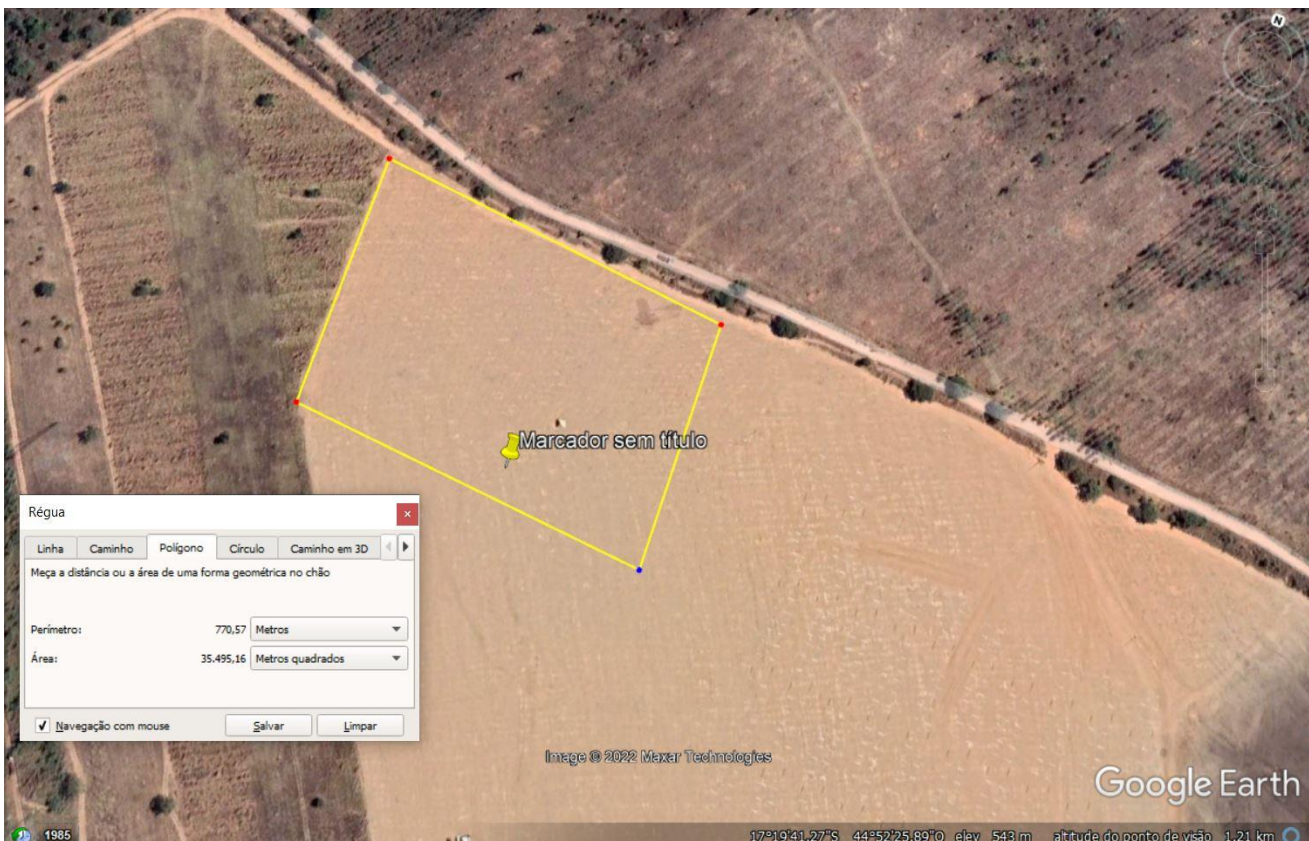


Figura 1- Registro por satélite do local de instalação da UFV ($17^{\circ}19'43.36''S$ $44^{\circ}52'24.75''O$).

Na literatura é possível encontrar estudos vinculados ao desempenho de sistemas fotovoltaicos em diferentes regiões e ângulos de inclinação dos módulos fotovoltaicos, nos quais apontam variações de perda de eficiência por sujeira entre 1 a 25% (HICKEL,2016). Assume-se, também, uma perda por sombreamento mínima de 1%, já que a localização da UFV sofre pouca influência de obstáculos causadores de sombra.

A Tabela 1 apresenta o resumo das perdas estimadas para a UFV em questão e valores típicos de perdas em sistemas fotovoltaicos.

Tabela 1: Perdas estimadas e valores típicos em UFVs.

Fatores de Perdas	Faixa típica (%)	Estimado (%)
Sombreamento da UFV	0 a 5	1
Sujidade sobre a UFV	1 a 25	11,4
Perdas de produção devido temperatura	0 a 10	7,6
Valor total estimado de perdas		20

2- Dimensionamento da Cabine Primária e Sistema Fotovoltaico

Em qualquer projeto de uma UFV, inicialmente, define-se a geração desejada, os equipamentos a serem usados, condicionador de potência e entre outros. O sistema é projetado para uma capacidade de geração de 1 MWp por se tratar de um projeto piloto para um modelo de negócio com possibilidade de expansão para até 5 MWp (limite para minigeração). O sistema projetado será fixo, ou seja, sem seguidor solar.

2.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Os dados solarimétricos de Pirapora/MG são obtidos por meio do *software* ESTIMATE criado pelo Grupo GESEP da Universidade Federal de Viçosa, conforme Figura 2.



Figura 2: Irradiação Solar na cidade de Pirapora. Fonte: Estimate, UFV.

Segundo VILLALVA (2012), não existe consenso definido sobre o melhor método para definir o ângulo para instalação dos módulos solares. A Tabela 2 apresenta uma diretriz para escolha do ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos em função da latitude geográfica da região, possibilitando uma boa produção média de energia ao longo do ano. Não é recomendado instalação com ângulo inferior a 10° para evitar o acúmulo de poeira sobre os módulos.

Tabela 2 : Escolha da inclinação do módulo. Fonte: (VILLALVA, 2012).

Latitude Geográfica do local	Ângulo de Inclinação
0° a 10°	$\alpha=10^\circ$
11° a 20°	$\alpha=\text{latitude}$
21° a 30°	$\alpha=\text{latitude} + 5^\circ$
31° a 40°	$\alpha=\text{latitude} + 10$
41° ou mais	$\alpha=\text{latitude} + 15^\circ$

Portanto, a melhor inclinação dos módulos fotovoltaicos é de 17°, não sendo necessário fazer correções.

2.1.1 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para a implantação da usina fotovoltaica de 1MWp, seriam necessários idealmente 1852 módulos com potência de 540Wp para atingir o objetivo. Entretanto, como há perdas na geração e transmissão, esse projeto será composto por 2.400 painéis resultando em uma potência CC instalada de 1.296 MWp.

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

Tabela 3: Características do módulo fotovoltaico utilizados na instalação.

Parâmetros	Símbolo	Valor
Modelo	-	JKM540M-72H4-TV
Garantia do produto	-	12 anos
Garantia de perda de produção	-	25 anos
Tecnologia das células	-	Mono-Cristalino
Potência máxima*	P_{mp}	540 W
Tensão de máxima potência*	V_{mp}	40,76 V
Corrente de máxima potência*	I_{mp}	13,25 A
Tensão de circuito aberto*	V_{oc}	49,26 V
Corrente de curto-circuito	I_{sc}	13,93 A
Coeficientes de temperatura	k_{pmax}	-0,35%/°C
	k_{voc}	-0,28%/°C
	k_{isc}	0,048%/°C
Número de células FV	N_{cel}	144
Temperatura operação nominal	T_{noct}	40±3 °C
Eficiência do módulo	η_{fv}	20,94%
Massa do módulo	m_{fv}	29,4 kg
Área do módulo	A_m	2,58 m ²
Dimensões do módulo	D_{fv}	2274x1134x35mm
Bitolas dos cabos c.c. de saída	-	4 mm ²

*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.

2.1.2 DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES

O dimensionamento de um inversor depende da potência dos grupos de painéis FV, tecnologia, características elétricas do módulo escolhido para o projeto, características ambientais do local e por fim da topologia de instalação

escolhida (ex.: inversor central, inversor descentralizado, microinversor, instalação interna ou externa, etc.) (PINHO e GALDINHO, 2014).

A topologia adotada no projeto será uma descentralização dos inversores. Essa filosofia permite que a usina continue operando uma grande parte mesmo que haja falha em um dos inversores, devido a isso será adotado um inversor para cada conjunto de módulos fotovoltaicos.

O inversor é o equipamento responsável por realizar a interface elétrica entre os módulos fotovoltaicos (CC) e a rede elétrica (CA). Os inversores SUNGROW SG125HV 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, ABNTNBR-16150 e ABNT-NBR-IEC-62116. As características e especificações técnicas principais estão apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4 : Características do módulo fotovoltaico utilizados na instalação. Fonte: Sungrow.

Parâmetros	Símbolo	Valor
Modelo	-	SUNGROW SG125HV
Garantia do produto	-	10 anos
Máxima tensão CC por série FV	-	1500 V
Faixa de operação do MPPT	ΔV_{mppt}	860~1450 V
Tensão CC de partida	$V_{cc,min}$	860/920 V
Corrente CC máxima por série FV	$I_{serie,max}$	148 A
Corrente CC máxima de curto	$I_{sc,max}$	240 A
Número de séries FV permitidas	$N_{inv,serie}$	1
Proteção de sobretensão	-	DPS CC tipo II/CA tipo II
Potência CA nominal	P_{ca}	125 kW
Máxima corrente CA (RMS)	I_{ca}	120 A
Tensão nominal de saída CA (RMS)	V_{ca}	600V ~ 60 Hz
Fator de potência	FP_{inv}	Unitário
Conexão CA	-	Trifásico (3F+PE)
Dimensões	D_{inv}	670×902×296 mm
Massa	m_{inv}	76,5 kg
Ambiente de operação	-	IP65 NEMA 4x
Faixa de temperatura de operação	ΔT_{inv}	-25~60 °C

A distribuição dos módulos fotovoltaicos escolhida é mostrada na Figura 3. Conforme notado, há uma simetria de geração de cada arranjo, de modo que número de painéis em série e paralelo sejam mesmo, além da economia de cabeamento e bandejamento.

Como o projeto da usina possui 2.400 módulos, e cada arranjo possui 300 módulos, a usina possuirá 8 arranjos. As potências de pico por inversor e da usina FV estão resumidas na Tabela 5, assim como outras características importantes do dimensionamento da usina FV. Um total de aproximadamente

6.144 m² de área serão necessários apenas para comportar os módulos FV desta UFV.

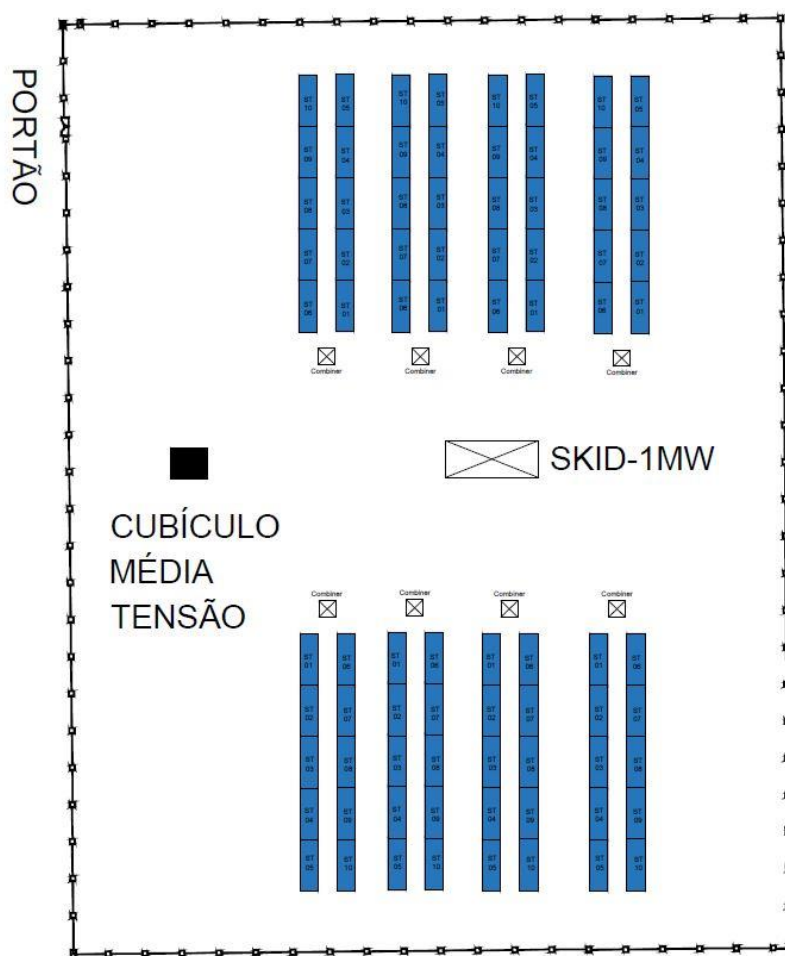


Figura 3: Layout de distribuição dos módulos.

Tabela 5: Resumo do dimensionamento elétrico da UFV.

Parâmetro	Símbolo	Valor
Número de séries FV por inversor	$N_{série}$	10
Número de módulos FV por série fotovoltaica	N_{sfv}	30
Potência nominal da série fotovoltaica*	$P_{série}$	16,2 kW
Número de arranjos FV por inversor	$N_{arranjo}$	10
Número de módulos FV por arranjo fotovoltaico	N_{afv}	300
Potência nominal do arranjo fotovoltaico*	$P_{arranjo}$	162,05 kW
Número de módulos fotovoltaicos por inversor	$N_{fv,inv}$	300
Potência máxima CC por inversor*	P_{fv}	222 kW
Fator de sobredimensionamento do inversor	FSI	1,29
Número de inversores fotovoltaicos	N_{inv}	8
Número de módulos fotovoltaicos	N_t	2400
Potência nominal CC da usina FV*	$P_{cc,usina}$	1,29 MW
Potência nominal CA da usina FV	$P_{ca,usina}$	1 MW

*Informações no STC: 25° e 1000°C

2.1.3 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO CC E CA

Para a proteção no lado CC da UFV, são previstos quadros de junção CC (ou *string box/combiner box*) com possibilidade de conexão de até 10 séries fotovoltaicas. O quadro de junção CC utilizado no projeto da UFV é mostrado na Figura 4, de PVC com grau de proteção IP65, na qual os seguintes dispositivos são destacados:

- Dispositivo de proteção contra surtos (DPS) CC, classe II, conforme informações elétricas da Tabela 6.
- Seccionadora Tripolar CC, conforme informações elétricas da Tabela 6;
- Fusíveis CC 15 A, conforme informações elétricas da Tabela 6.

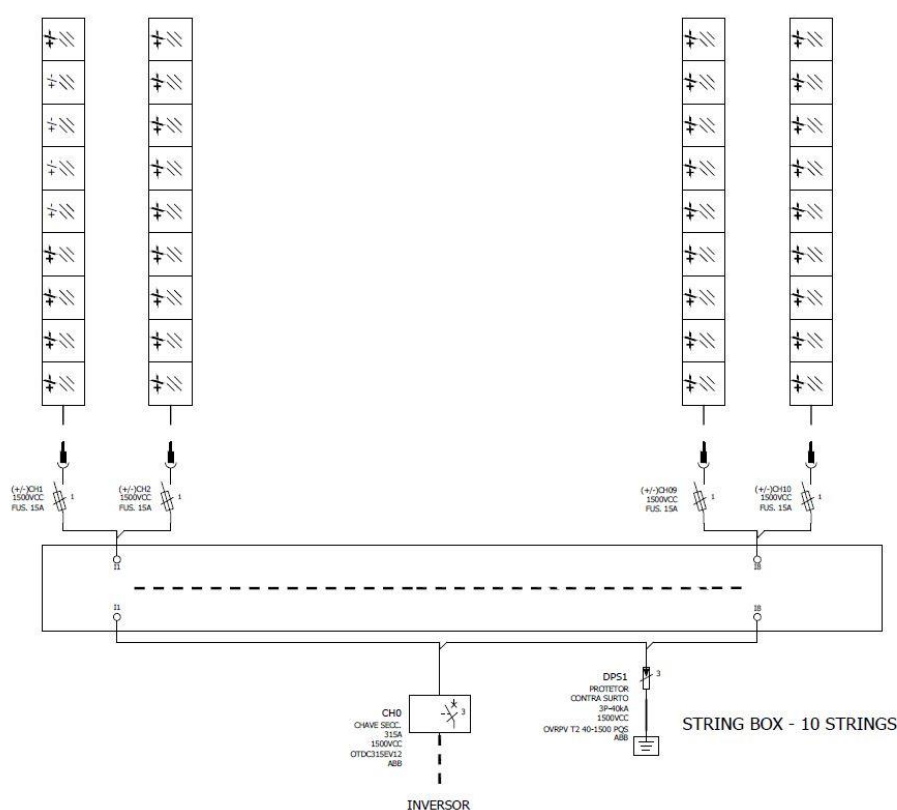


Figura 4 : Quadro de junção CC.

Tabela 6 : Resumo das características elétricas dos equipamentos constituintes do quadro de junção CC. Fonte: Autor.

Parâmetros gerais	Símbolo	Valor
Número de caixas c.c. por inversor	$N_{jun,cc}$	1
Número total de caixas CC	$N_{t,cc}$	8
Parâmetros DPS (IEC 61643-31)	Símbolo	Valor
Tensão máxima de operação contínua	V_{dps}	1500 V
Tempo de resposta típico	t_{dps}	< 25 ns
Tecnologia de proteção	–	Varistor óxido metálico
Corrente de descarga nominal - 8/20 μ s	I_{dsp}	10 kA

Corrente de descarga máxima - 8/20 μ s	$I_{dsp,max}$	40 kA
Indicação de proteção funcional	—	Verde – ok Vermelho - defeito
Modo de proteção	—	+ /PE, - /PE, +/-
Classe	-	II
Nível de proteção	$V_{dps,max}$	5 kV
Parâmetros seccionadora (IEC609473)	Símbolo	Valor
Número de polos	N_{polos}	3
Corrente máxima por série fotovoltaica	I_{sec}	315 A
Tensão de isolamento	V_{sec}	1500 V
Parâmetros fusível	Símbolo	Valor
Tensão de isolamento	V_{fus}	1500 V
Corrente de fundição	I_{fus}	15 A

Para a proteção no lado CA da UFV, são previstos quadro baixa tensão CA conforme Figura 5. Oito inversores são conectados ao quadro CA. Além disso, os seguintes dispositivos são destacados por quadro CA:

- Disjuntores dos Inversores tripolar de caixa moldada ABB TMAX T2L 690V, proteção termomagnética 160 A, 70 kA/600 V;
- Disjuntor Geral tripolar fixo ABB E1.2N 1600 EKIP 3P, proteção termomagnética 1600 A, 50 kA/600V;
- Fusível de 15 A proteção do Trafo de serviços auxiliares.

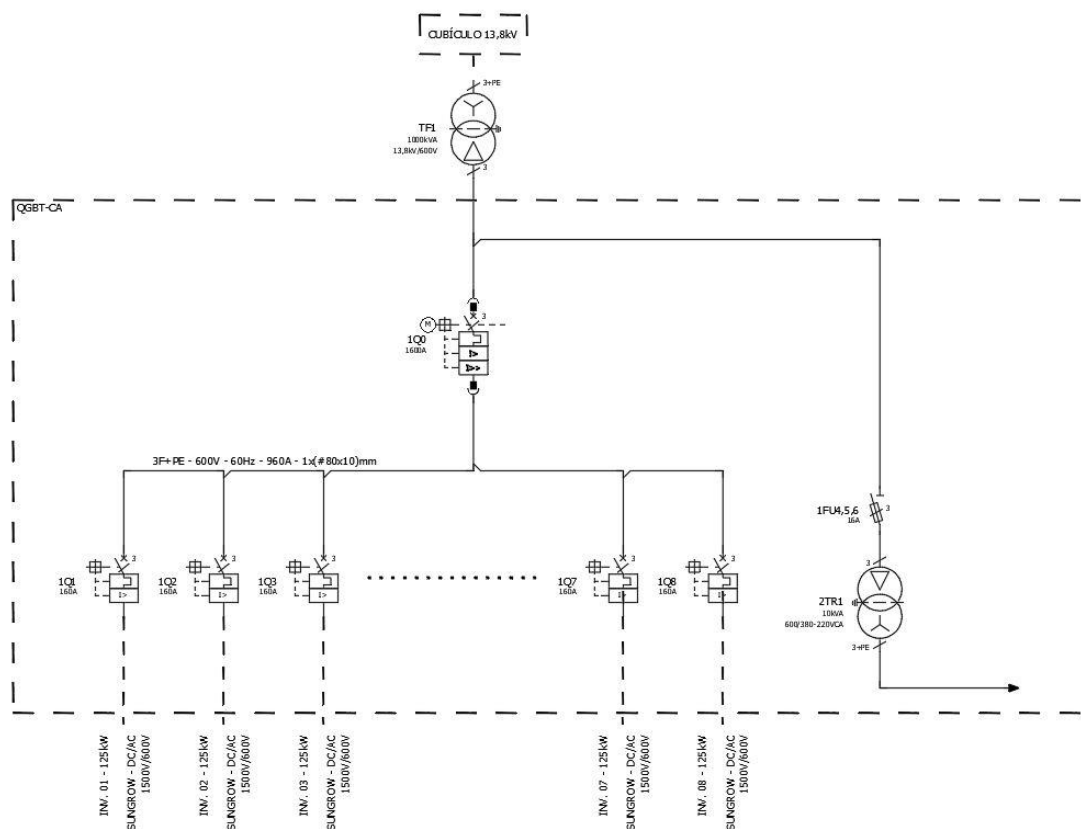


Figura 5 : Unidade conversora.

2.1.4 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CC

O sistema fotovoltaico, seja ele isolado ou conectado à rede, tem toda a sua interligação entre seus componentes efetuada por cabos e suas conexões.

Os cabos devem respeitar as polaridades positivas e negativas das caixas de ligação do sistema fotovoltaico, seguindo as cores vermelhas para condutores positivos e preta, para condutores negativos.

Os conectores para painéis fotovoltaicos utilizados mundialmente são chamados de MC4, esses conectores foram fabricados com exclusividades para painéis fotovoltaicos e possuem uma série de vantagens, dentre elas: (i) a facilidade de conexão entre os painéis, seja em série ou paralelo, ou com inversores; (ii) proteção UV, contra umidade e intempéries; (iii) travamento de forma automática, é de fácil montagem; e (iv) acabamento profissional (NEOSOLAR,2016).

As premissas para dimensionamento dos cabos CC da série e arranjo fotovoltaico são destacadas na Tabela 7.

Tabela 7: Premissas para dimensionamento de cabos CC.

Premissas e considerações
Cabos satisfazem NBR 16612 e 16690
Temperatura ambiente: 30°C
Temperatura de operação: 90°C
Cabos instalados ao ar livre protegidos do sol
Método de instalação com dois cabos unipolares encostados um ao outro na horizontal
Distância máxima da série fotovoltaica ao respectivo inversor: 20m
Condutividade do cobre em 90° C: 44 m/Ωmm ²
Queda de tensão máxima (relação ao ponto de máxima potência): 3%

Opta-se pelo cabo de 4,0 mm² para conexão de um módulo ao outro e conexão da série fotovoltaica à sua *combiner box*, pois é a bitola especificada no *datasheet* do módulo. A partir das premissas da Tabela 7, o dimensionamento dos cabos CC é desenvolvido de acordo com as diretrizes da ABNT NBR 16690, satisfazendo os critérios de seção transversal mínima, máxima condução de corrente e queda de tensão, simultaneamente. Os resultados dos cálculos são mostrados na Tabela 8.

Tabela 8 : Dimensionamento dos cabos CC de acordo com a ABNT NBR 16690.

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

O cabeamento de conexão entre a combiner box e o inversor, de acordo com a norma ABNT NBR 16690, deverá ser capaz de suportar 1,25 vezes a corrente de curto-circuito na temperatura máxima de operação, além de estar protegido contra falhas de terra e curto-circuito. A escolha foi pelo cabo alumínio de seção de 150mm² com isolamento XLPE de 1,8kV.

2.1.5 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CA

Os cabos CA são responsáveis por interligar o inversor ao barramento CA do quadro geral de distribuição. De acordo com a NBR 5410, o cabo deverá suportar 1,25 vezes a corrente nominal.

As premissas para dimensionamento dos cabos CA são destacadas na Tabela 9. Os dimensionamentos levam em consideração as distâncias: (i) dos inversores ao quadro de baixa tensão (QGBT), (ii) transformador elevador da UFV ao cubículo de MT e (iii) do QGBT da UFV ao transformador elevador da UFV.

Tabela 9 : Premissas para dimensionamento de cabos CA.

Premissas e considerações
Isolação XLPE, cabo unipolar 0,6/1 kV de cobre
Distância máxima do inversor ao quadro de junção CA: 10 m
Distância máxima do quadro de junção CA ao QGBT da usina FV: 50 m
Distância máxima do QGBT da usina ao transformador: 20 m
Queda de tensão máxima inferior a 4%
Temperatura ambiente: 30°C
Proteções de sobrecorrente e curto-circuito devidamente dimensionadas

A partir das premissas da Tabela 9 o dimensionamento dos cabos CA é desenvolvido de acordo com as diretrizes da ABNT NBR 5410, satisfazendo os critérios de seção transversal mínima, máxima condução de corrente e queda de tensão, simultaneamente. Parte-se do pressuposto que os dispositivos de proteção foram devidamente dimensionados na seção anterior, de forma que os critérios de sobrecarga e curto-circuito já estão sendo satisfeitos. Os resultados dos dimensionamentos são mostrados na Tabela 10.

Tabela 10 : Dimensionamento dos cabos CA e barramento de acordo com a ABNT NBR 5410.

	Critérios	Bitola calculada
Inversor ao QGBT	Seção transversal mínima	50 mm ²
	Máxima condução de corrente	70 mm ²
	Queda de tensão	70 mm ²
	Bitola do cabo CA final	70 mm²
	Seção transversal mínima	25 mm ²

Transformador ao Cubículo de MT	Máxima condução de corrente	35 mm ²
	Queda de tensão	35 mm ²
	Bitola do cabo CA final	35 mm²
	Barramento	
QGBT da UFV ao transformador	Barramento	#80x10mm
	Corrente Nominal de Operação	1600A

2.1.6 ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO E ATERRAMENTO DA UFV

A Tabela 11 apresenta a seção transversal dos condutores de aterramento do lado CC e CA da UFV, devidamente dimensionada conforme ABNT NBR 5410 e 16690.

Em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, se faz necessário realizar o aterramento de proteção dos equipamentos, por meio da conexão da carcaça condutor à terra do circuito, e o aterramento funcional do sistema, conectando o lado CA à terra através do condutor neutro. Com relação ao lado CC deve ser aterrado seguindo as orientações do fabricante do inversor e do módulo fotovoltaico.

Tabela 11: Dimensionamento dos condutores de aterramento do lado CC e CA da UFV.

Seção transversal dos condutores de aterramento	Valor
Aterramento de estruturas e carcaças metálicas no lado C.C.	16 mm ²
Aterramento de estruturas e carcaças metálicas no lado C.a.	25 mm ²
Haste de Aterramento Estilo Cantoneira Galvanizada	25x5x2,4 m

No lado CC da UFV, o condutor de aterramento utilizado para aterrar as partes metálicas expostas do arranjo fotovoltaico tem seção mínima de 16 mm² de cobre. No lado CA, o condutor de aterramento utilizado para aterrar o condutor neutro, objetivando o funcionamento seguro e confiável da instalação tem seção mínima de 25 mm².

Com relação à montagem, os módulos são dispostos em perfis fixados no solo. O ângulo de instalação dos módulos, em relação a superfície, é de 17°, de modo a facilitar a autolimpeza dos módulos e otimizar a geração do sistema. É necessária uma atenção especial com a forma de instalação dos painéis afim de evitar a criação de sombras. O espaçamento entre as fileiras foi de 5 metros para permitir a circulação de máquinas de limpeza dos módulos e a supressão vegetal.

Perfis e suportes são de alumínio liga 6063-T5 anodizado fosco e periféricos em aço Inox 304 para garantir maior resistência à corrosão. Os sistemas de

fixação da estrutura resistem a rajadas de vento, com velocidade de até 60 km/h.

A Tabela 12 apresenta uma estimativa de alguns materiais necessários para implantação da UFV, no que diz respeito às estruturas de fixação e aterramento.

Tabela 12: Estimativa de materiais necessários para implantação da UFV.

Materiais	Qtd. estimada
Cabo solar preto com proteção UV 4 mm ²	4800 m
Cabo solar vermelho com proteção UV 4 mm ²	4800 m
Cabo solar Verde/Amarelo com proteção UV 6 mm ²	400 m
Cabo AL 150 mm ² isolação XLPE 1,8 Kv preto	300 m
Cabo AL 150 mm ² isolação XLPE 1,8 kV vermelho	300 m
Conectores MC4 Macho+Fêmea	250 un.
Grampo intermediário 35 mm em alumínio	4736 un.
Grampo de aterramento	64 un.
Grampo terminador 35 mm em alumínio	88 un.
Base Frontal de Alumínio 1,20 m	384un.
Base Traseira de Alumínio 1,6 m	384un.
Emenda para perfil de alumínio	14084 un.
Clip de aço para aterramento estrutura e módulos	4736 un.
Perfil de alumínio 4,5 m anodizado para módulos	384 un.
Perfil de alumínio 3,70 m anodizado para módulos	1344 un.

2.2 UNIDADE CONVERSORA

Responsável por receber os condutores CC que chegam do campo para conectar nos inversores, a unidade conversora (SKID), comporta todos os equipamentos em uma única instalação trazendo uma segurança de operação à usina solar, pois divide a parte CC da CA. Logo, os equipamentos de proteção CC ficam no campo e os demais equipamentos de proteção CA e transformação ficam no SKID, conforme Figura 6.

O SKID é uma solução fechada, onde inclui módulo de seccionamento de entrada em média tensão, quadro de distribuição em baixa tensão, sistema interno de aterramento e transformador a seco com devido projeto de arrefecimento.

Outra característica importante é o ganho no tempo na montagem, pois os equipamentos saem de fábrica pré-montados.

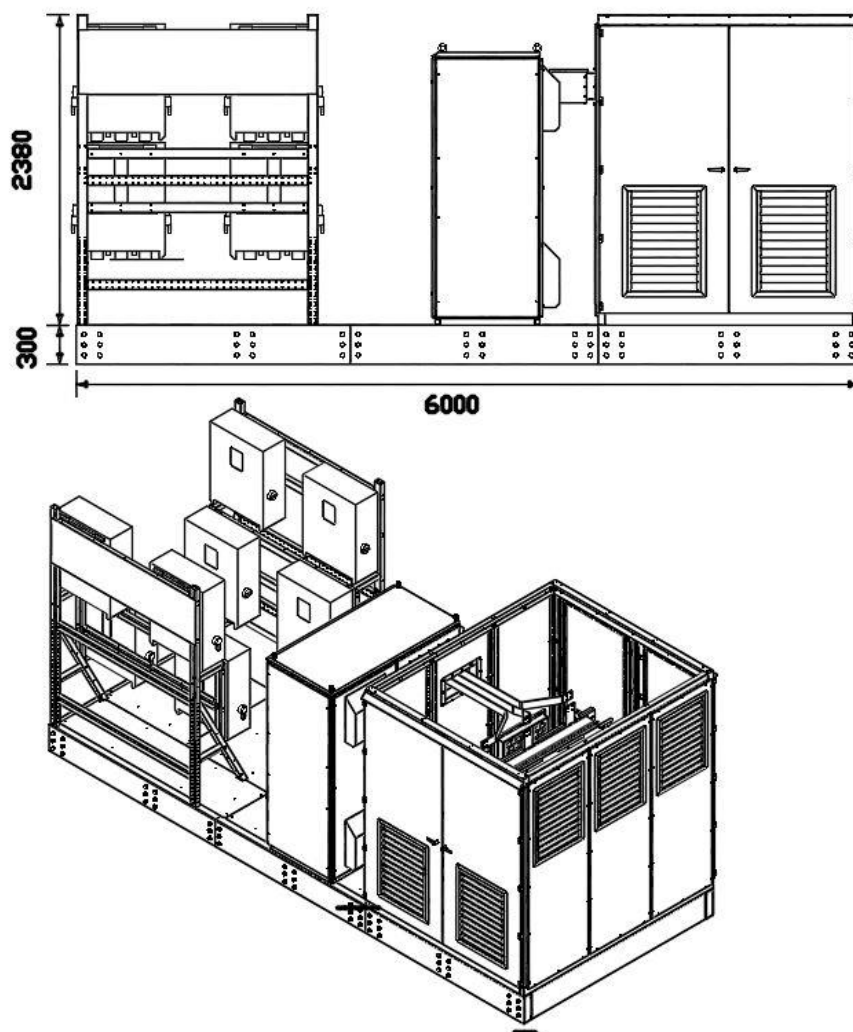


Figura 6: Modelo de Unidade Conversora. Fonte: Sindustrial

2.3 DIMENSIONAMENTO DA CABINE PRIMÁRIA

2.3.1 TOPOLOGIA ADOTADA

A interface entre o transformador elevador e a linha de transmissão é realizada pelo cubículo de média tensão. O cubículo é conectado ao transformador elevador por cabos isolados através de canaletas subterrâneas. Por outro lado, a interligação com a rede de distribuição CEMIG é feita por uma rede aérea, onde a potência é transmitida a uma tensão de 13,8 kV.

A Figura 7 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 CEMIG, para esta faixa de potência. O disjuntor de proteção MT é passivo à gás SF₆, cujos comandos de *trip* são provenientes de um relé de proteção.

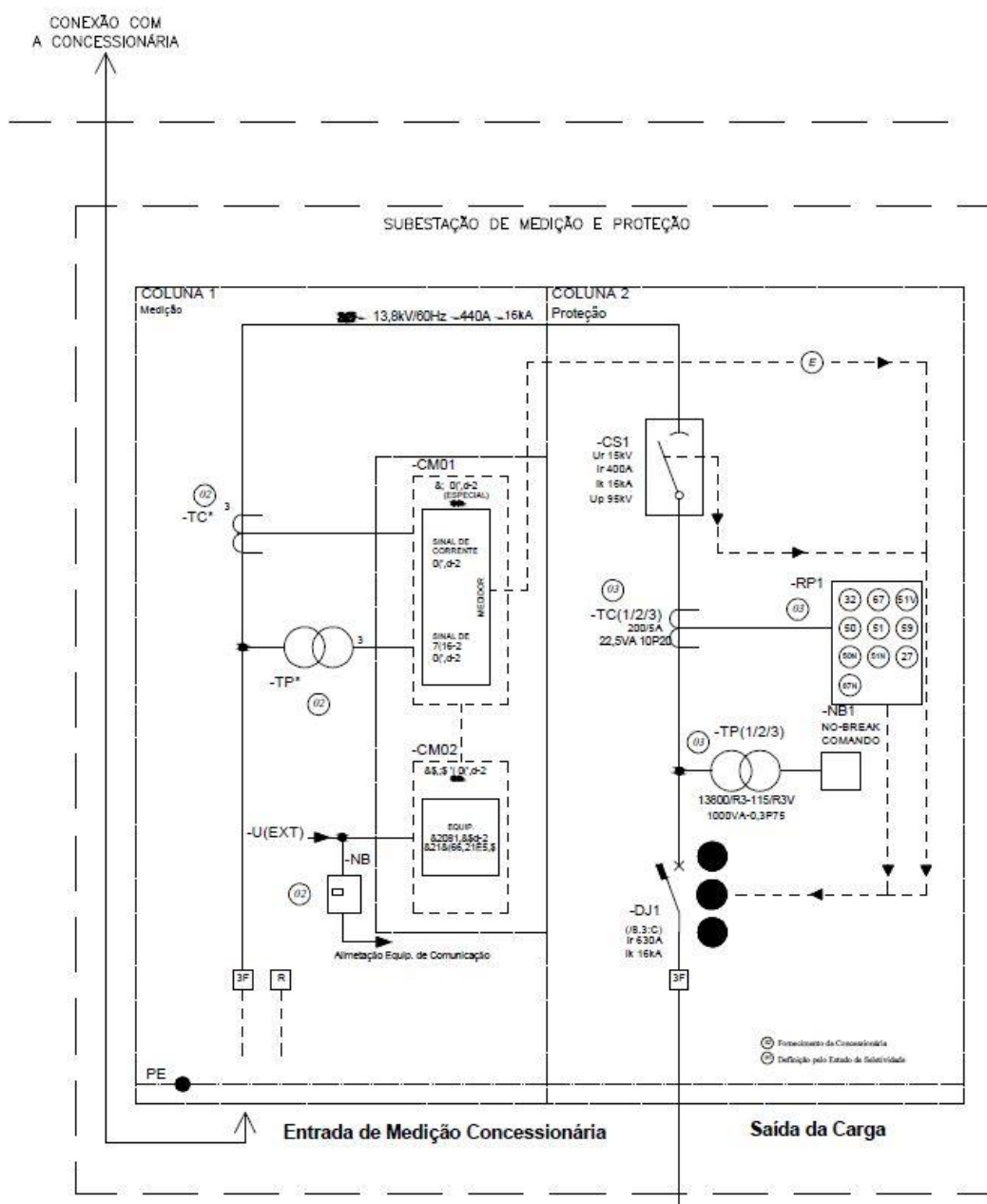


Figura 7: Topologia de subestação abrigada com potência instalada.

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. Fornecidos pela concessionária TCs e TPs para a medição que será tratado no item 2.3.4. Por fim, exige-se somente proteções direcionais de corrente e potência. Proteções de sincronismo estão embarcadas nos inversores.

2.3.2 CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E ELÉTRICAS CABINE PRIMÁRIA

A Figura 8 mostra as dimensões projetadas para a cabine primária, entrada de fornecimento aéreo 13,8 kV.

O cubículo de proteção e medição possui largura de 1,85m e o comprimento de 1,55 metros.

A Figura 8 apresenta o dimensionamento dos equipamentos da subestação: tirante da bucha de passagem, barramento de vergalhão, cabos de MT de cobre, terminais de MT 15 kV, condutores de aterramento e base fusível da chave seccionadora do cubículo de transformação.

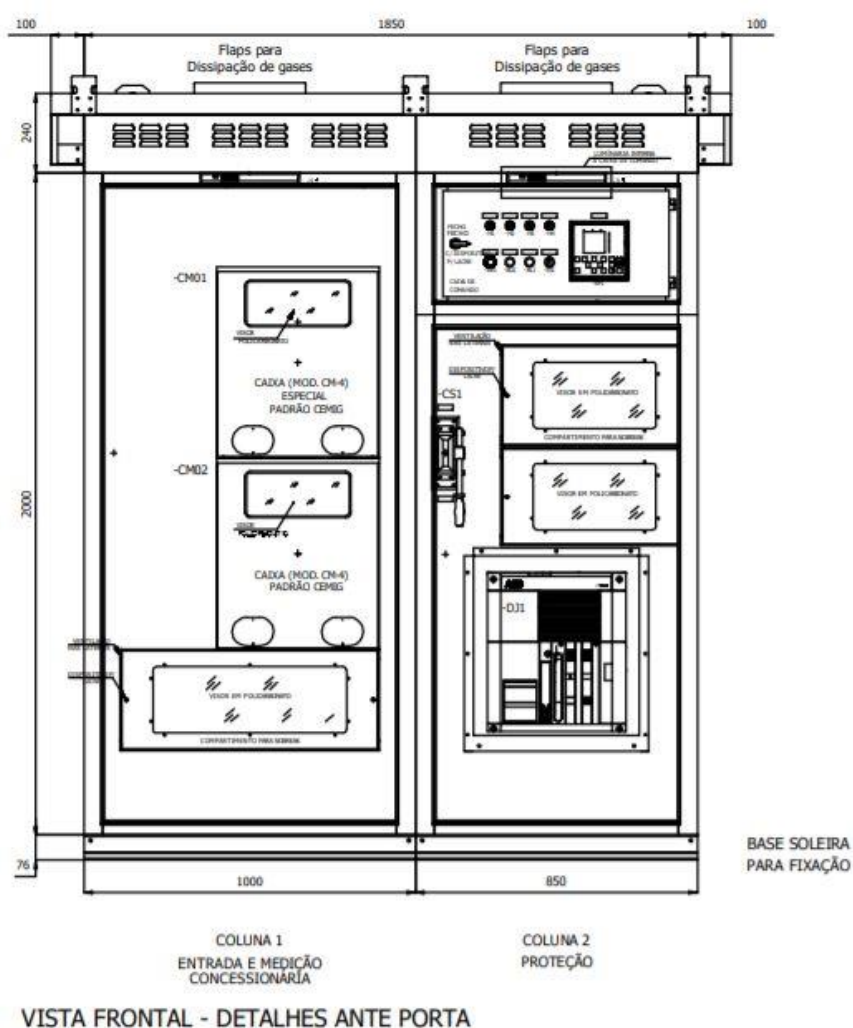


Figura 8: Dimensões da cabine de média.

Tabela 13 : Dimensionamento dos equipamentos da subestação.

Equipamento	Grandeza	Valor
Tirante da bucha de passagem	Diâmetro	1/2"
Barramento de Cobre MT	Diâmetro	40x5mm
Cabos MT cobre ponto de entrega à mufla da subestação (ramal de entrada)	Seção nominal	35 mm ²
Terminais de MT 15 kV	Método de instalação	Enfaixado, sem saia
Condutores de aterramento cobre nu	Seção transversal	70 mm ²
Chave seccionadora tripolar 15kV	Corrente nominal	400 A

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

O transformador de corrente é projetado conforme ABNT NBR 6856. A Figura 9 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 = 200/5A e TC 22,5VA 10P20, classe de exatidão 10% e fator de multiplicidade de corrente nominal igual a 30 são utilizados para atender ambos os critérios. O detalhamento e valores dos cálculos são mostrados na Tabela 14.

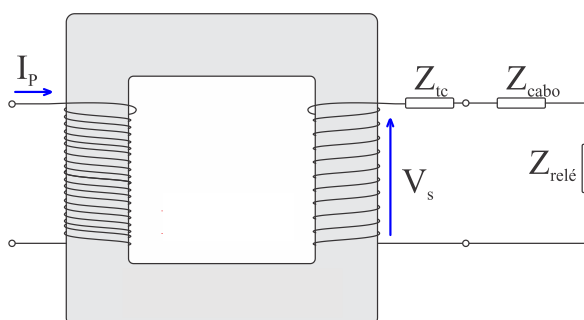


Figura 9 : Esquemático utilizado para dimensionamento do TC.

Conforme notado na Tabela 14, o critério de sensibilidade é satisfeito se a corrente de partida for superior a 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 trifásico de 3724 A). Este critério é atendido se $V_{s,tc} \leq V_{s,max}$, onde $V_{s,tc}$ é a tensão induzida no secundário do TC sob condições de falta trifásica e $V_{s,max}$ é a tensão máxima induzida no secundário sem levar o relé à saturação.

Tabela 14 : Memorial de cálculo do transformador de corrente.

Descrição	Equação	Valores calculados
Corrente mínima para sensibilização do relé	$I_{pick-up,n}$	15 A
Corrente máxima para sensibilização do relé sem causar saturação	$I_{cc,3f}$	3724 A
Critério de sensibilidade: Corrente primária do TC deve ser menor ou igual a $10 \times I_{pick-up,n}$	$I_{p,tc} \leq 10 \times I_{pick-up,n}$	$I_{p,tc} = 150A$
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 22,5VA 10P20.	$V_{s,tc} \leq V_{s,max}$	$Z_{cabo} = 0,524\Omega$ $Z_{relé} = 0,02\Omega$ $Z_{tc} = 0,162 + j0,0784\Omega$ RTC = 40 $V_{s,max} = 66,1\angle 6,34^\circ V$ $V_{s,tc} = 90V$

Com relação ao dimensionamento dos TPs de proteção, a Tabela 15 resume as principais especificações do equipamento projetado.

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

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

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

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

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

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

Carga	Qtde.	Potência individual			Potência total		FD	Demanda	
		kW	FP	kVA	kW	kVA		kW	kVA
Lâmpada disjuntor ON	1	0,003	0,85	0,003	0,003	0,003	0,5	0,001	0,002
Lâmpada disjuntor OFF	1	0,003	0,85	0,003	0,003	0,003	0,5	0,001	0,002
Lâmpada mola carregada	1	0,003	0,85	0,003	0,003	0,003	1	0,003	0,003
Motor carregamento mola	1	0,6	0,85	0,7	0,6	0,7	1	0,6	0,7
Bobinas de fechamento e abertura	2	0,085	0,85	0,1	0,17	0,2	1	0,17	0,2

Cargas no no-break	1	0,085	0,85	0,1	0,085	0,85	1	0,085	0,85
Carga relé	1	0,005	0,85	0,006	0,005	0,006	1	0,085	0,85
Demanda total em kVA									1,013

Finalmente, as especificações do disjuntor de MT HD4/R 17 ABB fixo são mostradas na Tabela 18.

Tabela 18 : Especificação do disjuntor de MT.

Parâmetro	Valor
Tensão máxima de operação	17,5 kV
Tensão nominal de operação	13,8 kV
Corrente máxima de interrupção	16 kA
Tecnologia de interrupção	SF6
Corrente nominal	630 A
Vida útil (ciclos de manobra)	30.000
Tempo de fechamento	≤ 85 ms
Tempo de abertura	≤ 35 ms
Tensão nominal de impulso	95 kV
Massa	114 kg
Tensão nominal de alimentação auxiliar	110 Vca

2.3.4 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). Obs.: 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 19. Para a demanda de 1000 kVA, o transformador de corrente com fator térmico unitário de RTC igual a 100-5 atende as especificações de projeto.

Tabela 19: 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	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 a Tabela 20.

Tabela 20: Dimensionamento de TP de medição em 13,8 kV.

Relação de transformação	Medição
70:1	A três elementos

2.3.5 ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO

O aterramento elétrico segue rigorosas normas de segurança por meio da NBR 5410, que aborda exigências necessárias para garantir o pleno funcionamento do sistema elétrico. Quando efetuado de maneira correta o aterramento evita correntes de fuga na superfície de equipamentos, auxilia nos dispositivos de proteção e principalmente protege a integridade física das pessoas.

A malha de aterramento do tipo quadrado cheio (conforme Figura 10) é utilizada, incluindo no mínimo todo o seu pátio e todos os equipamentos que pertencem à esta área. A malha de aterramento da subestação é composta por 12 eletrodos (hastes de aterramento+condutor), interligados por condutor de cobre nu, rígido, seção 70 mm².

A distância l entre as hastes é igual ao comprimento dos eletrodos utilizados (2,4m), conforme Figura 10. As partes metálicas da subestação, tais como carcaças de transformadores, pára-raios, equipamentos, portas, janelas, painel de tela zincado e suportes metálicos, deverão ser ligados diretamente à malha de aterramento através de condutores de cobre nu, rígido, com bitola de 25 mm² e através de solda exotérmica.

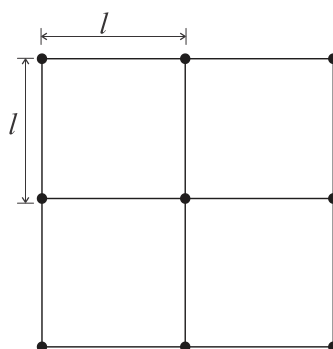


Figura 10 : Malha de aterramento tipo quadrado cheio.

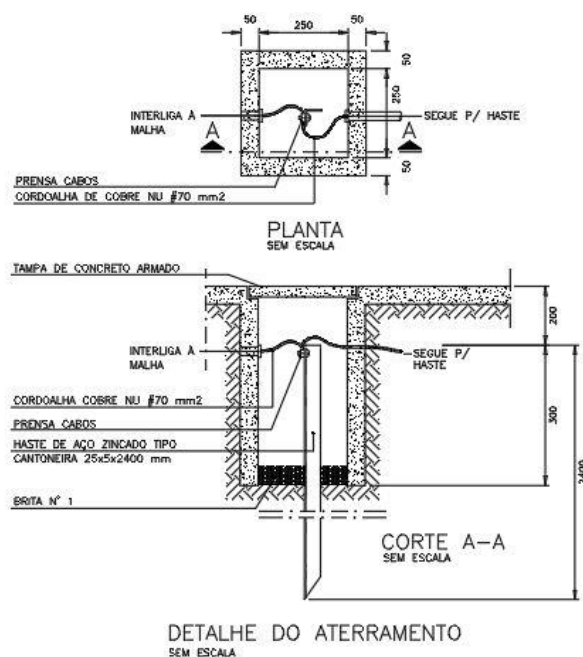


Figura 11 : Detalhes da haste de aterramento e interligação.

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

2.4 ESTUDOS DE PROTEÇÃO

2.4.1 CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

Os valores base utilizados para os cálculos de curto-circuito estão apresentados na Tabela 21.

Tabela 21 : 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 21, a corrente de base (sistema pu) é definida como:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}V_b} = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} 13,8 \text{ kV}} = 4183,7 \text{ A.} \quad (1)$$

Os dados de nível de curto-circuito e impedância de sequência equivalente da subestação CEMIG Pirapora foram fornecidos, através do parecer de acesso, conforme mostrado na Tabela 22.

Tabela 22 : Impedância e correntes de curto-circuito fase-fase, fase-terra e trifásica na barra da SE CEMIG Pirapora.

Corrente de curto-circuito	Sequência + [A]	Sequência - [A]	Sequência 0 [A]
Falta fase-fase (L-L)	$1866\angle -144,8^\circ$	$1866\angle 35,2^\circ$	$0\angle 0^\circ$
Falta fase-terra (L-G)	$1371,1\angle -146,2^\circ$	$1371,1\angle -146,2^\circ$	$1371,1\angle -146,2^\circ$
Falta fase-fase-terra (2L-G)	$2624,9\angle -145,7^\circ$	$1104,9\angle 37,3^\circ$	$1522,6\angle 32,1^\circ$
Falta trifásica (3L)	$3724,1\angle -144,8^\circ$	$0\angle 0^\circ$	$0\angle 0^\circ$
Impedância equivalente da barra da SE Pirapora	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 estão mostrados na Figura 10. Os cabos de alumínio são cobertos de isolamento XLPE 90°C 15 kV, apoiados em cruzetas com cabo mensageiro de sustentação mecânica.

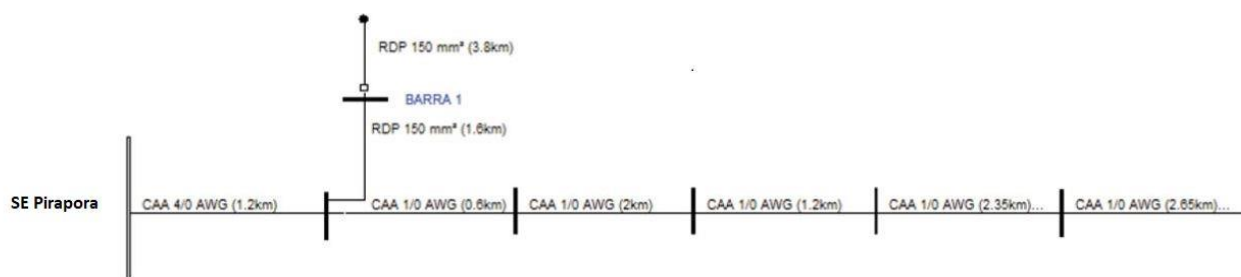


Figura 12 : Rede de Distribuição SE Pirapora.

Para os cálculos de curto-circuito, a resistência e reatância de sequências dos cabos de alumínio das redes de distribuição compactas da concessionária são modeladas conforme Tabela 23.

Tabela 23 : Dados de impedância de sequência dos cabos da rede RDP da SE CEMIG Pirapora até a barra de conexão do acessante. *Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C.

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

As impedâncias de sequência dos cabos de cobre da instalação do acessante, utilizadas no cálculo de curto-circuito, são mostradas na Tabela 24.

Tabela 24: Dados de impedância de sequência dos cabos de cobre utilizados na rede interna do acessante. *Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C.

Seção [mm ²]	Sequência zero* - Z^0	Sequência pos. e neg.* - $Z^+ = Z^-$
35	$0,677 + j0,1838 \Omega/\text{km}$	$2,54 + j1,76 \Omega/\text{km}$
OBS.: Temperatura ambiente considerada de 30°C.		

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 25.

Tabela 25 : Características elétricas do transformador a seco.

Característica dos transformadores	Valor
Potência aparente [kVA]	1000
Tensão primária [V]	13800
Tensão secundária [V]	600
Impedância [%]	6,0 %
Classe material isolante	SECO
Grupo de ligação	Ynd11
Frequência [Hz]	60
X/R	4,14

A Figura 13 mostra a tabela resumo das contribuições da CEMIG e da usina solar fotovoltaica (UFV) para as correntes de CC nas diversas barras. O diagrama de impedâncias é mostrado na Figura 13 para consulta.

Contribuição concessionária:

BARRAS DO SISTEMA	I _{cc} 3F [A]	I _{cc} FT [A]
B2	3885,76	4279,62
B3	595,82	795,42
B4	595,27	792,63
B5	594,55	788,91
B6	9460,22	12178,93
B7	9223,83	9808,69

Contribuição acessante:

BARRAS DO SISTEMA	I _{cc} 3F [A]	I _{cc} FT [A]
B2	40,56	44,68
B3	42,88	57,10
B4	42,88	56,43
B5	42,88	56,90
B6	1018,39	1311,06
B7	1020,41	1085,11

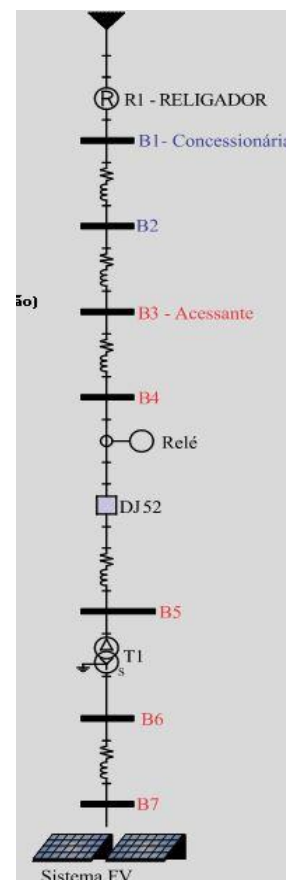


Figura 13 : Resumo das contribuições da concessionária e da usina solar fotovoltaica (UFV) para as correntes de CC nas diversas barras.

Nos cálculos de curto-circuito apresentados na Figura 13, as seguintes premissas foram adotadas:

- As impedâncias de sequência foram obtidas através das Tabelas 23 e 24. A impedância do transformador foi obtida conforme Tabela 25. A Tabela 26 mostra as impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema, referenciadas à Tabela 26;
- Assume-se que a corrente de curto-circuito dos geradores conectados via inversor é de 2 vezes o valor da corrente nominal do inversor;
- Testes em inversores trifásicos comerciais mostraram que a corrente pode atingir até duas vezes a corrente nominal por até 10 ciclos.

Tabela 26 : Impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema.

Referência na Erro! Fonte de referência não encontrada.	Comprimento [km]	Impedância eq. de sequência positiva [Ω]	Impedância eq. sequência zero [Ω]
Impedância B2/B3	5,4	$4,44 + j 10,50$	$1,42 + j1,30$
Impedância B3/B4	0,03	$0,0203 + j0,0055$	$0,076 + j0,053$
Impedância B4/B5	0,04	$0,0271 + j0,0073$	$0,1017 + j0,0706$
Impedância B6/B7	0,05	$0,00094 + j0,00067$	$0,012 + j0,015$

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 510 A.

2.4.2 PARAMETRIZAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

A Tabela 27 apresenta as características das curvas de proteção de fase e neutro do religador para coordenação com a proteção do acessante.

Tabela 27: Ajustes do religador 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	9 s
T. adicional	-	T. adicional	-

A Tabela 28 apresenta a configuração para conexão do gerador fotovoltaico com potência nominal de 1000kW, 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 ABB REG615, instalado em cubículo de proteção abrigado. A Tabela 28 apresenta um resumo das proteções implementadas no relé ABB REG615 e suas respectivas parametrizações/ajustes conforme norma CEMIG ND5.31. Conforme mostrado anteriormente, três TPs, conectados em estrela 13.800/ $\sqrt{3}$ - 115V (70:1) e três TCs 150:5A são utilizados para adequar os sinais primários aos níveis requeridos pelo relé.

Tabela 28 : Definição das proteções e suas respectivas parametrizações de acordo com a norma CEMIG ND5.31.

Código ANSI	Descrição	Parâmetro	Ajuste	Referência
32 (1)	Direcional de Potência (Sentido CEMIG)	Potência Ativa	1050 kW	Página ND 5.31 (170/171)
		Tempo	15 s	
32 (2)	Direcional de potência (sentido acessante)	Potência Ativa	1050 kW	Página ND 5.31 (172/173)
		Tempo	15 s	
67 (1)	Direcional de sobrecorrente de fase (sentido conc.)	Pickup (A)	48	Página ND 5.31 (172/173)
		Curva	EI	
		Dial	0,2	
		Tempo Adicional	-	
		Instantâneo	-	
		Ângulo	45°	
67 (2)	Direcional de sobrecorrente de fase (sentido acessante)	Pickup (A)	48 A	Página ND 5.31 (172/173)
		Curva	EI	
		Dial	0,1s	
		Instantâneo	352A	
		Tempo Adicional	-	
		Ângulo	45°	
67N (1)	Sobrecorrente de neutro	Pickup (A)	15 A	Página ND 5.31 (175)
		Curva	Tempo definido	
		Dial	6s	
		Tempo Adicional	-	
		Instantâneo	-	
		Ângulo	110°	
67N (2)		Pickup (A)	15 A	

	Direcional de Sobrecorrente de neutro	Curva	Tempo definido	Página ND 5.31 (175)
		Dial	0,3s	
		Tempo Adicional	-	
		Instantâneo	-	
		Ângulo	110°	
		Curva	EI	
		Dial	0,2	
		Tempo Adicional	-	
		Instantâneo	105,6A	
		Ângulo	-	
		51V	Sobrecorrente com restrição de tensão	
Curva	Tempo definido			
Dial	0,1			
Limite de Tensão Máx.	13,8 kV			
Percentual Tensão Máx.	100%			
Limite de Tensão Mín.	11,18kV			
Percentual tensão Mín.	81%			
Tempo Adicional	0			

2.4.3 ESTUDO DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO

A Figura 14, mostra 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 curto-circuito trifásico ($I_{cc,3f}$) e fase-terra ($I_{cc,ft}$) fornecidos pela CEMIG;
- 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 ABB REG615;
- Curva temporizada IEC extremamente inversa de fase 67(2), com unidade instantânea, do relé ABB REG615;
- Curva tempo definido de neutro 67N(1), sem unidade instantânea, do relé ABB REG615;

- Curva tempo definido de neutro 67N(1), com unidade instantânea, do relé ABB REG615.

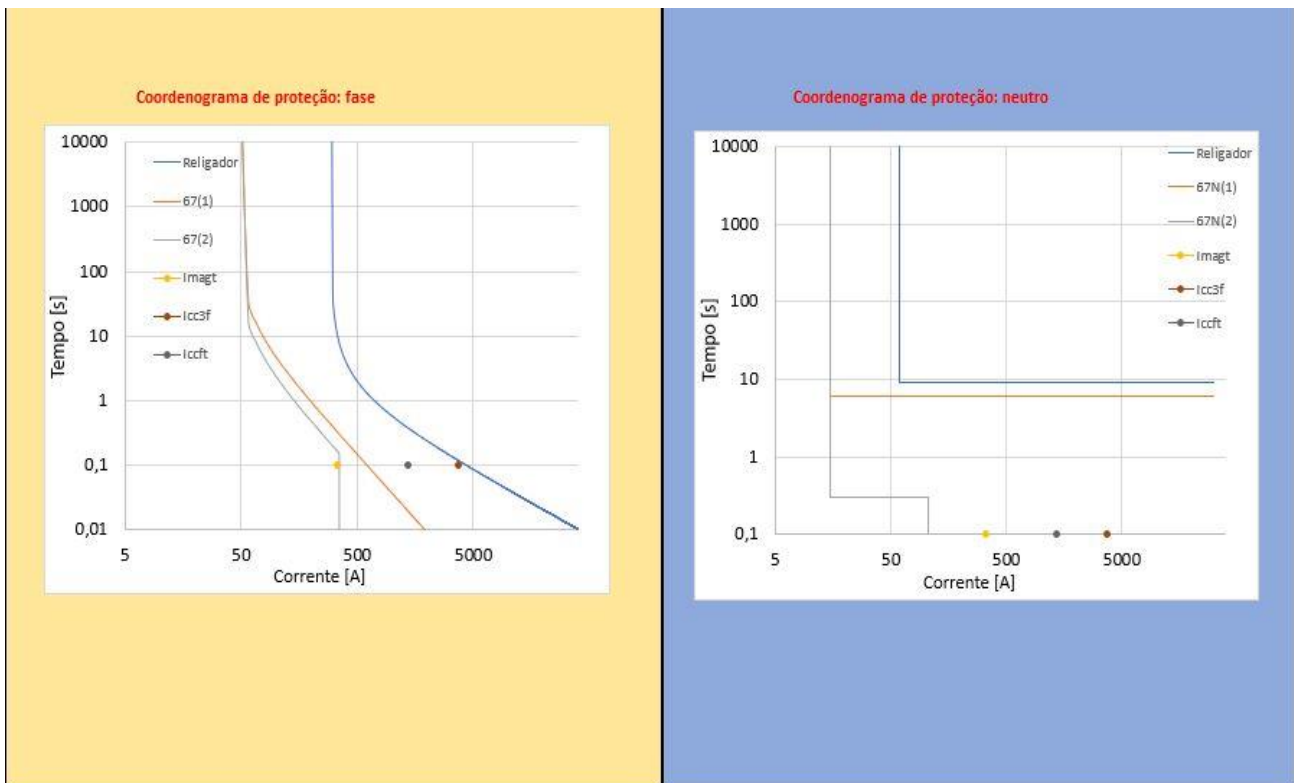


Figura 14 : Coordenograma das proteções 67(1), 67(2), 67N(1) e 67N(2).

3- Análise de Viabilidade Econômica

Neste capítulo serão apresentados todos os estudos econômicos realizados para a verificação da viabilidade da usina fotovoltaica de 1 MWp. Antes de efetuar qualquer tipo de investimento é necessário analisar se existe a viabilidade financeira do projeto. A primeira análise a ser feita é o levantamento dos custos de investimento de cada etapa do projeto. Por meio dos custos dos equipamentos, terreno, projeto, mão-de-obra, reforço de rede e impostos é possível calcular através o retorno do investimento através dos créditos gerados.

3.1 ANÁLISE DE TÉCNICA E ECONÔMICA DE INVESTIMENTOS

Para o cálculo do investimento em bens de capital (CAPEX), foi realizado levantamento de preços por meio de consulta a fornecedores de diversos itens que compõe o projeto, todos equipamentos da usina e interligação com à rede CEMIG, como mostrado na Tabela 29.

Tabela 29 : Cálculo do CAPEX.

ITEM	TOTAL
1-ENGENHARIA DE DESENVOLVIMENTO	R\$ 965.000,00
1.1- ANÁLISE DO SOLO/TERRAPLANAGEM	R\$ 10.000,00
1.2- ANÁLISE AMBIENTAL	R\$ 5.000,00
1.4-Engenharia do Proprietário(EPC)	R\$ 950.000,00
2-PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS	R\$ 3.161.579,92
2.1-MÓDULOS FOTOVOLTAICO	R\$ 2.880.000,00
2.2-INVERSOR	R\$ 281.579,92
4-OUTROS EQUIPAMENTOS	R\$ 1.831.122,28
4.1-CUBÍCULO MT/UNIDADE CONVERSORA	R\$ 362.000,00
4.2-TRANSFORMADOR 1000kVA	R\$ 525.000,00
4.3-COMBINER BOX	R\$ 42.800,00
4.4-ESTRUTURA FIXAÇÃO	R\$ 721.322,28
4.5-CABEAMENTO, CONECTORES E ETC	R\$ 180.000,00
5-OUTROS SERVIÇOS	R\$ 275.000,00
5.1-COMISSIONAMENTO	R\$ 25.000,00
5.3-LOGÍSTICA	R\$ 250.000,00
7-OUTROS	R\$ 85.000,00
7.1-DIVERSAS	R\$ 85.000,00
TOTAL	R\$ 6.317.702,20

Com relação a estimativa de OPEX, que está relacionado aos valores de despesas operacionais necessárias para manter a usina em funcionamento, utiliza-se uma expectativa de 25 anos levando em consideração o reajuste

monetário (IPCA), custo para arrendamento da terra, operação e manutenção (O&M), custo com seguranças e outras demandas.

Foi considerado um custo no primeiro ano de 7% do investimento inicial, e contará com reajuste de 2% a.a. Levando em consideração o índice de preço ao consumidor (IPCA) igual a 10,06% a.a, é possível analisar o tempo de retorno do investimento (Payback descontado). Aplicando uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 8% a.a, é possível quantificar o Valor Presente Líquido (VPL) do investimento, com valores futuros cotados como valores atuais. Todas essas premissas estão destacadas na Tabela 30.

Tabela 30 : Dados utilizados. Fonte:Autor.

DADOS GERAIS	
Irradiação solar (kWh/m ² /ano)	2.135.046,06
Perdas	20%
Potência do sistema (MWp)	1
Valor do Investimento	6.317.702,20
Valor kWh CEMIG(R\$/kWh)	0,707
Produção Média (kWh/mês)	100000,00
Manutenção	7%
Redução potência	1%
IPCA	10,06%a.a
TMA	8%a.a
Queda de Eficiência dos Módulos	1%a.a

O valor da energia a ser comercializado será R\$0,707. Como a usina está localizada no estado de Minas Gerais, há a isenção ICMS na modalidade de Geração Compartilhada.

3.2 PAYBACK

Payback é um índice financeiro que retorna o tempo de retorno do investimento inicial até o momento em que o ganho acumulado durante os anos se iguale com o valor investido. Como indicado na Tabela 31, a implantação do sistema fotovoltaico de 1 MWp na instituição, já traria retorno financeiro no decorrer do oitavo ano.

Tabela 31 : Fluxo de caixa. Fonte:Autor.

Ano	Produção kWh/ano	Valor Energia R\$/kWh	Receita Bruta R\$/Ano	Manutenção	Troca dos Inversores	Fluxo de Caixa	Fluxo Descontado	PayBack Descontado
0								-R\$ 6.317.702,2
1	2.135.046,6	0,71	R\$ 1.509.478	-442.239,2	-	R\$ 1.067.238,8	R\$ 969.688	-R\$ 5.348.014,0
2	2.113.696,2	0,74	R\$ 1.569.102	-451.083,9	-	R\$ 1.118.018,4	R\$ 922.975	-R\$ 4.425.039,0
3	2.092.559,2	0,78	R\$ 1.631.082	-460.105,6	-	R\$ 1.170.976,3	R\$ 878.334	-R\$ 3.546.705,2
4	2.071.633,6	0,82	R\$ 1.695.510	-469.307,7	-	R\$ 1.226.201,9	R\$ 835.688	-R\$ 2.711.017,7
5	2.050.917,3	0,86	R\$ 1.762.482	-478.693,9	-	R\$ 1.283.788,4	R\$ 794.961	-R\$ 1.916.056,5
6	2.030.408,1	0,90	R\$ 1.832.100	-488.267,8	-	R\$ 1.343.832,6	R\$ 756.081	-R\$ 1.159.975,9
7	2.010.104,0	0,95	R\$ 1.904.468	-498.033,1	-	R\$ 1.406.435,2	R\$ 718.974	-R\$ 441.001,9
8	1.990.003,0	0,99	R\$ 1.979.695	-507.993,8	-	R\$ 1.471.701,0	R\$ 683.571	R\$ 242.568,9
9	1.970.103,0	1,04	R\$ 2.057.893	-518.153,7	-	R\$ 1.539.739,1	R\$ 649.803	R\$ 892.371,6
10	1.950.401,9	1,10	R\$ 2.139.179	-528.516,7	-R\$ 281.579,92	R\$ 1.329.082,8	R\$ 509.632	R\$ 1.402.004,0
11	1.930.897,9	1,15	R\$ 2.223.677	-539.087,1	-	R\$ 1.684.590,0	R\$ 586.907	R\$ 1.988.911,4
12	1.911.588,9	1,21	R\$ 2.311.512	-549.868,8	-	R\$ 1.761.643,5	R\$ 557.653	R\$ 2.546.564,3
13	1.892.473,0	1,27	R\$ 2.402.817	-560.866,2	-	R\$ 1.841.950,9	R\$ 529.779	R\$ 3.076.342,9
14	1.873.548,3	1,33	R\$ 2.497.728	-572.083,5	-	R\$ 1.925.644,8	R\$ 503.226	R\$ 3.579.568,9
15	1.854.812,8	1,40	R\$ 2.596.389	-583.525,2	-	R\$ 2.012.863,4	R\$ 477.938	R\$ 4.057.507,0
16	1.836.264,7	1,47	R\$ 2.698.946	-595.195,7	-	R\$ 2.103.750,3	R\$ 453.860	R\$ 4.511.367,2
17	1.817.902,1	1,54	R\$ 2.805.554	-607.099,6	-	R\$ 2.198.454,7	R\$ 430.939	R\$ 4.942.306,2
18	1.799.723,0	1,62	R\$ 2.916.374	-619.241,6	-	R\$ 2.297.132,1	R\$ 409.124	R\$ 5.351.430,1
19	1.781.725,8	1,70	R\$ 3.031.570	-631.626,4	-	R\$ 2.399.944,1	R\$ 388.365	R\$ 5.739.795,5
20	1.763.908,5	1,79	R\$ 3.151.317	-644.258,9	-R\$ 281.579,92	R\$ 2.225.478,6	R\$ 327.215	R\$ 6.067.010,5
21	1.746.269,5	1,88	R\$ 3.275.795	-657.144,1	-	R\$ 2.618.650,4	R\$ 349.831	R\$ 6.416.841,1
22	1.728.806,8	1,97	R\$ 3.405.188	-670.287,0	-	R\$ 2.734.901,4	R\$ 331.965	R\$ 6.748.806,3
23	1.711.518,7	2,07	R\$ 3.539.693	-683.692,7	-	R\$ 2.856.000,6	R\$ 314.978	R\$ 7.063.783,8
24	1.694.403,5	2,17	R\$ 3.679.511	-697.366,6	-	R\$ 2.982.144,7	R\$ 298.827	R\$ 7.362.611,3
25	1.677.459,5	2,28	R\$ 3.824.852	-711.313,9	-	R\$ 3.113.538,0	R\$ 283.476	R\$ 7.646.087,4

3.3 VALOR PRESENTE LÍQUIDO

O Valor Presente Líquido é um índice financeiro que traz para a data atual todos os fluxos de caixa e soma ao valor de investimento, usando como taxa de desconto TMA, já definida. Como indicado na Tabela 32, a implantação do sistema fotovoltaico de 1 MWp na instituição, já traria retorno financeiro no decorrer do sétimo ano.

Tabela 32 : Fluxo de caixa. Fonte:Autor.

Ano	FLUXO DE CAIXA	VPL Descontado	Fluxo de Caixa Projeto
0			-R\$ 6.317.702,2
1	R\$ 1.067.238,8	R\$ 988.184	-R\$ 5.329.518,1
2	R\$ 1.118.018,4	R\$ 958.521	-R\$ 4.370.997,5
3	R\$ 1.170.976,3	R\$ 929.559	-R\$ 3.441.438,8
4	R\$ 1.226.201,9	R\$ 901.295	-R\$ 2.540.143,8
5	R\$ 1.283.788,4	R\$ 873.725	-R\$ 1.666.419,0
6	R\$ 1.343.832,6	R\$ 846.842	-R\$ 819.576,5
7	R\$ 1.406.435,2	R\$ 820.641	R\$ 1.064,9
8	R\$ 1.471.701,0	R\$ 795.114	R\$ 796.179,1
9	R\$ 1.539.739,1	R\$ 770.253	R\$ 1.566.432,0
10	R\$ 1.329.082,8	R\$ 615.623	R\$ 2.182.054,5
11	R\$ 1.684.590,0	R\$ 722.492	R\$ 2.904.546,3
12	R\$ 1.761.643,5	R\$ 699.573	R\$ 3.604.119,2
13	R\$ 1.841.950,9	R\$ 677.282	R\$ 4.281.400,7
14	R\$ 1.925.644,8	R\$ 655.607	R\$ 4.937.007,7
15	R\$ 2.012.863,4	R\$ 634.538	R\$ 5.571.546,2
16	R\$ 2.103.750,3	R\$ 614.065	R\$ 6.185.610,9
17	R\$ 2.198.454,7	R\$ 594.174	R\$ 6.779.784,9
18	R\$ 2.297.132,1	R\$ 574.855	R\$ 7.354.640,0
19	R\$ 2.399.944,1	R\$ 556.096	R\$ 7.910.736,0
20	R\$ 2.225.478,6	R\$ 477.472	R\$ 8.388.208,5
21	R\$ 2.618.650,4	R\$ 520.210	R\$ 8.908.418,4
22	R\$ 2.734.901,4	R\$ 503.059	R\$ 9.411.477,6
23	R\$ 2.856.000,6	R\$ 486.421	R\$ 9.897.898,1
24	R\$ 2.982.144,7	R\$ 470.282	R\$ 10.368.180,4
25	R\$ 3.113.538,0	R\$ 454.632	R\$ 10.822.812,7

3.4 ANÁLISE DA VIABILIDADE

A Tabela 33 apresenta as análises de viabilidade estudadas para o presente projeto. Apesar do elevado investimento, a taxa interna de retorno (TIR) de 21% e *pay-back* descontado de 08 anos mostram um empreendimento atrativo e viável do ponto de vista financeiro.

Tabela 33: Análise de viabilidade do projeto.

VPL	R\$ 10.822.812,7
TIR	21%
PAYBACK DESCONTADO	08 anos

4- Projeto Elétrico

Este capítulo tem objetivo de apresentar o sistema elétrico desenvolvido durante capítulos anteriores, mostrando as ligações dos componentes.

Com o objetivo de simplificar e generalizar o entendimento dos projetos elétricos fotovoltaicos, símbolos gráficos são utilizados para representar os diversos componentes destes sistemas. Toda planta elétrica deve conter: margem, conforme norma; etiqueta com todas as identificações do proprietário e informações básicas; legenda com a simbologia e especificação técnica; esquema unifilar ou multifilar, quando aplicável; detalhes de montagem, quando necessário; e especificação dos componentes elétricos

4.1 PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR

A *Figura 15* apresenta o diagrama unifilar da instalação elétrica trifásico (3F+N) com tensão fase-fase (ou de linha) de 13,8 kV eficaz. Uma usina solar fotovoltaica é conectada à esta UC, de onde as seguintes características elétricas do sistema podem ser enumeradas:

- ✓ Disjuntor trifásico CA de 630 A do padrão de entrada;
- ✓ Carga instalada existente na unidade consumidora de 1000 kW;
- ✓ Condutores CA fase de bitola 35 mm² isolamento XLPE 500 V, no padrão de entrada;
- ✓ Medidor de energia bidirecional;
- ✓ Dispositivo de proteção contra surtos de 175 V (fase-terra), classe 2, corrente nominal (corrente projetada, na qual é capaz de desviar para o aterramento de proteção) de 20 kA;
- ✓ Condutores CA fase de bitola 70 mm², isolamento XLPE 1kV (conecta a saída CA do inversor ao quadro geral da instalação);
- ✓ Disjuntor CA de 1600 A no lado CA no QGBT;
- ✓ Condutores CC polos positivo e negativo de bitola 150 mm², isolamento XLPE 1,8 kV (conecta o arranjo FV à entrada CC do inversor);
- ✓ Dispositivo de seccionamento CC de 315 A, tensão máxima de 1500 V de isolamento no lado CC da string box;
- ✓ Dispositivo de proteção contra surtos CC de 1500 V, classe 2, corrente nominal (corrente projetada, na qual é capaz de desviar para o aterramento de proteção) de 20 kA;
- ✓ Inversor FV 125 kW CA, 600V CA, e faixa de operação CC 860-1450V, com 1 MPPTs;

- ✓ Módulos fotovoltaicos 540 Wp dispostos em 10 strings de 30 módulos FV cada, totalizando 1,29 MWp de potência cc instalada.

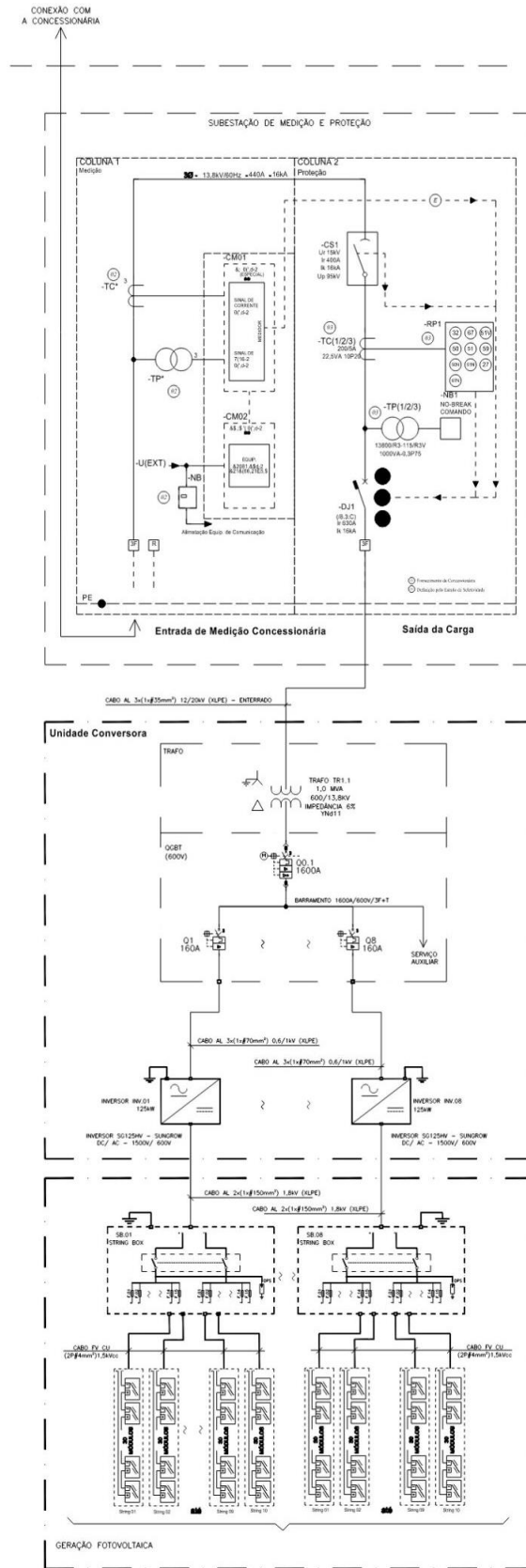


Figura 15: Diagrama unifilar da usina solar fotovoltaica.

Para uma melhor visualização foi dividido em parte o diagrama unifilar, conforme Figuras 16, 17 e 18.

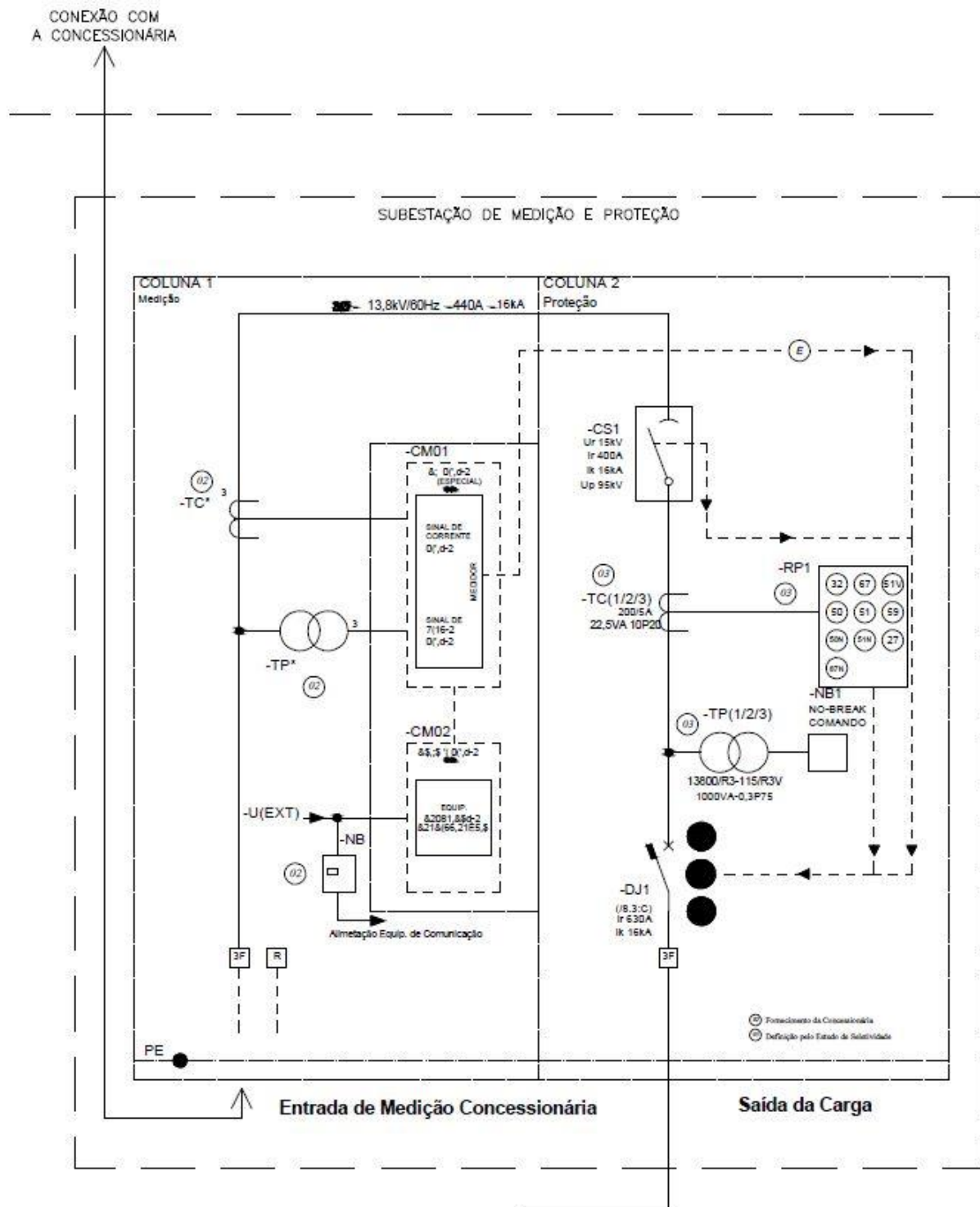


Figura 16: Diagrama unifilar cubículo de MT. Fonte: Autor.

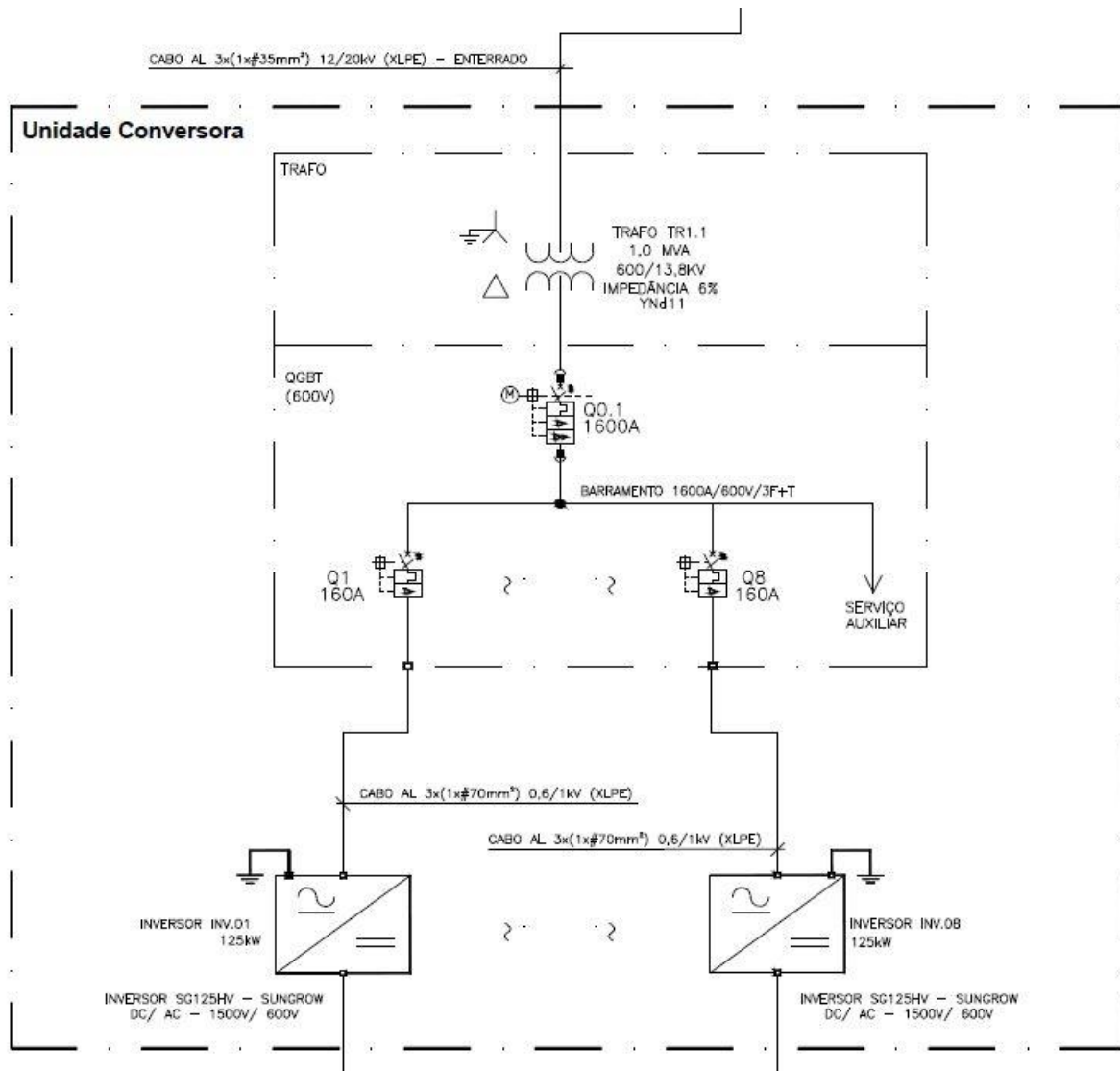


Figura 17: Diagrama unifilar unidade conversora (SKID).Fonte:Autor.

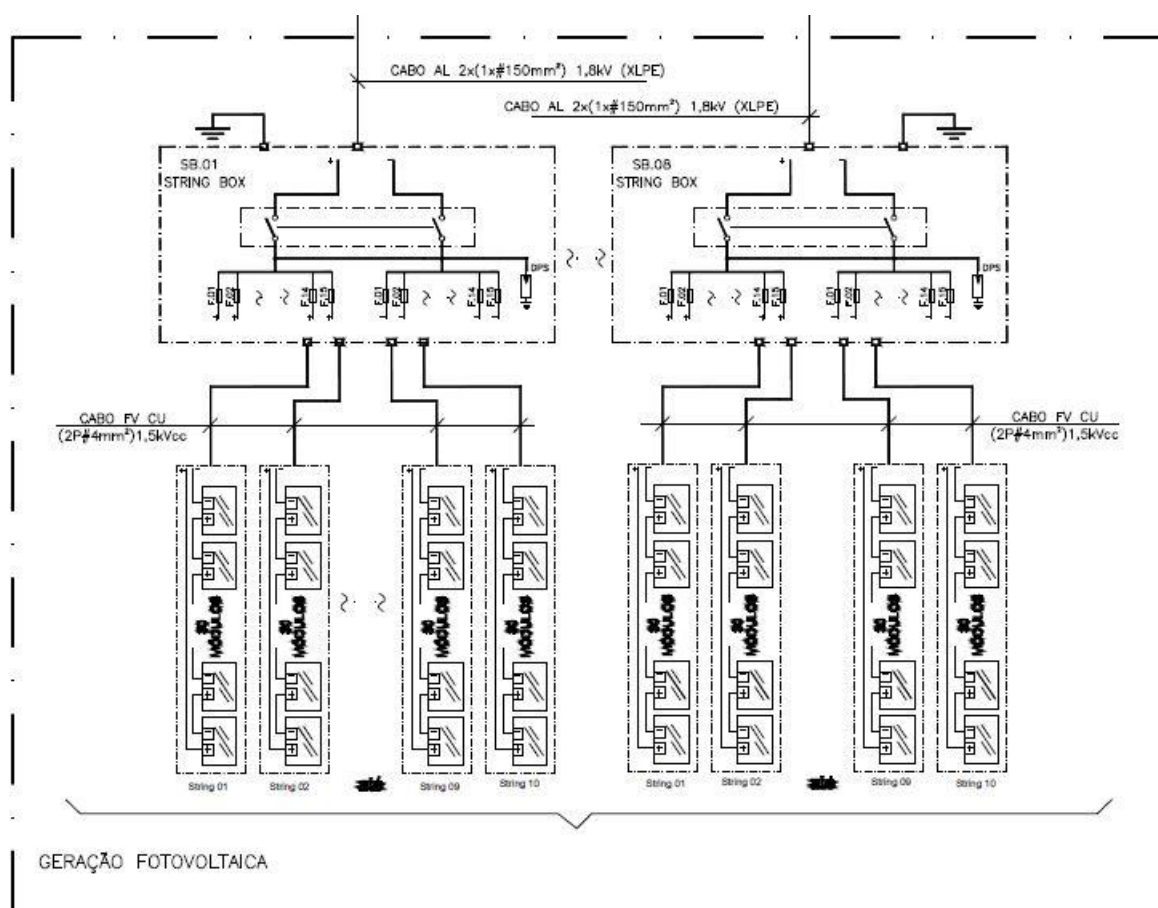


Figura 18: Diagrama unifilar geradores fotovoltaicos. Fonte: Autor.

4.2 MEMORIAL DESCRITIVO

O memorial descritivo é um documento elaborado antes de efetuar a instalação da usina solar fotovoltaica, na qual as informações do projeto devem estar descritas de forma detalhada e aprofundada. O objetivo, portanto, consiste em descrever os componentes presentes no sistema de microgeração ou minigeração de energia solar fotovoltaica em uma unidade consumidora de pessoa física. Os seguintes itens devem ser abordados neste documento:

- ✓ Dados do projetista, devidamente registrado no Conselho Federal de Engenharia e Agronomia (CREA), e da empresa responsável pelo projeto (se aplicável);
- ✓ Dados do titular da unidade consumidora e localização da UC (coordenadas geográficas, número da instalação, classe e característica de atendimento). O tipo de atividade desenvolvido na UC também é exigido, isto é, se é uma residência, escritório, escola, comércio, zona rural ou industrial, granja ou outra atividade econômica. O histórico ou média anual de consumo da UC pode ser anexado, em kWh/mês;

- ✓ Se o cliente enquadrar no fornecimento de MT, a demanda contratada e forma de atendimento devem ser anexadas;
- ✓ Descrição detalhada técnica dos módulos fotovoltaicos, inversores, estruturas de fixação, dispositivo de proteção, aterramento e outros componentes pertinentes;
- ✓ Previsão da produção energética da usina solar fotovoltaica anual;
- ✓ Anexos: folha de dados dos módulos fotovoltaicos, inversores, certificação de conformidade do inversor, formulário de solicitação de acesso, projeto elétrico e ART.

5- Conclusão

Por meio deste projeto, realizou-se todo o dimensionamento e o processo de análise de viabilidade econômico-financeira para a implantação de uma usina fotovoltaica de 1 MWp no município de Pirapora/MG.

O projeto em questão mostra a viabilidade econômica da implantação da usina solar fotovoltaica no sistema de compensação (créditos de energia) e no formato de geração compartilhada de consumidores.

O resultado nos demonstrou ser uma alternativa de investimento viável, com uma taxa interna de retorno de 21% a.a. e pay-back descontado de 8 anos, justificando o elevado investimento inicial com um rápido retorno.

6- Referências Bibliográficas

- [1] Greener, “ESTUDO ESTRATÉGICO MERCADO FOTOVOLTAICO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA,” 2019.
- [2] ANEEL, [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/prodist>.
- [3] SistemaOCB, “Formação de Cooperativas de Geração Distribuída,” 2017. [Online]. Available: <http://www.cbgd.com.br/2017/AUDA2610/Marco%20Morato%20%20OCB.pdf>. [Acesso em 09 12 2018].
- [4] CEMIG. [Online]. Available: <http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/corporativo/Paginas/manual-solicitacao-acesso.aspx>. [Acesso em 05 09 2018].
- [5] Wladimir, “WR | Prates,” 2016. [Online]. Available: https://www.wrprates.com/o-que-e-vpl-valor-presente-liquido/#Formula_do_VPL. [Acesso em 02 09 2018].
- [6] J. Mamede, Instalações Elétricas Industriais, 8ª ed., São Paulo: LTC, 2010.
- [7] ANEEL, “<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>,” [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/a-aneel>.
- [8] B. M. Hickel, E. M. Deschamps, L. R. Nascimento, R. Ruther e G. C. Simões, “ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO ACÚMULO DE SUJEIRA SOBRE DIFERENTES TECNOLOGIAS DE MÓDULOS FV: REVISÃO E MEDIÇÕES DE CAMPO,” *Congresso Brasileiro de Energia Solar*, nº VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2016.
- [9] M. G. Villalva e J. R. Gazoli, Energia Solar Fotovoltaica Conceitos e Aplicações Sistemas Isolados e Conectados à Rede., São Paulo: Érica, 2012.
- [10] “HiKu_CS3W-MS_(1000V & 1500V)_EN - Canadian Solar,” Canadian Solar Inc, [Online]. Available: www.canadiansolar.com. [Acesso em 14 01 2021].
- [11] J. T. Pinho e M. A. Galdino, Manual de Engenharia Para Sistema Fotovoltaicos, Rio de Janeiro: Eletrobras, 2014.
- [12] Sungrow, “SG125HV,” [Online]. Available: <https://br.sungrowpower.com/>. [Acesso em 14 01 2021].
- [13] “Conector MC4,” Neosolar Energia, [Online]. Available: <http://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/conector-mc4>. [Acesso em 16 01 2022].
- [14] G. -. UFV, “ESTIMATE”. Viçosa/MG.
- [15] Sindustrial SKID, Sindustrial, [Online]. Available: <https://galienergia.com.br/solucoes-fotovoltaicas>. [Acesso em 16 01 2022].

7- Anexos

SUNGROW

SG125HV

String Inverter for 1500 Vdc System



High Yield

- Patent five-level topology, max. efficiency 98.9 %, European efficiency 98.7 %, CEG efficiency 98.5 %
- Full power operation without derating at 50 °C



Easy O&M

- Virtual central solution, easy for O&M
- Compact design and light weight for easy installation



Saved Investment

- DC 1500 V, AC 600 V, low system initial investment
- 1 to 5 MW power block design for lower MV transformer and labor cost
- Max. DC/AC ratio up to 1.5



Grid Support

- Compliance with both IEC and UL safety, EMC and grid support regulations
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

Circuit Diagram

Efficiency Curve



SG125HV

Input (DC)

	SG125HV
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	860 V / 920 V
Nominal input voltage	1050 V
MPP voltage range	860 – 1450 V
MPP voltage range for nominal power	860 – 1250 V
No. of independent MPP inputs	1
No. of DC inputs	1
Max. PV input current	148 A
Max. DC short-circuit current	240 A

Output (AC)

Nominal AC power (at 50 °C)	125000 W
Max. AC output power at PF=1 (at 50 °C)	125000 W
Max. AC apparent power (at 50 °C)	125000 VA
Max. AC output current	120 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 600 V
AC voltage range	480 – 690 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3

Efficiency

Max. efficiency / Euro. efficiency / GEG efficiency	98.9 % / 98.7 % / 98.5 %
---	--------------------------

Protection

DC reverse connection protection	Yes
AC short-circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AG Type II

General Data

Dimensions (W*H*D)	670*890*296 mm 26.4***35.0**11.7"
Weight	72 kg 158.7 lb
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP65
Night power consumption	< 4 W
Operating ambient temperature range	-25 to 60 °C (> 50 °C derating) -13 to 140 °F (> 122 °F derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating) 13123 ft (> 9843 ft derating)
Display / Communication	LED, Bluetooth+APP / RS485
DC connection type	OT or DT terminal (Max. 185 mm ²)
AC connection type	OT or DT terminal (Max. 185 mm ²)
Compliance	CE, IEC 62109-1/-2, IEC 61000-6-2/-4, IEC 61727, IEC 62116, IEC 61000-3-11/-12, UL 1741, UL 1741 5A, IEEE 1547, IEEE 1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001 and California Rule 21
Grid support	LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control
Type designation	SG125HV-10

www.jinkosolar.com



Bifacial HC
72M 520-540 Watt
MONOCRYSTALLINE MODULE

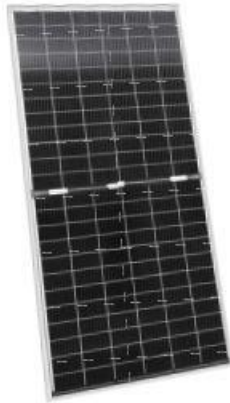
Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018 certified factory.


IEC61215, IEC61730, certified products.


TIGER Pro








KEY FEATURES


- 

Multi Busbar Solar Cell
MBB solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- 

PID Resistance
Excellent Anti-PID performance guarantees limited power degradation for mass production.
- 

Higher Lifetime Power Yield:
0.45% annual power degradation
30 year linear power warranty
- 

Light-weight design:
Light-weight design using transparent backsheets for easy installation and low BOS cost.
- 

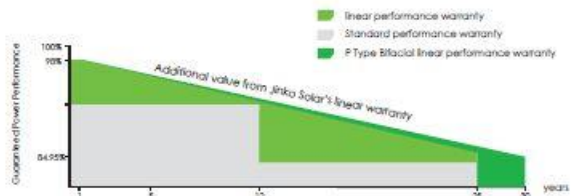
Higher power output:
Module power increases 5-25% generally (per different reflective condition) lower LCOE and higher IRR
- 

Better low-light performance:
Excellent performance in low-light environments (e.g. early morning, dusk, and cloud, etc.)

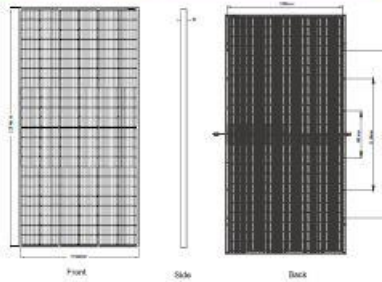


LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

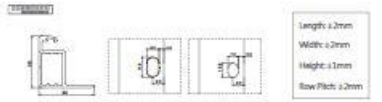
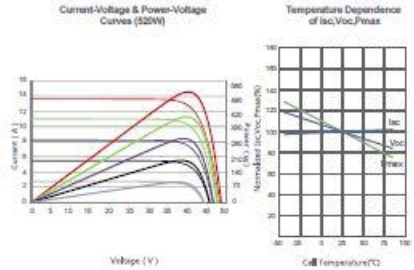
12 Year Product Warranty + 30 Year Linear Power Warranty
0.45% Annual Degradation Over 30 years



Engineering Drawings



Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6x24)
Dimensions	2274x1134x35mm (89.53x44.65x1.38 inch)
Weight	29.4 kg (64.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm ² (+) 290mm, (-) 145 mm or Customized Length

Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)
31pcs/pallets, 62pcs/stack, 620pcs/ 40'HQ Container

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM520M-72HL4-TV		JKM525M-72HL4-TV		JKM530M-72HL4-TV		JKM535M-72HL4-TV		JKM540M-72HL4-TV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	520Wp	387Wp	525Wp	391Wp	530Wp	394Wp	535Wp	398Wp	540Wp	402Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.22V	37.42V	40.36V	37.56V	40.49V	37.70V	40.63V	37.84V	40.76V	37.97V
Maximum Power Current (Imp)	12.95A	10.34A	13.01A	10.40A	13.09A	10.46A	13.17A	10.52A	13.25A	10.58A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.72V	45.99V	48.86V	46.12V	48.99V	46.24V	49.13V	46.37V	49.26V	46.50V
Short-circuit Current (Isc)	13.61A	10.99A	13.68A	11.06A	13.77A	11.12A	13.85A	11.19A	13.93A	11.25A
Module Efficiency STC (%)	20.17%		20.36%		20.55%		20.75%		20.94%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.36%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	70±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		546Wp	551Wp	557Wp	562Wp	567Wp
5%	Maximum Power (Pmax)	546Wp	551Wp	557Wp	562Wp	567Wp
	Module Efficiency STC (%)	21.17%	21.38%	21.58%	21.78%	21.99%
15%	Maximum Power (Pmax)	598Wp	604Wp	610Wp	615Wp	621Wp
	Module Efficiency STC (%)	23.19%	23.41%	23.64%	23.86%	24.08%
25%	Maximum Power (Pmax)	650Wp	656Wp	663Wp	669Wp	675Wp
	Module Efficiency STC (%)	25.21%	25.45%	25.69%	25.93%	26.18%

*STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 🌡 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5
 NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 🌡 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌪 Wind Speed 1m/s
 • Power measurement tolerance: ± 3%

©2020 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.
 Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. JKMS2D-S40M-72HL4-TV-A1-EN

OVR PV T2 40-1500 P TS QS BULK



General Information

Extended Product Type:	OVR PV T2 40-1500 P TS QS BULK
Product ID:	2CTB804153Z2700
EAN:	3660308527301
Catalog Description:	OVR PV T2 40-1500 P TS QS BULK
Long Description:	OVR PV T2 40-1500 P TS QS BULK

Categories

Products » Low Voltage Products and Systems » Modular DIN Rail Products » Surge Protective Devices SPDs » Surge Protective Devices SPD Class II

Ordering

Product Main Type:	T2
EAN:	3660308527301
Minimum Order Quantity:	30 piece
Customs Tariff Number:	85363090

Technical

Number of Protected Poles:	2
Standards:	EN 50539-11/UL14419 Ed4
Version:	Plug-in
Discharge Current (I):	Nominal 20 kA Maximum 40 kA
Impulse Current:	I(imp) 10 / 350 µs 2 kA I(total) 10 / 350 µs 4 kA
Product Name:	Surge Protective Devices

Dimensions

Product Net Width:	53.4 mm
Product Net Depth:	64.8 mm
Product Net Height:	95 mm
Product Net Weight:	0.455 kg

Container Information

Package Level 1 Units:	1 piece
Package Level 1 Width:	117 mm
Package Level 1 Length:	25 mm
Package Level 1 Height:	82 mm
Package Level 1 Gross Weight:	70 g
Package Level 1 EAN:	3660308527301

Certificates and Declarations (Document Number)

UL Certificate:	E322885
Data Sheet, Technical Information:	N

Classifications

ETIM 4:	EC001457 - Combined arrester for power supply systems
ETIM 5:	EC001457 - Combined arrester for power supply systems





Características gerais dos disjuntores fixos com comando lateral à direita (12 - 17,5 - 24 kV)

Disjuntor		HD4/RE 12	HD4/RE 17	HD4/RE 24
Normas	IEC 62271-100	•	•	•
Tensão nominal	Ur [kV]	12	17,5	24
Tensão nominal de isolamento	Us [kV]	12	17,5	24
Tensão suportável a 50 Hz	Ud (1 min.) [kV]	28	38	50
Tensão de impulso suportável	Up [kV]	75	95	125
Frequência nominal	fr [Hz]	50-60	50-60	50-60
Corrente térmica nominal (40 °C)	Ir [A]	630	630	630
Capacidade de interrupção nominal (corrente nominal simétrica de curto-circuito)	Isc [kA]	12,5	12,5	12,5
		16	16	16
Corrente nominal suportável de curta duração (1 s)	Ik [kA]	12,5	12,5	12,5
		16	16	16
Capacidade de fechamento	Ip [kA]	31,5	31,5	31,5
		40	40	40
Sequência de operações	[O - 3m - CO - 3m - CO]	•	•	•
Classe mecânica	M1 - 2.000 CO	•	•	•
Classe elétrica	E1	•	•	•
Duração de abertura	[ms]	77	77	77
Duração do arco	[ms]	10...15	10...15	10...15
Duração total de interrupção	[ms]	87...92	87...92	87...92
Duração de fechamento	[ms]	50	50	50
Dimensões (máximas)	H [mm]	764,5	764,5	764,5
	L [mm]	321	321	321
	P [mm]	1049	1049	1049
	Distância entre os polos [mm]	230	230	230
Peso ²⁾		74	74	74
Pressão absoluta do gás (valor nominal de serviço)	[kPa]	380	380	380
Aplicação do dispositivo de proteção PR521	In [A]		aplicação não disponível	
Aplicação do dispositivo de proteção REF 601	In [A]	• ⁽¹⁾	• ⁽¹⁾	• ⁽¹⁾
Quadro normalizado das dimensões		1VCD000207	1VCD000207	1VCD000207
Esquema elétrico	sem dispositivo de proteção instalado	1VCD400150	1VCD400150	1VCD400150
	com REF 601	1VCD400150	1VCD400150	1VCD400150
Temperatura de funcionamento	[°C]	- 5 ... + 40	- 5 ... + 40	- 5 ... + 40
Tropicalização	IEC: 60068-2-30, 60721-2-1	•	•	•
Compatibilidade eletromagnética	IEC 62271-1	•	•	•



OTDC315EV12



General Information

Extended Product Type:	OTDC315EV12
Product ID:	1SCA132258R1001
EAN:	6417019614113
Catalog Description:	OTDC315EV12 DC Switch-disconnector
Long Description:	Including terminal bolt kit. Handle and shaft have to be ordered separately

Categories

Products » Low Voltage Products and Systems » Switches » Cam Switches

Ordering

EAN:	6417019614113
Minimum Order Quantity:	1 piece
Customs Tariff Number:	85365080

Dimensions

Product Net Width:	266 mm
Product Net Height:	227 mm
Product Net Depth:	105 mm
Product Net Weight:	4,7 kg

Container Information

Package Level 1 Units:	1 piece
Package Level 1 Width:	243 mm
Package Level 1 Height:	143 mm
Package Level 1 Length:	432 mm
Package Level 1 Gross Weight:	5,1 kg
Package Level 1 EAN:	6417019614113

Environmental

RoHS Status:	Planned to follow EU Directive 2002/95/EC August 18, 2005 and amendment after 2009 Q4
--------------	---

Additional Information

Conventional Thermal Current (I_{th}):	Fully Enclosed 315 A
Earthing Switch Type:	No Additional Type
Handle Type:	Handle and shaft not included
IIT Publishing Status:	Level 0 - Information enabled
Includes:	None
Mounting Type:	Normal
Number of Poles:	3
Operating Mode:	Front Operated
Pollution Degree:	3
Power Loss:	at Rated Operating Conditions per Pole 6 W
Product Main Type:	OTDC315
Product Name:	DC Switch-disconnector
Rated Impulse Withstand Voltage (U_{imp}):	12 kV
Rated Insulation Voltage (U_i):	1500 V
Rated Short-time Withstand Current (I_{cw}):	for 1 s 10 kilampere rms
Special Functions:	1500 V pre-connected
Standards:	IEC
Switches Operating Mechanism:	Mechanism Between the Poles
Terminal Type:	Lug terminals

Certificates and Declarations (Document Number)

Declaration of Conformity - CE:	1SCC301009K0201
Data Sheet, Technical Information:	1SCC301021Q0201

Classifications

ETIM 5:	EC000216 - Switch disconnector
---------	--------------------------------

Object Classification Code: Q



PRODUCT-DETAILS

E1.2N 1600 Ekip Dip LSI 3p F F**E1.2N 1600 Ekip Dip LSI 3p F F****Informações gerais**

Extended Product Type	E1.2N 1600 Ekip Dip LSI 3p F F
Product ID	1SDA070882R1
EAN	8015644747329
Catalog Description	E1.2N 1600 Ekip Dip LSI 3p F F
Long Description	C.BREAKER SACE EMAX2 E1.2N 1600 FIXED THREE-POLE WITH FRONT TERMINALS AND SOLID-STATE RELEASE IN AC EKIP/DIP-LSI R 1600 FITTED WITH: 4 AUXILIARY CONTACT AND C.BREAKER IN POSITION OPEN-CLOSED

Ordering

EAN	8015644747329
Minimum Order Quantity	1 piece
Customs Tariff Number	85362090

Dimensions

Product Net Width	210 mm
Product Net Height	296 mm
Product Net Depth / Length	183 mm
Product Net Weight	14 kg

Container Information

Package Level 1 Units	1 piece
Package Level 1 Width	270 mm
Package Level 1 Height	350 mm
Package Level 1 Depth / Length	330 mm
Package Level 1 Gross Weight	16 kg
Package Level 1 EAN	8015644747329

Environmental

RoHS Status Following EU Directive 2011/65/EU and Amendment 2015/863 July 22, 2019

Additional Information

Current Type	AC
Electrical Durability	Ue = < 440 V 3000 cycle Ue = 500 ... 690 V 6500 cycle 30 cycles per hour
Mechanical Durability	20000 cycle 60 cycles per hour
Number of Poles	3
Power Loss	201 W
Product Main Type	SACE Emax 2
Product Name	Air Circuit Breaker
Product Type	Air Circuit Breaker
Rated Service Short-Circuit Breaking Capacity, in % of Icu (Ics)	100 %
Rated Current (In)	1600 A
Rated Voltage (Ur)	690 V
Rated impulse Withstand Voltage (Uimp)	acc. to IEC 60947-2 12 kV
Rated insulation Voltage (Ui)	AC 1000 V
Rated Operational Voltage	690 V AC
Rated Service Short-Circuit Breaking Capacity (Ics)	(220 V AC) 66 kA (230 V AC) 66 kA (380 V AC) 66 kA (400 V AC) 50 kA (415 V AC) 50 kA (440 V AC) 50 kA (500 V AC) 50 kA (660 V AC) 50 kA (690 V AC) 50 kA
Rated Short-time Withstand Current Low Voltage (Icw)	for 1 s 50 kA for 3 s 30 kA
Rated Ultimate Short-Circuit Breaking Capacity (Icu)	(400 V AC) 66 kA (415 V AC) 66 kA (440 V AC) 66 kA (500 V AC) 50 kA (525 V AC) 50 kA (690 V AC) 50 kA
Rated Uninterrupted Current (Iu)	1600 A
Release	Ekip Dip LSI
Release Type	EL
Short-Circuit Performance Level	N

Standards	IEC
Sub-type	E1.2
Terminal Connection Type	Front
Version	F

Certificates and Declarations (Document Number)

Data Sheet, Technical Information	1SDC200023D0209
Declaration of Conformity - CE	9AKK106713A5546
Environmental Information	1SDL000197R0003
Instructions and Manuals	1SDH000999R0002
REACH Declaration	9AKK108466A1425
RoHS Information	9AKK108466A1424

Classifications

ETIM 4	EC000228 - Power circuit-breaker for trafo/generator/installation prot.
ETIM 5	EC000228 - Power circuit-breaker for trafo/generator/installation prot.
ETIM 6	EC000228 - Power circuit-breaker for trafo/generator/installation prot.
ETIM 7	EC000228 - Power circuit-breaker for trafo/generator/installation protection
Object Classification Code	Q
WEEE Category	5. Small Equipment (No External Dimension More Than 50 cm)

Categorias

Produtos e Sistemas de Baixa Tensão → Disjuntores → Disjuntores abertos → Emax 2





Coordenadoria de
Educação Aberta e a Distância