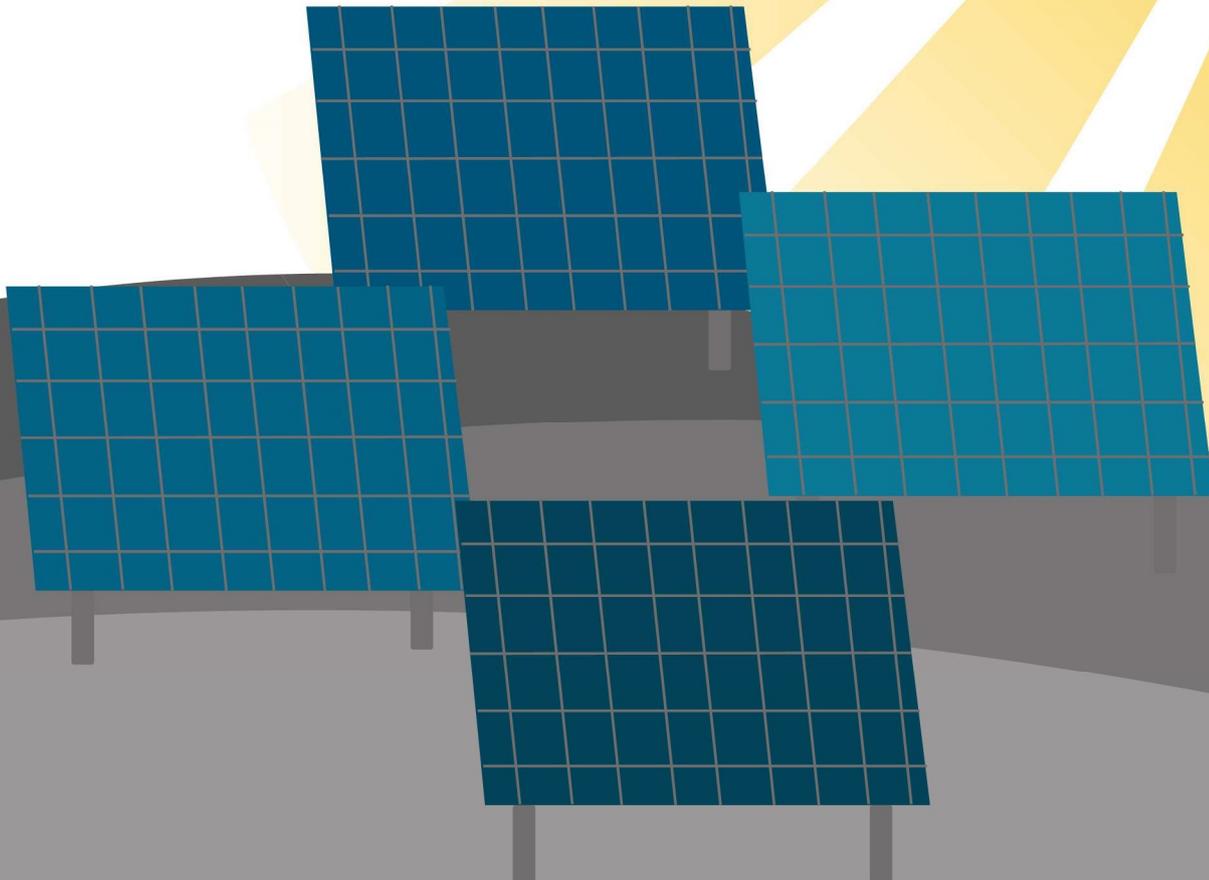


Universidade Federal de Viçosa - UFV
Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas - CCE
Departamento de Engenharia Elétrica - DEL



**Projeto de Sistema de Geração Fotovoltaica com
Potência de 1 MW**

ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Thalisson Glória de Almeida
ORIENTADOR: Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira

Viçosa, 04 de setembro de 2023.

Thalisson Glória de Almeida

PROJETO DE SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA COM POTÊNCIA DE 1MW

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. Dr. Heverton Augusto Pereira

Viçosa, 04 de setembro de 2023.

ATA DE APROVAÇÃO

Thalisson Glória de Almeida

PROJETO DE SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA COM POTÊNCIA DE 1MW

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 04 de Setembro de 2023.

Presidente e Orientador: Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira

Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: M. Sc. João Marcus Soares Callegari

Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: Eng. Otacílio Lotte Magalhães Junior

Universidade Federal de Viçosa

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho

Dedico este trabalho primeiramente a minha família, aos professores da Universidade Federal de Viçosa e a todos que contribuíram para o bom desenvolvimento deste.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por estar sempre presente proporcionando momentos inesquecíveis, pela saúde e por me dar coragem para concluir o curso de especialização.

À minha namorada Camilla, pelo incentivo, esforço e principalmente pelo apoio prestado quando precisei.

Ao meu orientador Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira por toda a dedicação e empenho na realização desse projeto.

RESUMO

Esta monografia apresenta o projeto executivo de um sistema de geração fotovoltaica com potência nominal de 1163Wp/1000kWca a ser instalado em uma chácara, localizada na cidade de Brazlândia-DF. O trabalho apresentou a metodologia de projeto de sistemas fotovoltaicos, demonstrando as etapas necessárias para sua elaboração, levando-se em conta as necessidades de geração de energia do empreendimento, o recurso solar disponível e as características físicas da instalação. A metodologia exposta foi aplicada ao caso em estudo, resultando no projeto executivo com a definição física do arranjo fotovoltaico e subarranjos, dimensionamento dos módulos, inversores fotovoltaicos e instalação elétrica com dimensionamento de cabos e dispositivos de manobra e proteção. O sistema foi projetado com potência nominal CC de 1163kWp e potência nominal CA de 1000kW, composto por 4 inversores com potência de 250kW, conectados a 2115 módulos com potência nominal de 550Wp cada.

Palavras-chave: Geração Fotovoltaica, Projeto Executivo, Recurso Solar.

Lista de Figuras

Figura 1- Localização da Unidade Consumidora	14
Figura 2 - Imagem do terreno da futura usina fotovoltaica.	15
Figura 3 - Gráfico de Irradiação Solar Diária Média Mensal – CRESESB.....	16
Figura 4 - Simulação ilustrativa da estrutura suporte com rastreamento solar a 1 eixo...	22
Figura 5 - Quadro de junção CC.	23
Figura 6 - Configuração da Estrutura de Geração Fotovoltaica	24
Figura 7 - Diagrama Unifilar Geral SE UFV 1MVA	26
Figura 8 - Transformador MT/BT de Potência WEG.....	27
Figura 9 - Relé de Média Tensão PEXTRON	27
Figura 10 - Dispositivos de Proteção Existentes no Circuito BZ-01	32
Figura 11 - Curva de Atuação da Tensão de Restrição Relé URP 6000	45
Figura 12 - Limites de Subtensão e Sobretensão do Sistema	47
Figura 13 - Diagrama Fasorial Função ANSI 67	49
Figura 14 - Diagrama Fasorial Função ANSI 67N	49
Figura 15 - Coordenograma Sobrecorrente de Fase (Relés UFV e Concessionária)	50
Figura 16 - Coordenograma Sobrecorrente de Fase (Relé UFV e Concessionária, Disjuntor BT UFV e Fusível HH).....	51
Figura 17 - Coordenograma Sobrecorrente de Neutro (Relés UFV e Concessionária)	52
Figura 18 - Simulação Curto-Trifásico e Sequência de Operação.....	53

Lista de Tabelas

Tabela 1: Coordenadas de Localização da Subestação.....	14
Tabela 2: Informação da UC.	15
Tabela 3: Dados de irradiação solar no plano inclinado - CRESESB	16
Tabela 4: Informação utilizadas para o dimensionamento dos Módulos FV da UFV	18
Tabela 5: Especificações Técnicas Inversor - SG125HV	20
Tabela 6: Arranjo dos módulos da UFV.....	20
Tabela 7: Seção dos Condutores de Aterramento – NBR 5410.....	25
Tabela 8: Especificações do Transformador de Potência - WEG.....	27
Tabela 9: Especificações do Relé de Proteção para Média Tensão	28
Tabela 10: Especificações do Disjuntor de Média Tensão	28
Tabela 11: Fonte de Tensão Auxiliar para o Relé de MT.....	28
Tabela 12: Especificações Mínimas para o TP Auxiliar.....	28
Tabela 13: Dados de Carregamento do Alimentador BZ01	29
Tabela 14: Dados de Capacidade do Alimentador BZ01	29
Tabela 15: Carregamento do Circuito com Demanda Nula e Geração Máxima	30
Tabela 16: Análise de Queda de Tensão - Circuito sem Operação do Sistema de GD	31
Tabela 17: Análise de Queda de Tensão - Circuito com Operação do Sistema de GD	31
Tabela 18: Dados de Curto-Circuito	32
Tabela 19: Parâmetros de Ajuste do Relé de Proteção do Alimentador BZ01	33
Tabela 20: Valores de Corrente de Magnetização para Transformadores.....	35
Tabela 21: Tempo de Máximo de Duração para Corrente ANSI Transformadores	36
Tabela 22: Especificações dos TC´s de Proteção.....	38
Tabela 23: Funções Mínimas de Proteção Exigidas pela Distribuidora	39
Tabela 24: Ajuste ANSI 50 Relé URP 6000 Pextron	40
Tabela 25: Ajuste ANSI 51 Relé URP 6000 Pextron	42
Tabela 26: Ajuste ANSI 50N Relé URP 6000 Pextron	43
Tabela 27: Ajuste ANSI 51N Relé URP 6000 Pextron	44
Tabela 28: Ajuste ANSI 51V Relé URP 6000 Pextron	46
Tabela 29: Ajuste ANSI 27 e 59 Relé URP 6000 Pextron	47
Tabela 30: Ajuste ANSI 81U e 81O - Relé URP 6000 Pextron	48
Tabela 31: Ajuste ANSI 67 e 67N Relé URP 6000 Pextron.....	50
Tabela 32: Sequência de Operação dos Dispositivos de Proteção Simulado no ETAP.....	52
Tabela 33: Cálculo do CAPEX do Projeto.....	54
Tabela 34: Fluxo de Caixa do Projeto em 20 anos.	56
Tabela 35: Indicadores Financeiros do Projeto	56

Lista de Abreviação

BT	BAIXA TENSÃO
LCOE	Custo Nivelado de energia (" <i>Levelized Cost of Energy</i> ")
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_{sfv}	Número de módulos FV por série fotovoltaica
$N_{inv,série}$	Número de séries FV permitidas
$N_{série}$	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
$P_{série}$	Potência nominal da série fotovoltaica
$P_{arranjo}$	Potência nominal do arranjo fotovoltaico
W_{modulo}	Produção de energia do módulo
T_{noct}	Temperatura operação nominal
$V_{cc,min}$	Tensão c.c. de partida
V_{oc}	Tensão de circuito aberto
V_{sec}	Tensão de isolamento
V_{mp}	Tensão de máxima potência
V_{dps}	Tensão máxima de operação contínua
V_{ca}	Tensão nominal de saída c.a. (RMS)

Sumário

1-	Análise do Local da Instalação	14
1.1	DADOS DA INSTALAÇÃO E LOCALIZAÇÃO	14
1.2	DISPONIBILIDADE DO RECURSO SOLAR	15
2-	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico	18
2.1	DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	18
2.2	DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES	19
2.3	ESTRUTURAS DE SUPORTE.....	21
2.4	DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO CC E CA	23
2.5	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CC.....	24
2.6	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CA.....	24
2.7	ATERRAMENTO	25
3-	Dimensionamento da Cabine Primária.....	26
3.1	SUBESTAÇÃO DE ENTRADA DE ENERGIA.....	26
3.2	ESTUDOS E CONDIÇÕES PARA CONEXÃO DA SUBESTAÇÃO PROJETADA.....	29
3.2.1	<i>ESTUDO E ANÁLISE DE CARREGAMENTO DO CIRCUITO DE DISTRIBUIÇÃO LOCAL</i>	<i>29</i>
3.2.2	<i>ESTUDO DE NÍVEL DE TENSÃO DO ALIMENTADOR</i>	<i>30</i>
3.2.3	<i>ESTUDO DE NÍVEL DE CURTO-CIRCUITO</i>	<i>32</i>
3.2.4	<i>ESTUDO DE PROTEÇÃO E SELETIVIDADE DO SISTEMA.....</i>	<i>33</i>
3.2.4.1	<i>CORRENTE DE DEMANDA DA UFV (IN).....</i>	<i>34</i>
3.2.4.2	<i>CORRENTE NOMINAL, DE MAGNETIZAÇÃO E PONTOS ANSI DO TRANSFORMADOR DA UFV</i>	<i>34</i>
3.2.4.3	<i>DIMENSIONAMENTO DOS TC'S DE PROTEÇÃO.....</i>	<i>36</i>
3.2.4.4	<i>AJUSTES DO RELÉ DE PROTEÇÃO.....</i>	<i>39</i>
3.2.4.5	<i>COORDENOGRAMAS DE SOBRECORRENTE.....</i>	<i>50</i>
4-	Análise de Viabilidade Econômica	54
4.1	ANÁLISE DE TÉCNICA E ECONÔMICA DE INVESTIMENTOS	54
4.2	PARÂMETROS FINANCEIROS E DE CAPACIDADE.....	55
4.3	FLUXO DE CAIXA.....	55
4.4	ANÁLISE DE VIABILIDADE.....	56
5-	Conclusão	58
	Anexo A – Projeto Subestação	59
	Anexo B – Formulário para Aferição da Proteção para Geração Distribuída.....	60

Anexo C – Configurações e Simulação ETAP..... 63
Anexo D – Coordenogramas 67
6- Referências Bibliográficas..... 70

1-Análise do Local da Instalação

Esse capítulo objetiva a análise do local de instalação de uma usina fotovoltaica (UFV), enquadrada no âmbito da minigeração distribuída. Será apresentada a capacidade de aproveitamento da irradiação solar disponível na localidade para geração solar fotovoltaica.

A usina será construída em uma chácara no interior de Brasília – DF em que será concebida a compensação de energia elétrica em forma de geração compartilhada.

1.1 DADOS DA INSTALAÇÃO E LOCALIZAÇÃO

A subestação particular estará localizada no endereço Rodovia DF-430 km 09, Núcleo Rural Alexandre Gusmão, lote 117, gleba 02, na região administrativa de Brazlândia, Distrito Federal. A tabela 1, apresenta as coordenadas para localização da subestação.

Tabela 1: Coordenadas de Localização da Subestação.

Coordenadas Geográficas	
Latitude	15°40'13.59"S
Longitude	48°6'47.86"O
UTM - X	809.467,2679m E
UTM - Y	8.265.411,9267m S
Zona	22L
Altitude	1175m

A Figura 1, apresenta o local onde será construída o futuro parque fotovoltaico.

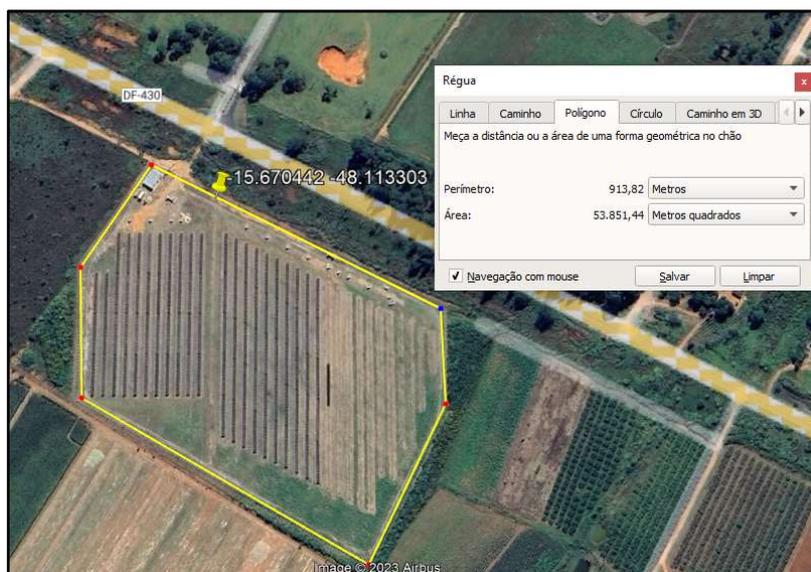


Figura 1- Localização da Unidade Consumidora

Observa-se que o terreno tem uma elevação com inclinação máxima de 16% no sentido noroeste e inclinação média de 9%. A área é fértil, mas não possui vegetação significativa, crescendo arbustos no período de chuvas, de novembro a março. Serão necessários ensaios físico-químicos do terreno, assim como testes mecânicos específicos (testes de tração ou “pull-out”) para determinação do tipo e profundidade do sistema de fixação das estruturas suporte.



Figura 2 - Imagem do terreno da futura usina fotovoltaica.

A tabela 2 apresenta as características da nova unidade consumidora.

Tabela 2: Informação da UC.

Unidade Consumidora	
Concessionária de energia	Neoenergia Distribuição Brasília
Cidade	Brazlândia/DF
Classe	Comercial
Subclasse	Comercial
Modalidade tarifária	A4 Verde
Demanda contratada	1000 kW
Horário de ponta	17 às 20h
Tensão de fornecimento	13,8 kV
Tipo de ramal de entrada	Subterrâneo
Área do Terreno	53851,44 [m ²]

1.2 DISPONIBILIDADE DO RECURSO SOLAR

A localização da chácara, conforme dito anteriormente, é na cidade de Brazlândia – Distrito Federal. Além disso, será necessária à instalação de uma estrutura metálica para sustentação do conjunto de módulos fotovoltaicos. A estrutura suporte possuirá a capacidade de rastreamento solar sobre um eixo N-S onde serão fixados os módulos fotovoltaicos. Portanto, como a instalação será em solo e tem-se a liberdade da escolha da orientação, foi definido que a

usina inicialmente estará em posição para o norte geográfico e sendo considerada a inclinação igual a latitude sem existência de sombreamento.

Assim, utilizando-se das coordenadas geográficas (Tabela 1), foi obtida a radiação solar média da localidade no valor de 5,24 [kWh/m².dia], conforme apresentado na tabela 3 e figura 2 abaixo:

Tabela 3: Dados de radiação solar no plano inclinado – CRESESB

Radiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]		
Mês	Plano Horizontal	Ângulo Igual a Latitude
Jan	5,35	4,95
Fev	5,56	5,33
Mar	5,01	5,05
Abr	4,94	5,32
Mai	4,86	5,59
Jun	4,76	5,68
Jul	4,97	5,86
Ago	5,9	6,62
Set	5,67	5,88
Out	5,49	5,34
Nov	5,05	4,72
Dez	5,35	4,9
Média	5,24	5,44

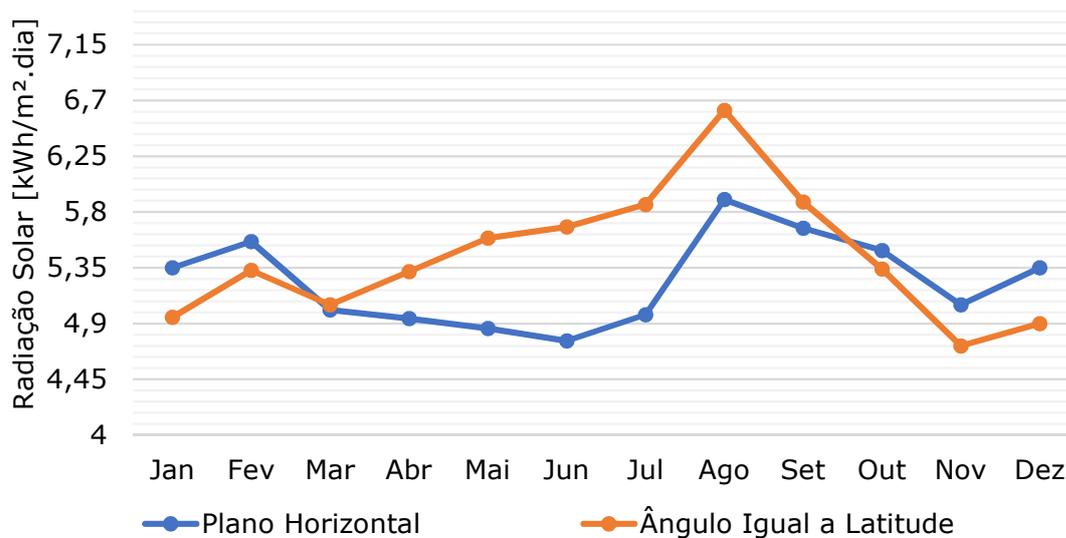


Figura 3 - Gráfico de Radiação Solar Diária Média Mensal – CRESESB.

Considerando que a unidade é nova, não há uma conta de energia vinculada, portanto, foi realizado a estimativa de geração considerando-se a potência instalada de 1.000 kW, conforme equação abaixo (1):

$$E_g = P_t \times HSP \times PR \quad (1)$$

Onde:

E_g = Energia Gerada (kWh/dia)

P_t = Potência Instalada (no caso, usina de 1MW)

HSP = Irradiação Média Diária (intensidade total diária incidente sobre a superfície, em Wh/m²)

PR = Taxa de Desempenho (86%)

$$E_g = 1MW \times 5,24 \times 0,86 \quad (2)$$

$$E_g = 4506,4 kWh/dia \quad (3)$$

2-Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

Este capítulo tem por objetivo apresentar o dimensionamento do sistema fotovoltaico. Portanto, será apresentada uma descrição da solução construtiva adotada para implantação de uma subestação individual abrigada de 1 MVA de potência instalada para atendimento de uma nova unidade consumidora com um sistema de minigeração fotovoltaica de 1.163 kWp de potência de módulos fotovoltaicos, conectada a um transformador de 1 MVA, sobre estruturas com rastreamento sobre terreno.

2.1 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Atualmente existem diversos tipos de módulos fotovoltaicos no mercado, foi pesquisado alguns que apresentam certo destaque pelo seu custo benefício, o modelo escolhido foi o Canadian CS6W-550MS, esse módulo fotovoltaico possui 550 Wp de potência, é um módulo amplamente utilizado no mercado nacional e tem garantia de 12 anos para defeitos de fabricação, além de 25 anos para uma eficiência menor que 80%. Na Tabela 4, é apresentado as principais informações do produto utilizado durante o dimensionamento.

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

Dados Técnicos	Especificação e Valores
Fabricante	Canadian Solar
Modelo	CS6W-550MS (1500V)
Tecnologia	Monocristalino
Potência	550 Wp
Corrente de Curto-Circuito (I_{sc})	14,00 A
Tensão de Circuito Aberto (V_{oc})	49,6 V
Tensão de Máxima Potência (V_{mp})	41,70 V
Corrente de Máxima Potência (I_{mp})	13,20 A
Eficiência do Módulo (n_{fv})	21,3%
Área do Módulo (A_m)	2,5832 m ²

De acordo com estas especificações técnicas, pode-se mensurar a quantidade de módulos necessários para geração de energia estimada para a usina fotovoltaica, conforme as equações (4) e (7):

$$W_{módulo} = HSP \times A_m \times n_{fv} \times n_{sistema} \quad (4)$$

Onde:

HSP = Irradiação Média Diária (intensidade total diária incidente sobre a superfície, em Wh/m²)

A_m = Área do Módulo [m²]

n_{fv} = Eficiência do Módulo [%]

n_{módulo} = Eficiência do Sistema (86%)

$$W_{módulo} = 5,24 \times 2,5832 \times 0,213 \times 0,86 \quad (5)$$

$$W_{módulo} = 2,4507 \text{ kWh/dia} \quad (6)$$

Portanto, a quantidade total de módulos será de:

$$N_t = \frac{E_g}{W_{módulo}} \quad (7)$$

$$N_t = \frac{4506,4}{2,4507} = 1839 \text{ módulos} \quad (8)$$

Assim, a potência total inicial da usina em kWp seria dada por (9):

$$\text{Potência (kWp)} = 1839 \times 550 \text{ Wp} = 1011 \text{ kWp} \quad (9)$$

Entretanto, como há perdas na geração e transmissão, esse projeto será composto por **2115 módulos** resultando em uma potência CC instalada de **1163 kWp**, totalizando uma área de ocupação de 5463 [m²].

2.2 DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES

Os inversores a serem utilizados, no sistema de minigeração fotovoltaica, serão da marca Sungrow, modelo SG125HV, cujas principais características técnicas são apresentadas na Tabela 5. Este modelo de inversor possui proteção de anti-ilhamento e atende aos requisitos de ensaio indicados na ABNT NBR IEC 62116/2012. Atenta-se que a tensão de saída do equipamento será trifásica de 600 V com frequência de trabalho a 60 Hz.

Portanto, cumprem todos os parâmetros de qualidade de energia e desligamento constantes na norma NTD 6.09/2016 da distribuidora de energia elétrica da localidade do estudo. Além disso, os aparelhos contam com a certificação na ANATEL dos sistemas de monitoramento Wi-Fi.

Tabela 5: Especificações Técnicas Inversor - SG125HV

Parâmetros	Símbolo	Valor
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 Entradas MPPT independentes	N_{MPPT}	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}	1,00
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

Em seguida, foi definido o arranjo de módulos nos inversores, conforme apresentado na tabela 6. Observa-se que será utilizado uma *Combiner Box* em que serão realizados o fechamento das strings em paralelo e o arranjo conectado ao inversor.

Tabela 6: Arranjo dos módulos da UFV

Inversor	String										Total de Módulos	Pot.Total de Módulos (kWp)	FDI
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10			
Inv.1	27	27	27	27	27	27	27	25	25	25	264	145	14%
Inv.2	27	27	27	27	27	27	27	25	25	25	264	145	14%
Inv.3	27	27	27	27	27	27	27	25	25	25	264	145	14%
Inv.4	27	27	27	27	27	27	27	25	25	25	264	145	14%
Inv.5	27	27	27	27	27	27	27	25	25	25	264	145	14%
Inv.6	27	27	27	27	27	27	27	25	25	25	264	145	14%
Inv.7	27	27	27	27	27	27	27	25	25	25	264	145	14%
Inv.8	27	27	27	27	27	27	27	26	26	26	267	147	15%
Total											2115	1163	14%

Observa-se que o inversor escolhido deve atender alguns critérios técnicos de dimensionamento. É verificado os limites de tensão e corrente do inversor, para 10% de margem na tensão máxima da série e 5% de margem na corrente máxima do arranjo proposto. Portanto, a partir da corrente de curto-circuito e da tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico escolhido, o inversor deve atender as seguintes inequações (10) e (11).

$$I_{m\acute{a}x_{inv}} > 1,05 \times I_{SC} \therefore 148 \text{ A} > 1,05 \times 14 \times 10 \text{ A}$$

$$\mathbf{148 \text{ A} > 147 \text{ A}}$$
(10)

$$V_{m\acute{a}x_{inv}} > 1,1 \times N \times V_{OC} \therefore 1500 \text{ V} > 1,1 \times 27 \times 49,6 \text{ V}$$

$$\mathbf{1500 \text{ V} > 1473 \text{ V}}$$
(11)

Em seguida, é verificado a operação no ponto de máxima potência, conforme inequações (12) e (13).

$$V_{MP_{s\acute{e}rie}} < 1450 \text{ V} \therefore 41,70 \times 27 \text{ V} < 1450 \text{ V}$$

$$\mathbf{1125,9 \text{ V} < 1450 \text{ V} \rightarrow \text{Verdadeiro}}$$
(12)

$$I_{SC,m\acute{a}x} > 13,2 \times 10 \text{ A}$$

$$\mathbf{240 \text{ A} > 132 \text{ A} \rightarrow \text{Verdadeiro}}$$
(13)

Portanto, como observado, o inversor escolhido atende à demanda do projeto e está operando dentro das suas características operacionais fornecidas por sua folha de dados (Tabela 5).

2.3 ESTRUTURAS DE SUPORTE

A) MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Será necessária a instalação de uma estrutura metálica para sustentação do conjunto de módulos fotovoltaicos. A estrutura suporte possuirá a capacidade de rastreamento solar sobre um eixo N-S onde serão fixados os módulos fotovoltaicos. Para garantir a resistência e vida útil da estrutura, os pilares e pórticos serão fabricadas em peças de aço galvanizado à fogo conforme exigências da NBR 6323:2016.

Os trilhos de apoio e fixação ("clamps" ou abraçadeiras e parafusos de união) dos módulos fotovoltaicos serão também de aço galvanizado ou alumínio. O rastreador será do tipo fila dupla e estará subdividido em quatro mesas ou "asas" compostas por 33 módulos na configuração 1V (retrato), resultando 132 módulos por fileira e 264 peças por rastreador. Cada rastreador será fixado em terreno com solução de apoio em monoposte: fileiras duplas (bifila) de estacas diretamente cravadas no terreno. Sobre o eixo central de rastreamento serão fixados trilhos transversais para ancoragem dos módulos fotovoltaicos (Figura 4).

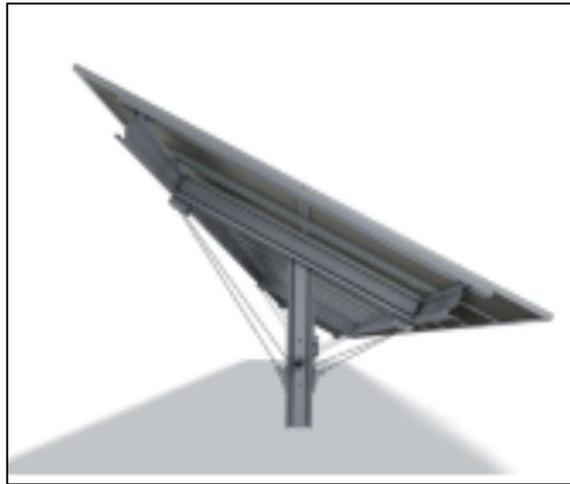


Figura 4 - Simulação ilustrativa da estrutura suporte com rastreamento solar a 1 eixo.

A profundidade necessária para a ancoragem será determinada a partir de sondagens específicas realizadas no terreno. O procedimento de implantação dos postes será mecanizado utilizando-se máquinas de percussão de forma a evitar, no possível, a concretagem para as fundações.

O projeto mecânico para o sistema de fixação considerará, ao menos, os seguintes pontos:

- Sobre peso introduzido nos apoios pela estrutura e módulos.
- Sobrecarga acidental, conforme NBR 6120:1980.
- Resistência para cargas de vento atendendo à NBR 6123:1988.
- Ambiente corrosivo devido a condições ambientais (agressividade de ambiente C3-M).

B) INVERSORES

Os inversores ficarão próximos ao campo gerador, agrupados em quatro abrigos com 2 inversores cada. Eles serão fixados em uma parede de alvenaria com cobertura, com as seguintes especificações:

- Parede em alvenaria (tijolo) que deverá ser na cor branca ou cores claras para redução da carga térmica. A parede será construída sobre uma base de concreto.
- A cobertura será do tipo telha metálica termo acústica na cor branca, espessura 40mm de PU.

Os inversores serão fixados na parte sul da parede com uma distância de separação entre os mesmos e quaisquer outros obstáculos conforme especificações de ventilação do fabricante.

2.4 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO CC E CA

A) PROTEÇÃO CC

Para a proteção no lado CC da UFV, são previstos quadros de junção CC (ou string box CC/combiner box) com possibilidade de conexão de até 16 séries fotovoltaicas. O quadro de junção CC utilizado no projeto da UFV é apresentado na Figura 5, de PVC com grau de proteção IP65, na qual os seguintes dispositivos são destacados:

- Dispositivo de proteção contra surtos (DPS) CC, classe II;
- Seccionadora Tripolar CC;
- Fusíveis CC 15/20 A.

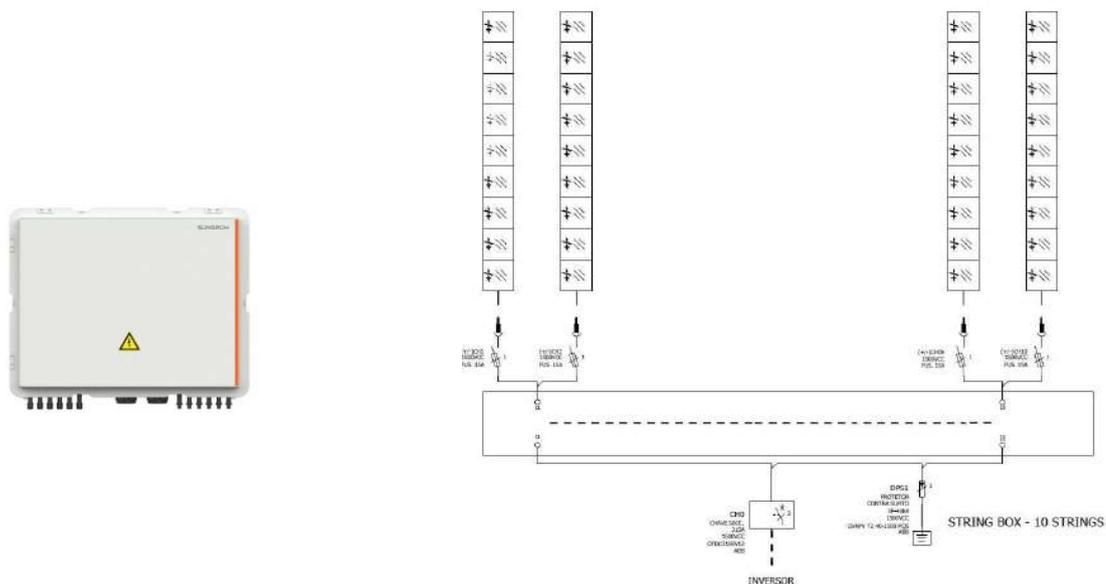


Figura 5 - Quadro de junção CC – Combiner Box Sungrow PVS-16MH.

B) PROTEÇÃO CA

Para a proteção no lado CA da UFV, é previsto um quadro geral de baixa tensão CA (QDG UFV). Os inversores serão conectados ao quadro CA. Além disso, os seguintes dispositivos são destacados por quadro CA para conexão dos equipamentos:

- Disjuntores dos inversores tripolar de caixa moldada ABB TMAX T2L 690V, proteção termomagnética 160 A, 30 kA/600 V;
- Disjuntor Geral Tripolar WEG de Caixa Moldada Tripolar 690 VCA 1000A 50kA.

A Figura 6, apresenta o diagrama unifilar geral das proteções CC e CA do campo gerador.

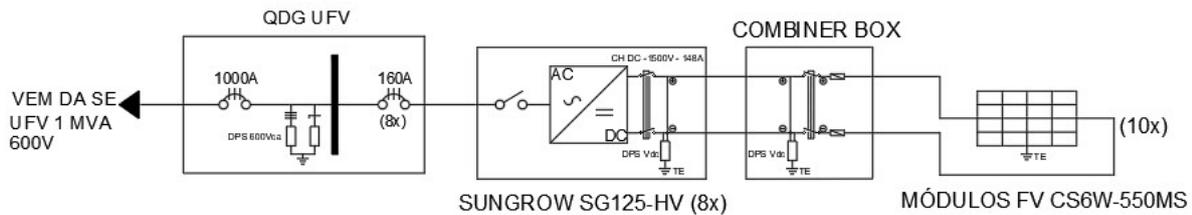


Figura 6 - Configuração da Estrutura de Geração Fotovoltaica

2.5 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CC

Na parte CC, o cabeamento será do tipo solar, em cobre flexível com cobertura XLPE resistente à UV e isolamento HEPR de mínimo 1,5 kV, com seção unipolar de **bitola mínima 6mm²**. Os cabos serão resistentes a temperaturas de 90 °C e deverão estar adicionalmente protegidos dos raios UV e de contatos diretos mediante canalizações adequadas nas partes onde possa existir incidência direta da radiação solar.

Nos módulos fotovoltaicos, os cabos fotovoltaicos serão instalados em locais apropriados, capazes de suportar os esforços mecânicos permanentes e variáveis, como o peso dos cabos e a ação de intempéries. Deverá ser garantido que o local escolhido não acumule água e deverá ser evitado que os cabos fiquem frouxos ou tensionados. Em nenhum dos casos os cabos poderão sofrer estrangulamentos.

Os cabos de interconexão dos módulos circularão por trilho metálico estrutural por baixo dos módulos fotovoltaicos. Para circulação entre as mesas, os cabos serão devidamente envelopados em eletroduto flexível PEAD enterrado de dimensões adequadas.

Os conectores dos cabos apresentarão grau de proteção mínimo IP-66, serão compatíveis com os conectores dos módulos e inversores e serão resistentes a temperatura de no mínimo 90 °C e raios UV.

2.6 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CA

Os cabos no lado CA, utilizados para a conexão desde o inversor até o QDG UFV serão de cobre e deverão atender a norma NBR 5410 – Instalações Elétricas de Baixa Tensão.

Os condutores serão dimensionados respeitando os limites máximos admissíveis para queda de tensão, máxima corrente admissível e perda energética total nos condutores. Para o dimensionamento dos mesmos, será admitida uma queda de tensão máxima de 5,0%. Portanto, satisfazendo as diretrizes da norma e o critério acima foi definido a utilização de cabos com **bitola mínima de 50mm² HEPR 0.8/1kV**.

Considerações de possíveis aumentos da tensão na rede devido à injeção de corrente também deverão ser contempladas. Dessa forma, o incremento de tensão no lado CA não deverá comprometer nem alterar a faixa de tensão de funcionamento do inversor de forma significativa.

Na usina, os cabos de interconexão entre os inversores e o quadro geral de proteções AC (QDG UFV), transcorrerão por eletroduto flexível PEAD enterrado.

2.7 ATERRAMENTO

De acordo com a NBR 5410, todas as partes metálicas não destinadas a conduzir corrente, tais como caixas de proteção, bandejas, e estrutura serão eletricamente interconectadas e isoladas da parte energizada, além de serem conectadas a eletrodos de aterramento. O aterramento da instalação fotovoltaica será conectado ao aterramento da subestação.

Existirá uma equipotencialização principal que reunirá os seguintes elementos:

- As estruturas metálicas de suporte aos módulos fotovoltaicos e as molduras dos mesmos;
- Conduitos metálicos das linhas de energia e sinal;
- As blindagens, armações, coberturas e capas metálicas de cabos das linhas de energia e de sinal;
- Condutores de proteção;
- Quadros metálicos;
- Inversores.

O subsistema de aterramento da instalação deverá satisfazer, no mínimo, as condições estabelecidas pelas normativas NBR 13571 (haste de aterramento aço-cobreada e acessórios).

Todos os condutores conectados ao Barramento Principal de Equipotencialização (BEP) deverão ser desconectáveis individualmente, exclusivamente por meio de ferramenta. Todas as massas da instalação estarão ligadas aos condutores de proteção.

A seção dos condutores de proteção respeitará as seções mínimas estabelecida pelo item 6.4.3.1.3 da normativa NBR 5410 (seção mínima do condutor de proteção). A tabela 7, apresenta os valores que serão utilizados para cálculo dos condutores de aterramento.

Tabela 7: Seção dos Condutores de Aterramento – NBR 5410

Seção dos Condutores de fase S mm ²	Seção mínima do condutor de proteção correspondente mm ²
$S \leq 16$	S
$16 < S \leq 35$	16
$S > 35$	S/2

3-Dimensionamento da Cabine Primária

3.1 SUBESTAÇÃO DE ENTRADA DE ENERGIA

O acessante realizará a construção de uma subestação de entrada de energia com potência instalada de 1 MVA. Para o acoplamento com a rede de distribuição elétrica, de 13,8 kV da concessionária, será utilizado um transformador 1000 kVA que realizará o rebaixamento da tensão para o nível de operação dos inversores fotovoltaicos (600V). O diagrama unifilar geral da subestação projetada se encontra na figura 7.

O projeto da subestação de minigeração fotovoltaica foi realizado seguindo as exigências e orientações, da NTD 6.05 – Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária de Distribuição vigente, da distribuidora de energia local. Demais detalhes construtivos do projeto da subestação encontram-se no Anexo A deste documento.

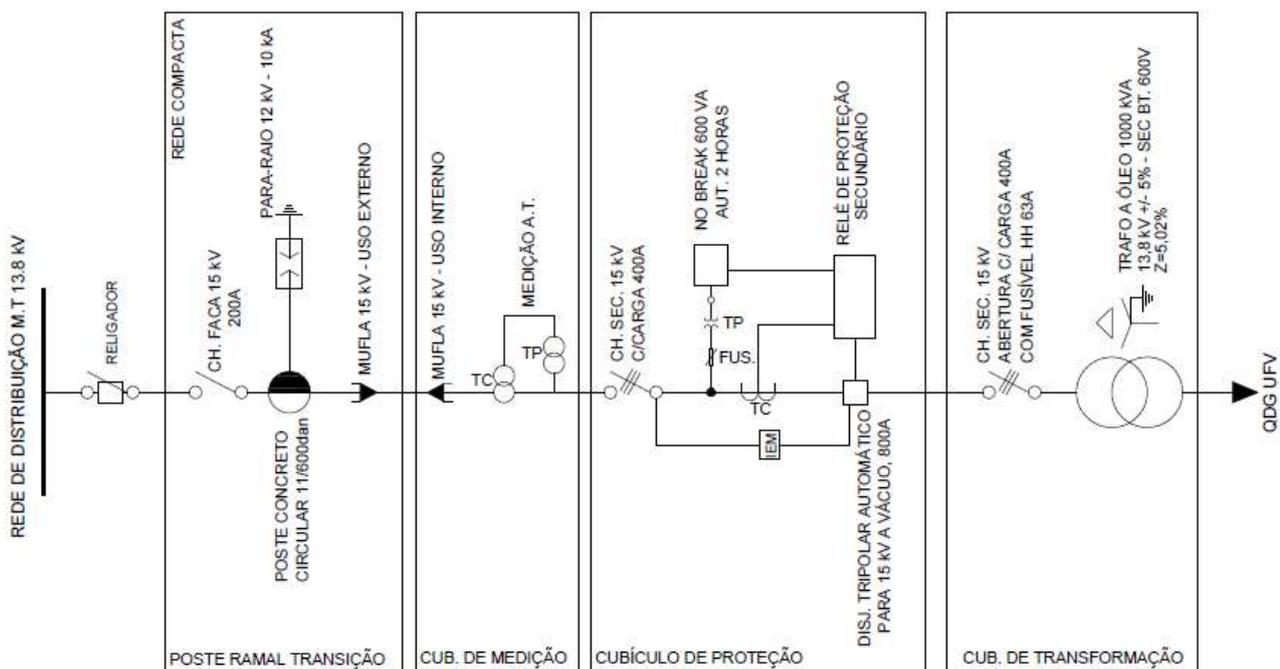


Figura 7 - Diagrama Unifilar Geral SE UFV 1MVA

O transformador de potência trifásico da subestação, conforme item 23.23 da NTD 6.05/2013, deverá possuir tensão nominal primária de 13,8 kV ou 34,5kV, e dispor de TAP's primários com pelo menos quatro estágios. Seguindo as orientações da norma da concessionária foi selecionado o seguinte transformador da Figura 8, suas características e especificações são apresentadas na Tabela 8.

Tabela 8: Especificações do Transformador de Potência - WEG

Transformador MT/BT de Potência	
Fabricante	WEG
Modelo	A óleo
Potência Nominal	1000 kVA
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Primária	13800 V
Ajuste de Tensão	+ / - 5,00%
Tensão Secundária	600 V
Impedância (Z%)	5,02 %
Corrente de Magnetização	8 x In
TAP's	-4 x 0.6 kV
Refrigeração	ONAN



Figura 8 - Transformador MT/BT de Potência WEG

A proteção geral da instalação deve ser realizada exclusivamente por meio de disjuntor classe 15 ou 36 kV, acionado através de relés secundários. As Tabelas 9 e 10, respectivamente, apresentam os dados do relé (Figura 9) e disjuntor de média tensão utilizados na instalação, que atendem as exigências da concessionária.



Figura 9 - Relé de Média Tensão PEXTRON

Tabela 9: Especificações do Relé de Proteção para Média Tensão

Relé de Proteção para Média Tensão	
Fabricante	Pextron
Modelo	URP 6000
Entrada de medição (In)	5A
Alimentação Auxiliar	72 - 250 Vca / Vcc
Proteções ANSI	37/ 50/ 50N/ 50GS/ 50Q/ 50BF/ 51/ 51V/ 51C/ 51N/ 51GS/ 51Q/ 50BF/ 27/ 27-0/ 59/ 59N/67/ 67N/ 67GS/ 32/ 47/ 81/ 25/ 78/ 74/ 62BF/ 86/ 68/ 98

Tabela 10: Especificações do Disjuntor de Média Tensão

Disjuntor de Média Tensão	
Fabricante	Siemens
Modelo	3AH5 (à vácuo)
Corrente nominal (In)	800 A
Tensão Nominal	15 - 17,5 kV
Corrente de interrupção em curto-circuito	25 kA
Tensão suportável nominal a impulso atmosférico	95 kV
Frequência nominal	50 / 60 Hz

Deve ser instalada fonte de alimentação de reserva com autonomia mínima de duas horas para garantir, na falta de energia, a sinalização dos eventos ocorridos e o acesso à memória de registro dos relés, desta forma é inserido ao sistema de proteção o nobreak conforme Tabela 11.

Tabela 11: Fonte de Tensão Auxiliar para o Relé de MT

Nobreak (Fonte de tensão auxiliar)	
Fabricante	UPS Brasil
Modelo	UPSBR S1-PRO
Potência Nominal	600 VA
Tensão de Saída	115 V
Autonomia	Superior a 2 horas

Para suprir a carga da fonte de alimentação de reserva do relé secundário, podendo ainda suprir a iluminação artificial e de segurança da subestação é utilizado o transformador de potencial auxiliar. A Tabela 12, apresenta as especificações mínimas para o equipamento, seguindo as informações contidas no item 23.24 da NTD 6.05/2013.

Tabela 12: Especificações Mínimas para o TP Auxiliar

Transformador de Potencial Auxiliar	
Material de Isolação	Epóxi
Tensão Primária Máxima	13800 / $\sqrt{3}$ V
Potência Térmica Nominal Mínima	600 VA
Tensão Secundária	115 V
Tensão Suportável de Impulso	95 kV

Os transformadores de corrente (TC's) utilizados no projeto serão especificados posteriormente no memorial de cálculo de ajuste de proteção deste documento.

3.2 ESTUDOS E CONDIÇÕES PARA CONEXÃO DA SUBESTAÇÃO PROJETADA

3.2.1 ESTUDO E ANÁLISE DE CARREGAMENTO DO CIRCUITO DE DISTRIBUIÇÃO LOCAL

O carregamento e a capacidade de condução do circuito BZ01 são apresentados nas tabelas 13 e 14, tendo em vista os limites térmicos dos cabos que compõem o tronco do alimentador (BZ01). Os valores de carregamento foram retirados do SSC (Sistema de Supervisão e Controle) da concessionária, em que foi analisado o histórico das correntes verificadas, entre AGO/2022 e AGO/2023, e sendo desconsiderados os picos relacionados com transferências de carga temporárias.

Tabela 13: Dados de Carregamento do Alimentador BZ01

Alimentador	Capacidade do circuito [A]	Limitante	Carregamento	Demanda [A]	Carregamento relativo [%]
BZ01	200	TC	Mínimo	77,01	38,51
BZ01	200	TC	Médio	133,59	66,79
BZ01	200	TC	Máximo	160,78	80,39

Tabela 14: Dados de Capacidade do Alimentador BZ01

Alimentador	Conjunto	Nº de Clientes	Potências Instalada [MVA]
BZ01	Brazlândia	1239	5,69

A potência total da nova geração a ser conectada na rede de distribuição elétrica é de 1MWp, o que corresponde a um impacto de 41,84 A na rede de 13,8 kV, considerando-se um fator de potência unitário no ponto de conexão do cliente. Na análise da conexão de uma minigeração fotovoltaica deve ser considerado o pior cenário de análise, isto é, a situação na qual a potência demandada pelo circuito é nula e a geração é máxima. Nesse contexto, a corrente gerada seguirá todo o caminho entre o ponto de entrega e a subestação.

O trecho que interliga o local de conexão do empreendimento e a SE Brazlândia possui cerca de 700 m, sendo limitante da capacidade do circuito o

TC de 200 A. A tabela 15, apresenta os valores de carregamento relativo dos trechos citados, considerando o cenário no qual a potência demandada pelo circuito é nula e a geração do futuro empreendimento é máxima.

Tabela 15: Carregamento do Circuito com Demanda Nula e Geração Máxima

Alimentador	Capacidade do circuito [A]	Limitante	Geração Máxima [A]	Carregamento Relativo [%]
BZ01	200	TC	41,84	20,92

Observa-se que o carregamento relativo do circuito BZ01, considerando o pior cenário citado, ficará no valor de 20,92% que é um valor abaixo do limite operacional máximo estabelecido pela distribuidora de energia local, que é de 65%, para o arranjo aéreo radial. Os valores obtidos, portanto, demonstram que não há necessidade de construção de ampliações e reforços de rede para o atendimento do novo sistema de minigeração fotovoltaica.

Desta forma, entende-se que a conexão do empreendimento pode ser realizada por meio do alimentador BZ01, conectado nas proximidades da chave fusível com identificação FU-3715. Entretanto, no ponto de entrega, deve ser instalado religador automático que deverá atuar de forma seletiva e isolando possíveis defeitos na rede da unidade geradora.

3.2.2 ESTUDO DE NÍVEL DE TENSÃO DO ALIMENTADOR

O estudo realizado visa analisar o impacto na tensão do alimentador BZ01 com a inserção da usina de minigeração fotovoltaica ao circuito de distribuição. Para a análise foi realizada a divisão do estudo em duas etapas, sendo que a primeira etapa considera a análise do perfil de tensão sem a conexão do sistema de geração distribuída e a segunda etapa, analisando o nível de tensão do alimentador, adotando o sistema de geração em operação.

A Tabela 16, apresenta os valores de queda de tensão obtidos no alimentador, sendo considerado a ausência de operação do sistema de GD, no trecho entre a SE-BZ e a chave FU-3715. Vale destacar, que normalmente, os valores de carga leve (L) ocorrem durante a madrugada (4 h) de um dia e os de carga pesada (P) por volta das 18h, com cerca de 2 a 4 horas de duração. Portanto, tendo em vista a necessidade de incidência solar para funcionamento de um sistema fotovoltaico, serão considerados os valores de carga média (M) para os estudos.

Tabela 16: Análise de Queda de Tensão - Circuito sem Operação do Sistema de GD

Queda de Tensão - Circuito 15kV												
SE Brazlândia (SE BZ-01) - Circuito de Saída DI2015												
Trecho				Corrente no Trecho [A]			Queda de Tensão [V]			Tensão de Operação [kV]		
De	Para	Cabo	Dist [km]	P	M	L	P	M	L	Fase A	Fase B	Fase C
DI2015	DI2015	185CP	0,00	145,63	127,62	56,06	0,00	0,00	0,00	14,10	13,90	13,70
DI2015	FU3715	185CP	0,70	145,60	127,60	56,05	57,97	50,80	22,32	14,05	13,85	13,65

A tabela 17, demonstra os valores obtidos considerando-se o sistema de GD em operação conectado nas proximidades da chave FU3715.

Tabela 17: Análise de Queda de Tensão - Circuito com Operação do Sistema de GD

Queda de Tensão - Circuito 15kV												
Circuito de Saída FU3715 - Demanda Instalada 1MVA												
Trecho				Corrente no Trecho [A]			Queda de Tensão [V]			Tensão de Operação [kV]		
De	Para	Cabo	Z [Ohm/km]	P	M	L	P	M	L	Fase A	Fase B	Fase C
DI2015	DI2015	185CP	0,33	41,84	41,84	41,84	0,00	0,00	0,00	14,10	13,90	13,70
DI2015	FU3715	185CP	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,10	13,90	13,70

Os valores apresentados nas simulações demonstram que a queda de tensão, considerando-se os patamares de carga média (M) e a ausência da operação do sistema de geração distribuída, no trecho da subestação até a chave FU-3715 é de 50,80V. Já na segunda etapa, pode ser concluído que o sistema de GD em operação é suficiente para fornecer energia até a chave referência, portanto, o empreendimento poderá ser conectado ao circuito BZ-01 sem prejuízo a tensão, pois a potência da GD não é suficiente para alterar a estabilidade do nível de tensão.

Esse aspecto de estabilidade de tensão pode ser justificado pela existência do regulador de tensão RG-0061, no circuito de distribuição elétrica da concessionária, no trecho estudado. Os religadores telecomandados (RE-1173, RE-1052 e RE-1031), também se encontram no circuito, porém pode ser constatado que a inexistência de proteção direcional e que o valor de corrente gerada pela usina fotovoltaica não interfere na operação correta destes equipamentos conforme simulações realizadas. A figura 10, apresenta a localização exata dos dispositivos.

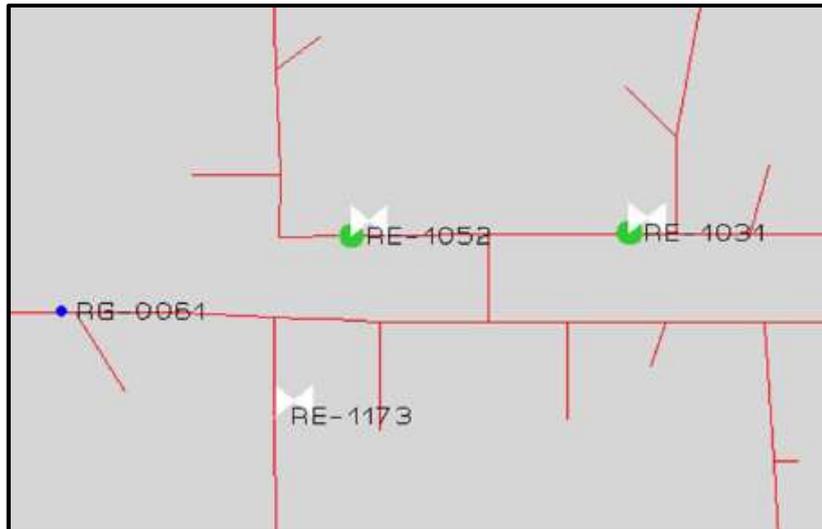


Figura 10 - Dispositivos de Proteção Existentes no Circuito BZ-01

3.2.3 ESTUDO DE NÍVEL DE CURTO-CIRCUITO

Foi utilizado o Sistema de Apoio à Operação (SAO) para definição do nível de curto-circuito usando como referência a chave FU-3715 e considerando ausência de impedância de defeito. Em complemento à informação de nível de curto-circuito, são apresentados os parâmetros de ajuste dos relés de proteção do alimentador BZ01. As tabelas 18 e 19, apresentam estas informações necessárias ao estudo.

Tabela 18: Dados de Curto-Circuito

Circuito: BZ-01 Nó de Defeito: 105863 FU-3715		
$Z_{cc (+)}: 0,33665 + j 0,89388$ $Z_{cc (-)}: 0,13345 + j 0,97387$		
Curto-Circuito	Potência [MVA]	Corrente [kA]
Trifásico	104,69267	4,38002
Bifásico	90,66650	3,79321
Fase-Terra	104,27312	4,36247
Bifásico com contato à terra	110,87894	$I_B = 4,07326$
		$I_C = 4,63884$
		$I_{TERRA} = 4,32050$

Tabela 19: Parâmetros de Ajuste do Relé de Proteção do Alimentador BZ01

Alimentador 13,8kV BZ01 da SE-BZ							
Ajuste da Unidade de Fase				Ajuste das unidades de Neutro			
Relé	SEL 751			Relé	Elemento 1 (51N1)	Elemento 2 (50N2)	
					SEL 751	SEL 751	
RTC	200/5			RTC	200/5	200/5	
Tap	6,00			Tap	3,40	1,50	
Dial	0,20			Dial	0,27	20,0s	
Curva	IEC - MI			Curva	IEC - MI	Tempo Definido	
DI	32A			DI	22A	BLQ	
Pontos para Aferição				Pontos para Aferição (Elemento 1)			
Múltiplo do Pick-up	A (sec)	Tempo		Múltiplo do Pick-up	A (sec)	Tempo	
		Seg.	Ciclos			Seg.	Ciclos
2,00	12,00	2,70	162,00	2,00	6,80	3,65	219,00
3,00	18,00	1,35	81,00	4,00	13,60	1,22	73,20
4,00	24,00	0,90	54,00	7,00	23,80	0,61	36,60
Função 79 - Religamento Automático							
1º Religamento: 2,5s / 2º Religamento: 15s / 3º e 4º Religamento: Bloqueados/ Rearme: 60s							

3.2.4 ESTUDO DE PROTEÇÃO E SELETIVIDADE DO SISTEMA

A principal função de um estudo de seletividade é proporcionar a proteção do sistema elétrico através da definição dos ajustes de proteção de relés e disjuntores, assegurando a segurança contra curtos-circuitos, sobrecargas, oscilações inesperadas de tensão ou de frequência na rede.

Para o desenvolvimento do estudo de proteção e seletividade são necessárias as seguintes informações:

- Corrente de demanda do sistema;
- Valores de curto-circuito no ponto de derivação e parâmetros de ajustes da proteção do alimentador da rede de distribuição (fornecidos pela concessionária);
- Corrente nominal e de magnetização do transformador, como também, o seu respectivo ponto ANSI;

Ressalta-se que algumas destas informações, que são fornecidas pela distribuidora de energia elétrica, foram apresentadas nos tópicos 3.2.1, 3.2.2 e 3.2.3 deste capítulo. A seguir, portanto, será realizado o memorial de cálculo e ajustes das proteções, objetivando oferecer a proteção da usina fotovoltaica e da rede de distribuição da concessionária.

3.2.4.1 CORRENTE DE DEMANDA DA UFV (IN)

A usina fotovoltaica possuirá demanda contratada de 1000kW (D_c – Demanda Contratada) e será atendida pela rede de distribuição da concessionária em tensão de 13,8kV (V). Portanto, conforme a equação (14), e sendo adotado o valor de fator de potência (fp), de referência mínima igual a 0,92, tem-se que a corrente de demanda é:

$$I_n = \frac{D_c}{\sqrt{3} \times V \times fp} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 13,8 \times 0,92} = 45,47[A] \quad (14)$$

3.2.4.2 CORRENTE NOMINAL, DE MAGNETIZAÇÃO E PONTOS ANSI DO TRANSFORMADOR DA UFV

A subestação da usina fotovoltaica possui um transformador de 1000 kVA (S_{TRAFO}), com tensão primária de 13,8kV (V_{Tp}), portanto, a corrente nominal primária do transformador (I_{nTp}) é obtida seguindo a equação (15):

$$I_{nTp} = \frac{S_{TRAFO}}{\sqrt{3} \times V_{Tp}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 13,8} = 41,84[A] \quad (15)$$

No enrolamento primário do transformador, circula uma corrente elevada durante sua energização que é denominada de corrente de magnetização, ou em algumas bibliografias, conhecida como Inrush. Para a obtenção do valor da corrente de magnetização de transformadores, geralmente são adotados os valores conforme tabela 20, ou também, utilizado o catálogo do equipamento disponibilizado pelo fabricante.

Tabela 20: Valores de Corrente de Magnetização para Transformadores

Tipo	S _{TRAF0} [kVA]	Corrente de Magnetização
Transformador à óleo	< 1000 kVA	$Inrush = 10 \times In$
Transformador à óleo	≥ 1000 kVA	$Inrush = 8 \times In$
Transformador à seco	Todos	$Inrush = 14 \times In$

De acordo com o fabricante (Tabela 8), a corrente de magnetização (I_{RUSH}) do transformador da subestação do estudo, equivale 8 vezes a sua corrente nominal primária (I_{Tp}), conforme equação (16):

$$I_{RUSH} = 8 \times I_{Tp} = 8 \times 41,84 = 334,72[A] \quad (16)$$

O ponto ANSI de fase (I_{ANSI}), é o máximo valor de corrente que um transformador pode suportar durante um período definido de tempo sem se danificar. Seguindo, a equação da NTD 6.05/2013, e atribuindo a impedância ($Z\% = 5,02$) conforme indicado pelo fabricante, é obtido o resultado da equação (17).

$$I_{ANSI} = \frac{100}{Z\%} \times I_{Tp} = \frac{100}{5,02} \times 41,84 = 833,47[A] \quad (17)$$

O valor ANSI de neutro (I_{NANSI}), para transformador triângulo-estrela com neutro solidamente aterrado, conforme exigido para as unidades consumidoras que desejam sua conexão na rede de distribuição da concessionária de energia de Brasília, é adotado como sendo 0,58 vezes do ponto ANSI de fase, seu resultado é apresentado na equação (18).

$$I_{NANSI} = 0,58 \times \frac{100}{Z\%} \times I_{Tp} = 0,58 \times \frac{100}{5,02} \times 41,84 = 483,41[A] \quad (18)$$

O tempo máximo de duração, da corrente ANSI de fase e neutro para suportabilidade dinâmica do transformador, foi estabelecida em 4 segundos de forma a seguir a tabela 21, presente na norma da concessionária.

Graficamente, deve ser observado que, o ponto ANSI do transformador deverá ficar acima da curva de atuação do relé de proteção da UFV.

Tabela 21: Tempo de Máximo de Duração para Corrente ANSI Transformadores

Impedância (Z%)	Tempo Máximo de Duração
Até 4	2 segundos
Até 5	3 segundos
Até 6	4 segundos
Até 7	5 segundos

3.2.4.3 DIMENSIONAMENTO DOS TC'S DE PROTEÇÃO

Para a utilização em sistemas de proteção, os transformadores de corrente não podem saturar sob risco de tornar o sistema não confiável. Diante disso, os TC's da UFV, serão dimensionados para suportar a corrente de plena carga e não sofrer efeitos de saturação nas condições críticas de curto-circuito, o que afetaria diretamente o desempenho da proteção. Adotou-se, portanto, os seguintes critérios:

- **Suportabilidade a Corrente de Plena Carga**

A corrente nominal primária do transformador de corrente (I_{pTC}) deverá ser maior que a corrente de plena carga da UFV (I_n).

$$I_{pTC} \geq I_n = 45,47 [A] \quad (19)$$

- **Suportabilidade sob a Máxima Corrente de Curto-Circuito**

Conforme indica a NBR 6856/2015, o TC não deverá saturar para correntes de até 20 vezes a corrente de curto-circuito trifásico (I_{cc3F}) indicada no ponto de conexão da subestação junto à rede de distribuição da concessionária. Conforme, indica a tabela 18, tem-se que:

$$I_{cc3F} = 4,38002 [kA] \quad (20)$$

Portanto:

$$I_{pTC} \geq \frac{I_{cc3F}}{20} = \frac{4380,02}{20} = 219 [A] \quad (21)$$

Desta forma, após a análise dos critérios acima, foi especificado o TC com corrente primária igual a 250A ($I_{p_{TC}}$). O seu secundário, devido as características do relé de proteção adotado, será no valor de 5A ($I_{s_{TC}}$). Portanto, a relação nominal de transformação de corrente (RTC), conforme equação (22) é de

$$RTC = \frac{I_{p_{TC}}}{I_{s_{TC}}} = \frac{250}{5} = 50 \quad (22)$$

- **Verificação de Saturação do TC's**

Os TC's adotados não devem saturar para a corrente de curto-circuito trifásico considerando a carga máxima em seu secundário. A impedância total no secundário do TC, denominada de impedância de carga (Z_{carga}) é dada pela equação (23):

$$Z_{CARGA} = Z_{FIAÇÃO} + Z_{RELÉ} + Z_{TC} \quad (23)$$

A impedância total do transformador de corrente é obtida pela equação (24). O (V_{STC}) indica uma estimativa para a máxima tensão desenvolvida no secundário dos TC's.

$$V_{STC} = Z_{CARGA} \times \frac{I_{CC_{3F}}}{RTC} [V] \quad (24)$$

Na subestação projetada, será utilizado 5m de cabo com seção nominal de 6,0 mm², com isolamento EPR 90°C - Classe 0,6/1kV, sendo sua resistência ôhmica igual a 3,08 Ω/km. Portanto, conforme a equação (25), a impedância total da fiação ($Z_{FIAÇÃO}$) será de:

$$Z_{FIAÇÃO} = \frac{\Omega}{km} \times L_{FIAÇÃO} = \frac{3,08}{1000} \times 5 = 0,0154[\Omega] \quad (25)$$

A impedância de fase e neutro para o relé URP 6000 Pextron, segundo o catálogo do fabricante, é de $0,007\Omega$. Desta forma, a impedância total do relé é apresentado na equação (26).

$$Z_{RELÉ} = (3xZ_{FASE}) + (Z_{NEUTRO}) = (3x0,007) + (0,007) = 0,028[\Omega] \quad (26)$$

Um TC de baixa reatância de dispersão, em que a resistência é considerada como 20% da impedância total do dispositivo é igual a 0.60Ω (ZTC). Portanto, utilizando-se da equação (27), tem-se que:

$$Z_{CARGA} = 0,0154 + 0,028 + 0,6 = 0,6434 [\Omega] \quad (27)$$

Assim, considerando a corrente de curto-circuito trifásica (I_{CC3F}) no ponto de instalação dos TC's, tem-se na equação (28) a estimativa para a máxima tensão desenvolvida no secundário dos TC's:

$$V_{STC} = Z_{CARGA} x \frac{I_{CC3F}}{RTC} = 0,6434 x \frac{4380,02}{50} = 56,36 [V] \quad (28)$$

Com o valor estimado, para tensão máxima no secundário do TC, de $56,36V$ foi adotado um dispositivo com tensão de saturação igual a $100V$. Tipicamente os RTCs comerciais são: 12,15,20,25,30,40,50 e 60. A tabela 22, apresenta as especificações do transformador de corrente adequado para a subestação da usina fotovoltaica estudada, sendo o RTC igual a 50.

Tabela 22: Especificações dos TC's de Proteção

Transformador de Corrente para Proteção	
Material de Isolação	Epóxi
Corrente Primária Nominal	250 A
Corrente Secundária Nominal	5A
Classe de Exatidão	22,5 VA 10P20
Nível de Tensão de Isolamento	95 kV

3.2.4.4 AJUSTES DO RELÉ DE PROTEÇÃO

As proteções exigidas pela concessionária e que serão configuradas no relé de proteção do sistema são: 50/51, 51V, 27, 59, 81U/O e 67, já os outros requisitos de proteção necessários encontram-se acopladas aos inversores da usina fotovoltaica, conforme indica a tabela 23.

No relé de proteção URP 6000, os valores informados para parametrização devem ser referentes à corrente no secundário do transformador de corrente, além de, ser necessário verificar se o ajuste calculado está dentro da faixa de ajustes permitida pelo dispositivo.

Tabela 23: Funções Mínimas de Proteção Exigidas pela Distribuidora

Função (ANSI)	Descrição do Relé	Acoplado ao inversor
50/50N	Sobrecorrente instantâneo de fase e neutro	
51/51N	Sobrecorrente temporizado de fase e neutro	
51V	Sobrecorrente com restrição de tensão	
67/67N	Sobrecorrente direcional de fase e neutro	
27	Proteção de subtensão	X
59	Proteção de sobretensão	X
81U/O	Proteção de sub e sobrefrequência	X
78	Salto Vetor ou Deslocamento de fase (Utilizado para indicar ilhamento)	X
25	Verificação de Sincronismo	X

- **Proteção de Sobrecorrente Instantânea de Fase – ANSI 50**

Para parametrização do ajuste de sobrecorrente instantâneo de fase é necessário o atendimento a três critérios, conforme apresentados abaixo:

Critério 1: Deverá ser ajustado um valor de corrente de acionamento instantâneo de fase superior ao de corrente de magnetização total (I_{nRUSH}). Assim, conforme norma da concessionária, este ajuste deverá ser superior a, no máximo, 5% do valor de I_{nRUSH} .

$$I_{50} = 1,05 \times I_{nRUSH} = 1,05 \times 334,72 = 351,46 [A] \quad (29)$$

Critério 2: O ajuste instantâneo de fase (I_{50}) não poderá ser superior ao valor de curto-circuito trifásico (I_{CC3F}) no ponto de instalação dos transformadores de corrente de proteção. Portanto, conforme inequação (30), que demonstra o atendimento deste critério.

$$I_{50} < I_{CC3F} \therefore 351,46 < 4380,02 [A] \quad (30)$$

Critério 3: O ajuste instantâneo de fase (I_{50}) não poderá ser superior ao ponto ANSI de fase (I_{ANSI}) do transformador da subestação. A equação (31) apresenta o atendimento ao critério.

$$I_{50} < I_{ANSI} \therefore 351,46 < 833,47 [A] \quad (31)$$

Em vista do atendimento aos critérios, tem-se que o ajuste instantâneo de fase, referente ao valor secundário do TC é:

$$I_{relé50} = \frac{I_{50}}{RTC} = \frac{351,46}{50} = 7,03 [A] \quad (32)$$

O relé URP 6000, em seu ajuste para sobrecorrente instantânea de fase, possui a faixa: (0.1 – 100 A). Portanto, observando-se o atendimento da faixa de ajuste, será parametrizado o dispositivo conforme tabela 24.

Tabela 24: Ajuste ANSI 50 Relé URP 6000 Pextron

Ajuste de Sobrecorrente Instantânea de Fase no Relé – ANSI 50	
Valor de Ajuste	7,03 A (351,46 A)
Tipo de Curva	Tempo Definido
Tempo	0,01s

• Proteção de Sobrecorrente Temporizada de Fase – ANSI 51

Para o ajuste da função de sobrecorrente temporizada de fase, a corrente de partida (I_{51}), também denominada de corrente de pick-up, da função deverá ser calculada para um fator de sobrecarga em cima da corrente nominal de demanda (I_n), portanto, conforme equação (33) será obtido o seguinte valor.

$$I_{51} = 1,2 \times I_n = 1,2 \times 45,47 = 54,56 \text{ [A]} \quad (33)$$

O ajuste deste valor, que será inserido na configuração do relé, em relação ao secundário do TC é obtido na equação (34).

$$I_{relé51} = \frac{I_{50}}{RTC} = \frac{54,56}{50} = 1,09 \text{ [A]} \quad (34)$$

A atuação da proteção de sobrecorrente temporizada de fase, seguindo a norma de distribuição da concessionária, será de tempo inverso e com parametrização de curva muito inversa (MI) da norma IEC 60255-3. O tempo de atuação (t) é representado pela equação (35).

$$t = \frac{(k \times dt)}{M^\alpha - 1} \text{ [s]} \quad (35)$$

Sendo:

- K – Constante que caracteriza a curva. Para curva MI deve ser adotado valor igual a 13,5.
- dt - Dial de tempo.
- α – Constante que caracteriza a curva. Para curva MI deve ser adotado valor igual a 1,0.
- M - Múltiplo da corrente de atuação (I_{nRUSH} / I_{51}).

A unidade temporizada de fase não deverá atuar durante a energização do transformador, portanto, o tempo de atuação (t) deve ser superior ao valor de 0,1s. Observando, que para um intervalo correto de atuação do disjuntor de baixa tensão (QDG UFV), em situação de curto-circuito trifásico, deve ser adotado o valor de 0,3s. Desta forma, aplicando os valores a inequação (36), é obtido o dial de tempo (dt) correto para temporização do relé.

$$dt \geq \frac{(t + 0,3) \times \left(\frac{I_{nrush}}{I_{51}} - 1 \right)}{13,5} \text{ [s]} \quad (36)$$

$$dt \geq \frac{(0,1 + 0,3) \times \left(\frac{334,72}{54,56} - 1 \right)}{13,5} \geq 0,15 \text{ [s]} \quad (37)$$

O relé URP 6000, em seu ajuste para sobrecorrente temporizada de fase, possui a faixa: (0,04 – 13 A), será adota o dial de tempo de 0,15s. Portanto, observando-se o atendimento da faixa de ajuste, será parametrizado o dispositivo conforme tabela 25.

Tabela 25: Ajuste ANSI 51 Relé URP 6000 Pextron

Ajuste de Sobrecorrente Temporizada de Fase no Relé – ANSI 51	
Corrente de Partida (Pick-up)	1,09 A (54,56 A)
Tipo de Curva	Muito Inversa (MI)
Dial de Tempo	0,15s

- **Proteção de Sobrecorrente Instantânea de Neutro – ANSI 50N**

Para parametrização do ajuste de sobrecorrente instantâneo de neutro é necessário o atendimento a três critérios, conforme apresentados abaixo:

Critério 1: A distribuidora de energia elétrica de Brasília, indica que para o ajuste das proteções residuais seja adotado como 33% da corrente de ajuste da unidade instantânea de fase (I_{50}), conforme equação (38).

$$I_{50N} = 0,33 \times I_{50} = 0,33 \times 351,46 = 115,98 [A] \quad (38)$$

Critério 2: O valor da sobrecorrente instantânea de neutro não deverá ultrapassar o valor da corrente de curto-circuito monofásico (I_{CC1F}) no ponto de instalação dos TC's. A tabela 18, indica o valor de I_{CC1F} fornecido pela distribuidora de energia elétrica, que se encontra na inequação (39) para atendimento do critério.

$$I_{50N} < I_{CC1F} \therefore 115,98 < 4362,47 [A] \quad (39)$$

Critério 3: O ajuste da função instantânea de neutro deverá possuir valor inferior ao de proteção requerido no ponto de neutro do transformador (I_{NANSI}), conforme inequação (40).

$$I_{50N} < I_{NANSI} \therefore 115,98 < 483,41 [A] \quad (40)$$

Em vista do atendimento aos critérios, tem-se que o ajuste instantâneo de neutro, referente ao valor secundário do TC é:

$$I_{relé50N} = \frac{I_{50N}}{RTC} = \frac{115,98}{50} = 2,32 [A] \quad (41)$$

O relé URP 6000, em seu ajuste para sobrecorrente instantânea de neutro, possui a faixa: (0,048 – 100 A). Portanto, observando-se o atendimento da faixa de ajuste, será parametrizado o dispositivo conforme tabela 26.

Tabela 26: Ajuste ANSI 50N Relé URP 6000 Pextron

Ajuste de Sobrecorrente Instantânea de Neutro no Relé – ANSI 50N	
Valor de Ajuste	2,32 A (115,98 A)
Tipo de Curva	Tempo Definido
Tempo	0,01s

- **Proteção de Sobrecorrente Temporizada de Neutro – ANSI 51N**

Para o cálculo da corrente de acionamento temporizada de neutro (I_{51N}), a concessionária de energia elétrica de Brasília, solicita que o ajuste da proteção residual seja considerado em 33% da corrente do ajuste da temporizada de fase (I_{51}), conforme equação (42).

$$I_{51N} = 0,33 \times I_{51} = 0,33 \times 54,56 = 18,01 [A] \quad (42)$$

O ajuste deste valor, que será inserido na configuração do relé, em relação ao secundário do TC é obtido na equação (43).

$$I_{relé51N} = \frac{I_{51N}}{RTC} = \frac{18,01}{50} = 0,36 [A] \quad (43)$$

A atuação da proteção de sobrecorrente temporizada de neutro, seguindo a norma de distribuição da concessionária, será de tempo inverso e com parametrização de curva muito inversa (MI) da norma IEC 60255-3. O tempo de atuação (t) é representado pela equação (44).

A unidade temporizada de neutro não deverá atuar durante a energização do transformador, portanto, o tempo de atuação (t) deve ser superior ao valor

de 0,1s. Observando, que para um intervalo correto de atuação do disjuntor de baixa tensão (QDG UFV), em situação de curto-circuito monofásico, deve ser adotado o valor de 0,2s. Desta forma, aplicando os valores a equação (44), é obtido o dial de tempo (dt) correto para temporização do relé utilizando-se da equação (45).

$$t = \frac{(k \times dt)}{M^\alpha - 1} [s] \quad (44)$$

$$dt \geq \frac{(t + 0,2) \times \left(\frac{I_{50N}}{I_{51N}} - 1 \right)}{13,5} [s] \quad (45)$$

$$dt \geq \frac{(0,1 + 0,2) \times \left(\frac{115,98}{18,01} - 1 \right)}{13,5} = 0,12[s] \quad (46)$$

O relé URP 6000, em seu ajuste para sobrecorrente temporizada de neutro, possui a faixa: (0,048 – 13 A), será adota o dial de tempo de 0,12s. Portanto, observando-se o atendimento da faixa de ajuste, será parametrizado o dispositivo conforme tabela 27.

Tabela 27: Ajuste ANSI 51N Relé URP 6000 Pextron

Ajuste de Sobrecorrente Temporizada de Neutro no Relé – ANSI 51N	
Valor de Ajuste	0,36 A (18,01 A)
Tipo de Curva	Muito Inversa (MI)
Dial de Tempo	0,12s

- **Proteção de Sobrecorrente de Fase com Restrição de Tensão – ANSI 51V**

Está proteção é realizada pela aplicação de um fator sobre o valor de tensão nominal do sistema, conforme demonstra a equação (47).

$$V_{51V_restrição} = fator \times V_{nominal} \quad (47)$$

A figura 11, apresenta a curva típica para atuação da tensão de restrição na corrente de partida do relé URP 6000.

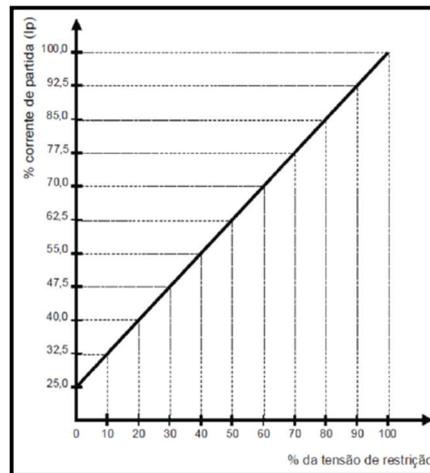


Figura 11 - Curva de Atuação da Tensão de Restrição Relé URP 6000

Segundo as orientações da concessionária, e aplicando-se um fator de 90%, tem-se pela equação (48), o valor da tensão restritiva. O gráfico, da figura acima, demonstra um percentual de 92,5% de corrente de partida para este fator.

$$V_{51V_restrição} = \text{fator} \times V_{\text{nominal}} = 0,9 \times 13800 = 12420 \text{ [V]} \quad (48)$$

O ajuste deste valor, que será inserido na configuração do relé, em relação ao secundário do TC é obtido na equação (49). A faixa de ajuste permitida, para esta proteção do relé, é igual a (2,00-400 V). A tabela 28, indica a parametrização do relé para atuação de tensão restritiva.

$$V_{\text{relé}51V_restrição} = \frac{V_{51V_restrição}}{RTP} = \frac{12420}{\left(\frac{13800}{\sqrt{3}}\right)} = 179,27 \text{ [V]} \quad (49)$$

O tempo de atuação é obtido considerando-se um intervalo de 0,3s entre a atuação do relé da UFV e o relé da distribuidora, visto que, esta proteção apenas será acionada em caso de falha da proteção da concessionária. Portanto, o tempo de atuação, será de 0,6s, conforme demonstra a equação (50).

$$t_{\text{atuação}51V} \geq t_{51\text{distribuidora}} + 0,3 = 0,27 + 0,30 = 0,57 \text{ [s]} \quad (50)$$

Tabela 28: Ajuste ANSI 51V Relé URP 6000 Pextron

Ajuste de Sobrecorrente de Fase com Restrição de Tensão – ANSI 51V	
Valor de tensão	179,27 V (12420 V)
Tipo de Curva	Padrão Relé URP 6000
Tempo de atuação	0,6s
Fator da Restrição de Tensão	0,90
Porcentual da Corrente de Partida (%)	92,5%

- **Proteção de Subtensão e Sobretensão – ANSI 27 e 59**

O relé de proteção de subtensão e sobretensão monitora os valores eficazes da tensão no ponto de instalação promovendo a atuação do elemento de interrupção quando os valores limites de tensão ajustados forem ultrapassados. Para subtensão, conforme norma da distribuidora de energia, é solicitado que seja ajustado como sendo 80% do valor da tensão nominal primária da rede (Equação 51).

$$V_{27} = 13800 \times 0,8 = 11040 \text{ [V]} \quad (51)$$

$$V_{relé27_subtensão} = \frac{V_{27}}{RTP} = \frac{11040}{\left(\frac{13800}{\sqrt{3}}\right)} = 159,35 \text{ [V]} \quad (52)$$

O ajuste de sobretensão é realizado adotando-se um fator de 10% em cima da tensão nominal primária.

$$V_{59} = 13800 \times 1,1 = 15180 \text{ [V]} \quad (53)$$

$$V_{relé59_sobretensão} = \frac{V_{59}}{RTP} = \frac{15180}{\left(\frac{13800}{\sqrt{3}}\right)} = 219,10 \text{ [V]} \quad (54)$$

A tabela 29, indica a parametrização do relé para atuação de subtensão (ANSI 27) e sobretensão (ANSI 59).

Tabela 29: Ajuste ANSI 27 e 59 Relé URP 6000 Pextron

Ajuste de Subtensão e Sobretensão – ANSI 27 e ANSI 59	
Faixa de Ajuste do Relé	(10 - 400) V
Ajuste de Subtensão (27)	159,35 V (11040 V)
Ajuste de Sobretensão (59)	219,10 V (15180 V)
Tempo de Atuação	5 segundos

Ressalta-se que o inversor solar, utilizado no sistema fotovoltaico estudado, possui as funções de subtensão e sobretensão acopladas ao aparelho, porém, é solicitado pela concessionária a parametrização destas proteções no relé de proteção da subestação. A figura 12, apresenta os limites dos ajustes parametrizados.

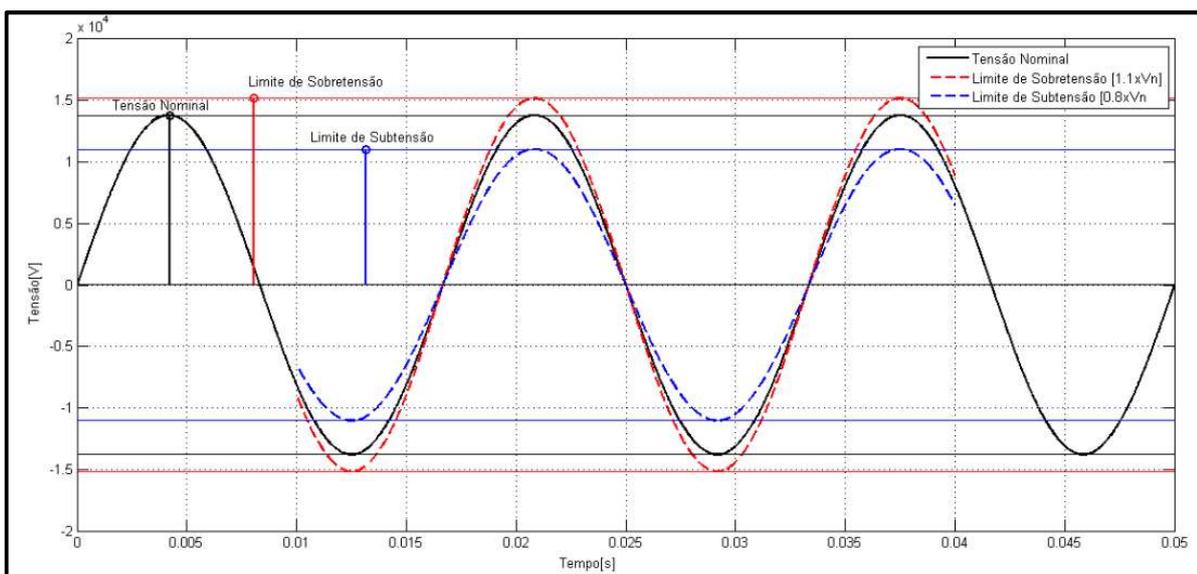


Figura 12 - Limites de Subtensão e Sobretensão do Sistema

• **Proteção de Sub e Sobrefrequência – ANSI 81U/O**

Os relés de frequência para proteção da interligação entre a usina fotovoltaica e a rede de distribuição da concessionária são ajustados para os seguintes objetivos:

- I. Verificação de ilhamento dentro do tempo solicitado pela distribuidora de energia elétrica da localidade do estudo.

- II. Proteção da usina fotovoltaica de geração distribuída contra variações excedentes de frequência originárias do sistema de distribuição.

Para a análise de variações de frequência da rede, conforme orientações da concessionária, será admitido um ajuste igual a $\pm 1,5$ Hz da frequência nominal da rede, isto é, valor de 60 Hz. A tabela 30, apresenta os ajustes adotados para sub e sobrefrequência na parametrização do relé de proteção.

Tabela 30: Ajuste ANSI 81U e 81O - Relé URP 6000 Pextron

Ajuste de Subfrequência e Sobrefrequência – ANSI 81U e ANSI 81O		
Frequência Nominal da Rede (f_{n_rede}) igual a 60 Hz		
Proteção	Ajuste	Faixa de Frequência
Subfrequência (81U)	- 1,5 Hz	$f_{n_rede} < 58,5$ Hz (1º Estágio Sub)
Sobrefrequência (81O)	+ 1,5 Hz	$f_{n_rede} > 61,5$ Hz (1º Estágio Sob)
Faixa de Ajuste do Relé URP 6000		(41 a 69 Hz – 16 amostras)
Tempo de Atuação		5 s

As verificações de ilhamento e variação de frequência do sistema de GD, também são realizadas por proteções acopladas aos inversores da usina.

- **Proteção de Sobrecorrente Direcional de Fase e Neutro – ANSI 67/67N**

A proteção de sobrecorrente direcional (67/67N) monitora valores de corrente e tensão no ponto onde encontra-se instalada. Atuam de forma semelhante as proteções de sobrecorrente do tipo 50 e 51, entretanto, apenas enviam sinal para abertura do disjuntor em faltas que se encontram a jusante do relé de proteção, isto é, sentido direto. Caso a falta ocorra a montante do relé, a unidade direcional ficará bloqueada e não irá atuar.

A proteção de sobrecorrente direcional de fase (67), conforme especificação técnica do modelo URP 6000 Pextron, apresenta elemento trifásico direcional de controle obtido pela tensão de polarização de cada fase e o ângulo de máximo torque do relé que possui valor de 45° . Fixado o ângulo de máximo torque é estabelecido um plano de separação entre as regiões de operação e restrição do dispositivo. Observe, na figura 36, que este plano é formado com um deslocamento de $\pm 90^\circ$ em torno do ângulo característico.

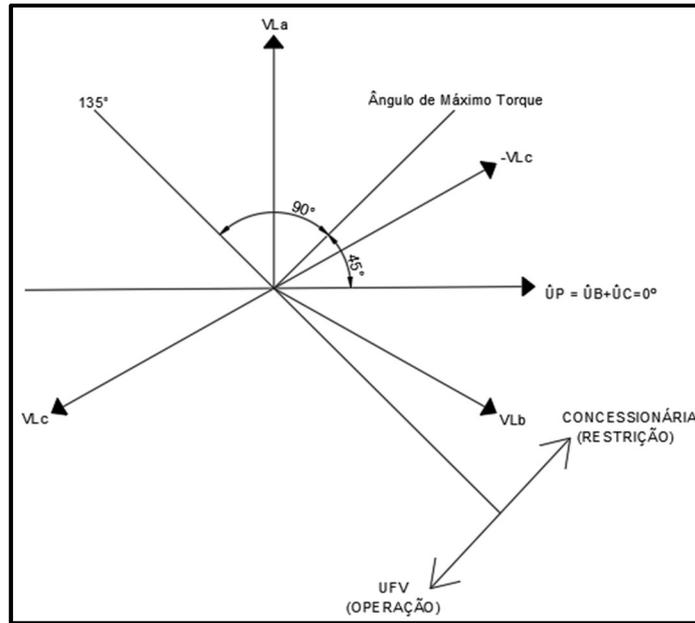


Figura 13 - Diagrama Fasorial Função ANSI 67

Para sobrecorrente direcional neutro (67N), o ângulo direcional é determinado pela diferença angular, entre os valores de corrente e tensão, de sequência zero. Os valores obtidos na simulação do software ETAP encontram-se, nas equações, abaixo:

$$\theta_{3V_0} = 36.63^\circ \text{ e } \theta_{3I_0} = -73.57^\circ \quad (55)$$

$$\theta_{ajuste (67N)} = \theta_{3I_0} - \theta_{3V_0} = -73.57 - 36.63 = -110.2^\circ \text{ (Ajuste } 110^\circ) \quad (56)$$

Desta forma, para a operação no sentido direto este ângulo será ajustado em 110° , conforme apresentado na figura 14. A tabela 31, apresenta a parametrização.

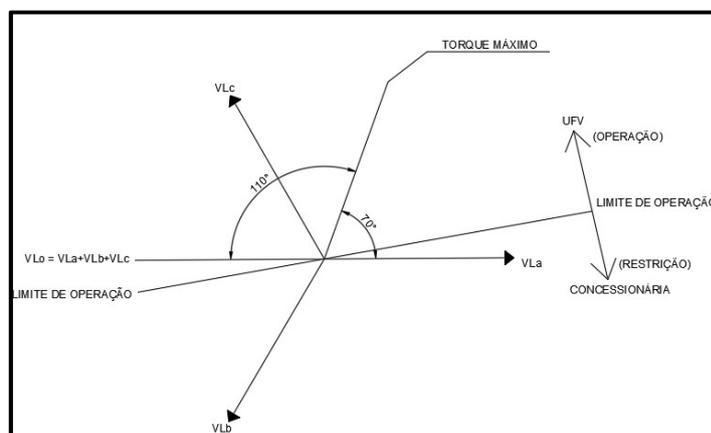


Figura 14 - Diagrama Fasorial Função ANSI 67N

Tabela 31: Ajuste ANSI 67 e 67N Relé URP 6000 Pextron

Ajuste de Sobrecorrente Direcional de Fase e Neutro		
Parâmetros	Fase (ANSI 67)	Neutro (ANSI 67N)
Valor de Ajuste	Inst = 7,03 A ; Itp = 1,09 A	Inst = 2,32A; Itp = 0,36 A
Tipo de Curva	Muito Inversa (MI)	Muito Inversa (MI)
Dial de Tempo	0,15s	0,12s
Ângulo de Ajuste	45°	110°

3.2.4.5 COORDENOGRAMAS DE SOBRECORRENTE

Após o término dos cálculos de ajustes do relé da UFV, e utilizando os dados do relé de proteção do alimentador da concessionária, foi impresso os gráficos de coordenograma das proteções de sobrecorrente. Utilizou-se do software ETAP, versão 19.0.1, em que foram reproduzidos os valores obtidos e o diagrama unifilar geral do sistema.

- **Coordenograma Sobrecorrente de Fase e Neutro**

Na figura 15, são apresentadas as curvas de proteção (sobrecorrente instantânea e temporizada de fase) para os equipamentos de proteção do estudo.

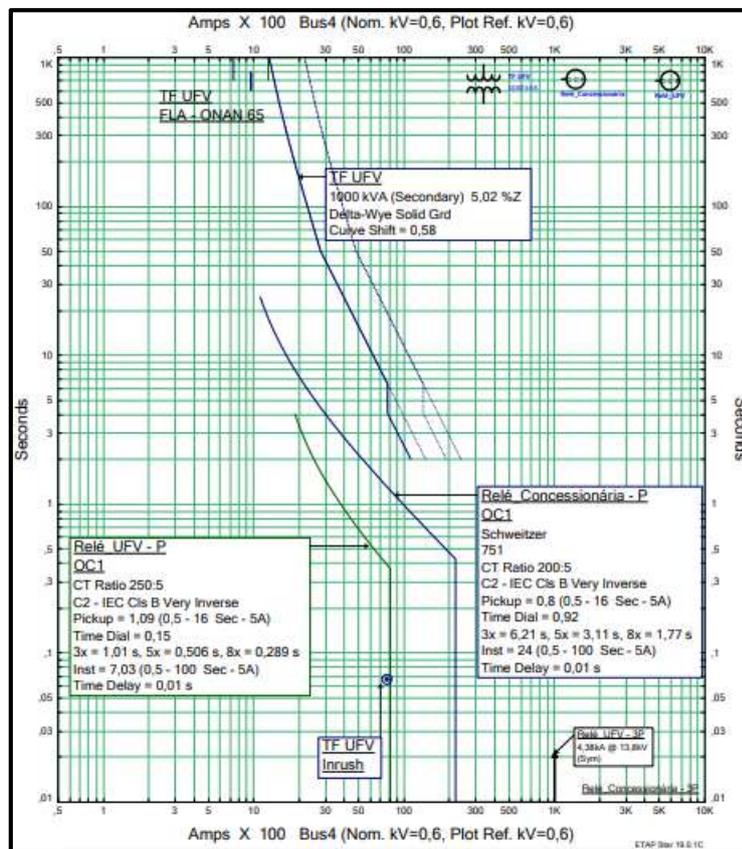


Figura 15 - Coordenograma Sobrecorrente de Fase (Relés UFV e Concessionária)

A curva inferior, na figura 15, é atribuída ao dispositivo de proteção que deverá atuar primeiro (Relé UFV), já a curva superior ao dispositivo de retaguarda (Relé do Alimentador da Concessionária). É notável que, o ponto da corrente de magnetização do transformador (Inrush), encontra-se abaixo da curva de atuação do relé da UFV, portanto, garante a proteção do equipamento. Entretanto, conforme diagrama unifilar geral da subestação (Figura 16), é utilizado uma chave seccionadora com fusível HH (63 A), como redundância de proteção ao transformador.

A figura 16, apresenta a coordenação de sobrecorrente com a presença do fusível HH, como também, a curva de atuação do disjuntor de BT do quadro geral da subestação fotovoltaica.

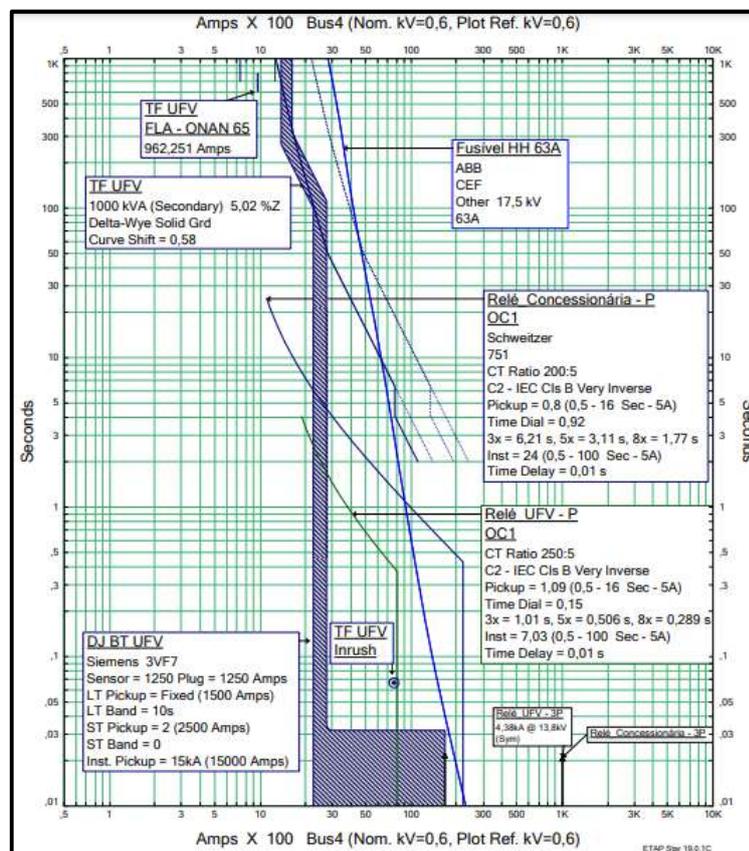


Figura 16 - Coordenograma Sobrecorrente de Fase (Relé UFV e Concessionária, Disjuntor BT UFV e Fusível HH)

Na figura 17, são apresentadas as curvas de proteção (sobrecorrente instantânea e temporizada de neutro) para os equipamentos de proteção do estudo. É realizada a mesma lógica de proteção dos dispositivos de fase

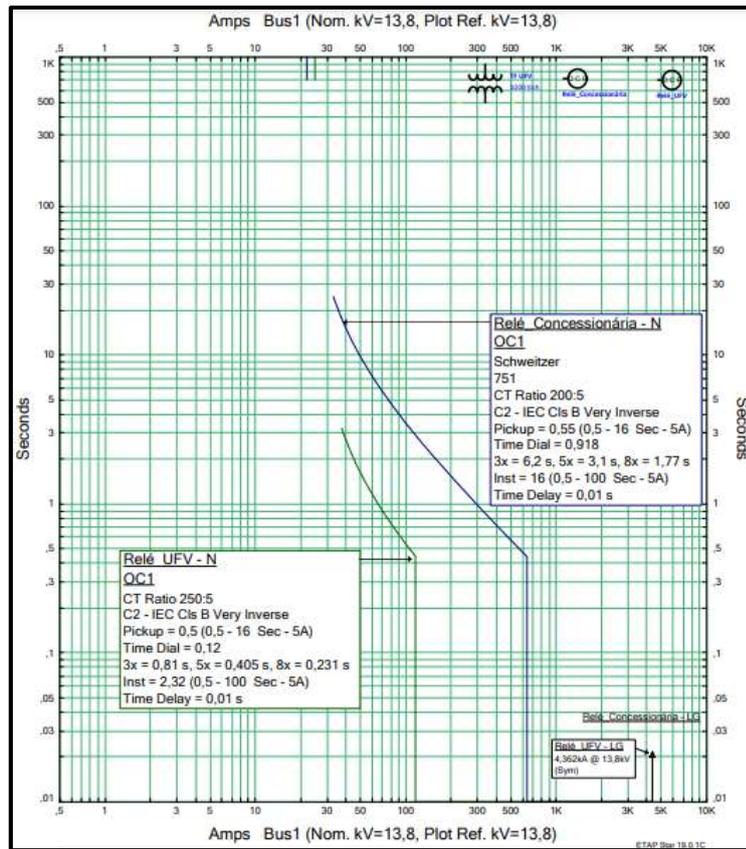


Figura 17 - Coordenograma Sobrecorrente de Neutro (Relés UFV e Concessionária)

• **Tempo de Atuação dos Dispositivos de Proteção**

Os tempos de atuação dos dispositivos de proteção instalados no sistema em estudo são demonstrados na tabela 32.

Tabela 32: Sequência de Operação dos Dispositivos de Proteção Simulado no ETAP

Sequência de Atuação (s) Proteções ETAP							
Curto-circuito	Ponto de Falta	DJ BT UFV	Fusível HH	Relé UFV	DJ MT UFV	Relé Distr.	DJ MT Distr.
Trifásico	QGBT UFV	0,032	0,0404	0,01	0,06	0,571	0,654
	Primário Trafo	-	0,0404	0,01	0,06	0,571	0,654
	Montante DJ MT	-	-	0,01	0,06	0,01	0,093
	Rede Distr.	-	-	-	-	0,01	0,093
Fase-Terra	QGBT UFV	0,032	0,571	0,01	0,06	0,975	1,059
	Primário Trafo	-	0,571	0,01	0,06	0,975	1,059

Montante DJ MT	-	-	0,01	0,06	0,01	0,093
Rede Distr.	-	-	-	-	0,01	0,093

É possível observar que os ajustes realizados anteriormente para as funções de sobrecorrente da usina garantem a seletividade do sistema, tendo em vista que a proteção mais a jusante vai atuar primeiro. A figura 18, apresenta a simulação realizada.

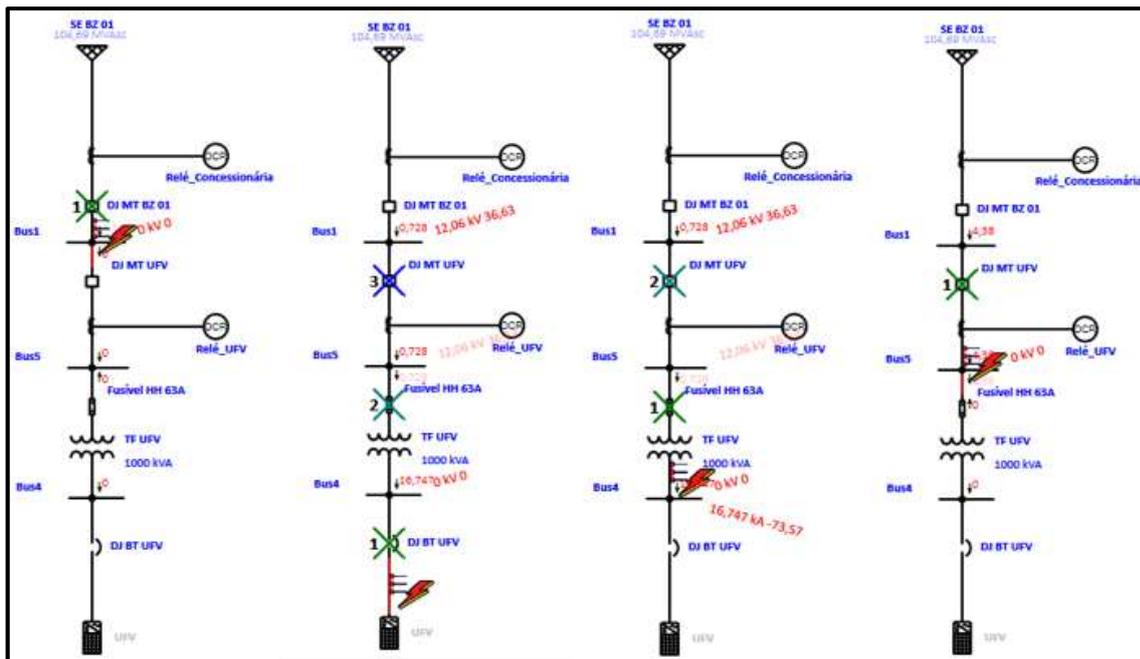


Figura 18 - Simulação Curto-Trifásico e Sequência de Operação

4-Análise de Viabilidade Econômica

Embora sejam evidentes os benefícios da implantação da energia solar fotovoltaica, o fator econômico é determinante para a viabilidade do projeto. Portanto, neste capítulo serão apresentados todos os estudos econômicos realizados para a verificação da viabilidade da usina fotovoltaica de 1 MWp. Assim, como metodologia, serão utilizados três parâmetros: VPL (Valor Presente Líquido), TIR (Taxa Interna de Retorno) e Payback descontado.

4.1 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 a rede da Neoenergia Distribuição Brasília, como mostrado na tabela 33.

Tabela 33: Cálculo do CAPEX do Projeto

Item	Valor do Item (R\$)	Valor Total (R\$)
Engenharia e Administração		
1- Análise do Solo (Terraplanagem)	R\$ 15.000,00	R\$ 369.500,00
2- Licenças e Autorizações Ambientais	R\$ 4.500,00	
3- Engenharia	R\$ 350.000,00	
Equipamentos do Sistema Gerador FV		
4- Módulos Fotovoltaicos	R\$ 2.379.375,00	R\$ 3.108.575,00
5- Inversores	R\$ 279.200,00	
6- Estruturas de Fixação	R\$ 450.000,00	
Subestação do Padrão de Entrada de Energia		
7- Cubículo MT	R\$ 360.000,00	R\$ 790.000,00
8- Transformador 1000kVA (à óleo)	R\$ 250.000,00	
9- Cabeamento e Quadros de Proteção	R\$ 180.000,00	
Outros Serviços		
10- Comissionamento	R\$ 25.000,00	R\$ 210.000,00
11- Transporte e Logística	R\$ 150.000,00	
12- Diversos	R\$ 35.000,00	
Total do Investimento (R\$)		R\$ 4.478.075,00

Para efeito desta análise, considerando os custos com os próprios módulos e com a construção de estruturas de cobertura nos estacionamentos, onde serão fixados, estimou-se o valor médio de mercado R\$4.478,10 por kW, a partir do contato com fornecedores.

Um sistema de produção de energia fotovoltaica não pode prescindir de procedimentos de manutenção preventiva e corretiva, pois são equipamentos que estão sob ação de agentes externos como poeira, radiação solar, movimentação mecânica por força dos ventos e própria degradação de conectores, cabos, equipamentos inversores, que exigem algum tipo de atuação.

Portanto, considerando um valor estimado para a manutenção preventiva e corretiva no sistema fotovoltaico, considerando sua capacidade de geração de energia, estima-se o preço mensal de **R\$ 8.500,00** e **custo anual de R\$ 102.000,00**, sendo considerado 5% a.a. de taxa de reajuste.

4.2 PARÂMETROS FINANCEIROS E DE CAPACIDADE

Quanto aos custos incorridos pela perda de eficiência na produção de energia fotovoltaica, foi considerado para efeito de cálculo, que estas serão computadas considerando o preço da energia elétrica pela concessionária em relação ao potencial de energia perdido pela degradação na eficiência dos painéis e lançado ao final de cada ano. O cômputo destas perdas ocorrerá após 12 meses do início da operação do sistema, sendo estimado um valor de 1% de degradação dos módulos fotovoltaicos ao longo do período. Será também computada a troca dos inversores após o 10º ano de operação do sistema.

Foi considerado um custo no primeiro ano de 30% do investimento inicial (via financiamento bancário) que contará com uma taxa de juros de 5,00% a.m em um total de 120 parcelas, isto é, 10 anos de financiamento. Além disso, o valor da energia a ser comercializado será R\$0,6879 conforme tarifa da distribuidora de energia da localidade. Foi considerado uma taxa de 5% a.a. de reajuste do valor de tarifa.

Para completar os dados que permitam a análise de viabilidade do projeto de implantação de um sistema fotovoltaico para atender a demanda de energia elétrica na unidade em foco, falta ainda a definição Taxa Mínima de Atratividade (TMA). A determinação da TMA considera as demais alternativas de emprego do capital. Para efeito desta análise, como TMA será de 9% a.a.

4.3 FLUXO DE CAIXA

A tabela 34 apresenta o fluxo de caixa acumulado ao longo dos anos. Os valores são baseados nas informações dos parâmetros financeiros e de dimensionamento da usina fotovoltaica, sendo considerado 20 anos ao projeto.

Tabela 34: Fluxo de Caixa do Projeto em 20 anos.

Ano	Fluxo de Caixa	Saldo Acumulado	Fluxo Descont.	Fluxo Descont. Acumulado
1	-R\$ 2.762.432	-R\$ 2.762.432	-R\$ 2.762.432	-R\$ 2.762.432
2	R\$ 431.241	-R\$ 2.331.191	R\$ 362.967	-R\$ 2.399.465
3	R\$ 493.221	-R\$ 1.837.969	R\$ 380.857	-R\$ 2.018.607
4	R\$ 558.301	-R\$ 1.279.668	R\$ 395.515	-R\$ 1.623.093
5	R\$ 626.635	-R\$ 653.034	R\$ 407.270	-R\$ 1.215.823
6	R\$ 698.385	R\$ 45.351	R\$ 416.424	-R\$ 799.399
7	R\$ 702.082	R\$ 747.434	R\$ 384.063	-R\$ 415.336
8	R\$ 774.740	R\$ 1.522.174	R\$ 388.816	-R\$ 26.520
9	R\$ 835.763	R\$ 2.357.937	R\$ 384.809	R\$ 358.288
10	R\$ 1.582.232	R\$ 3.940.169	R\$ 668.352	R\$ 1.026.640
11	R\$ 1.342.957	R\$ 5.283.127	R\$ 520.440	R\$ 1.547.081
12	R\$ 1.662.531	R\$ 6.945.658	R\$ 591.087	R\$ 2.138.168
13	R\$ 1.703.314	R\$ 8.648.972	R\$ 555.585	R\$ 2.693.753
14	R\$ 1.744.464	R\$ 10.393.436	R\$ 522.025	R\$ 3.215.778
15	R\$ 1.785.933	R\$ 12.179.369	R\$ 490.307	R\$ 3.706.084
16	R\$ 1.827.668	R\$ 14.007.037	R\$ 460.334	R\$ 4.166.418
17	R\$ 1.869.611	R\$ 15.876.647	R\$ 432.017	R\$ 4.598.435
18	R\$ 1.911.698	R\$ 17.788.345	R\$ 405.268	R\$ 5.003.703
19	R\$ 1.953.859	R\$ 19.742.204	R\$ 380.005	R\$ 5.383.709
20	R\$ 1.996.019	R\$ 21.738.223	R\$ 356.151	R\$ 5.739.860

4.4 ANÁLISE DE VIABILIDADE

O fluxo de caixa possibilita a extração das informações de viabilidade do projeto, portanto, a tabela 35 indica os valores dos indicadores financeiros do projeto.

Tabela 35: Indicadores Financeiros do Projeto

Indicador	Valor
VPL (TMA = 9%)	R\$ 6.505.066,15
TIR	26,14%
Payback Simples	5,94
Payback Descontado	8,07
LCOE R\$/ kWh	0,50

O Valor Presente Líquido (VPL) é um indicador utilizado por investidores para realizar a análise de viabilidade de projetos de investimento. Com esse indicador, é possível fazer os ajustes de desconto de taxas de juros e obter

assim, o real valor do dinheiro investido no futuro. Adotando como premissa a TMA igual a 9%, o VPL de 20 anos seria igual a R\$ 6.505.066,15.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) está diretamente relacionada ao VPL, pois é o que torna o fluxo de caixa igual a zero, isto é, o lucro líquido que pagaria o investimento inicial. Aplicando o cálculo no fluxo de caixa dos 20 anos, obtém-se o valor de 26,14%, um excelente indicativo do retorno deste investimento.

O payback refere-se ao tempo decorrido entre o investimento e o momento no qual o lucro líquido acumulado se iguala ao valor de investimento realizado. O indicador pode ser calculado com o fluxo de caixa normal, isto é, *payback simples* ou poderá ser calculado com o fluxo de caixa descontado, ou seja, *payback descontado*. O projeto apresentou o payback simples de 5,94 anos e o payback descontado de 8,07 anos.

O LCOE (Custo Nivelado da Energia) tem por objetivo representar o custo de kWh gerado por determinado investimento. É uma métrica de suma importância para comparar propostas de investimentos e conseguir mensurar qual solução oferece o melhor retorno. O LCOE para esse projeto foi calculado com o valor de R\$ 0,50/ kWh.

Portanto, os indicadores financeiros do projeto comprovam que o investimento é assertivo e bastante vantajoso considerando o contexto econômico brasileiro de aumento constante na inflação e na tarifa de energia. As análises foram realizadas considerando premissas mais precisas e atualizadas possíveis, levando em conta fatores que geralmente são desconsiderados como, por exemplo, a degradação do módulo e a troca de inversores ao longo do ano. Assim, conseguiu-se obter um valor real e preciso do retorno do investimento em análise, o que demonstra que mesmo com todas as perdas e custos de manutenção, ainda sim, a construção de uma usina solar fotovoltaica aderente ao sistema de compensação de energia elétrica é vantajosa.

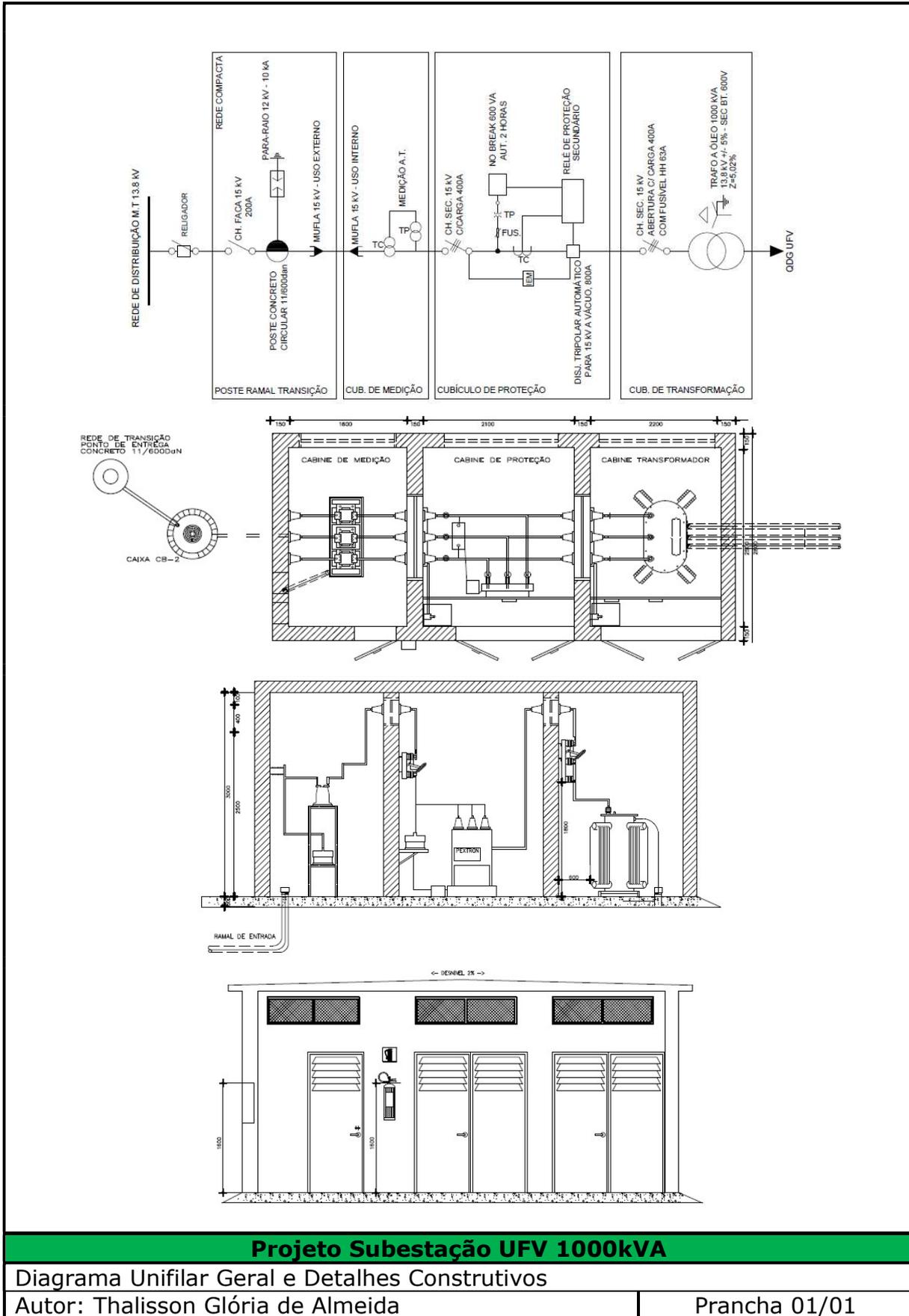
5-Conclusão

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 MVA na cidade de Brazlândia-DF.

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 26% a.a. e payback descontado de 8 anos, justificando o elevado investimento inicial com um rápido retorno.

Anexo A – Projeto Subestação



Projeto Subestação UFV 100kVA

Diagrama Unifilar Geral e Detalhes Construtivos

Autor: Thalisson Glória de Almeida

Prancha 01/01

Anexo B – Formulário para Aferição da Proteção para Geração Distribuída

DESCRIÇÃO DO(S) EQUIPAMENTO(S) INSTALADO(S)			
RELÉ	FABRICANTE: PEXTRON	MODELO: URP 6000	TC: 250/5 A
TENSÃO DE SAÍDA DO NOBREAK INSTALADO: 220V			TP: 13800/115 V

PERFIL DE POTÊNCIA INSTALADA DA MICRO/MINIGERADORA DISTRIBUÍDA		
≤ 75 kW ()	> 75 kW ou ≤ 500 kW ()	> 500 kW
	ou ≤ 5 MW (X)	
FONTE DE GERAÇÃO: SOLAR		POTÊNCIA DA GERAÇÃO: 1163kWp

DESCRIÇÃO DE ELEMENTOS (Requisito mínimos dispostos no PRODIST – Módulo 3)	
ELEMENTO DE DESCONEXÃO (Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema, exceto para microgeradores e minigeradores que se conectam à rede através dos inversores)	(X) RELIGADOR AUTOMÁTICO () CHAVE FACAS AÉREAS () CHAVE SEC. ABRIGADA
ELEMENTO DE INTERRUÇÃO (Disjuntor de MT, com bobina de disparo para abertura. Elemento interrupção automático acionado por proteção para microgeradores distribuídos e por comando e/ou proteção para minigeradores distribuídos)	MODELO DO DISJUNTOR: SIEMENS 3AH5 À VÁCUO INSTALAÇÃO: () CUBÍCULO BLINDADO (X) CONVENCIONAL
RELAÇÃO DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE (RTC)	50
RELAÇÃO DOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (RTP)	69

1º AJUSTES DOS RELÉS			
FUNÇÃO	PARÂMETRO	FASE	NEUTRO
51 (Tempo)	Corrente de partida (pick-up) da unidade temporizada direcional ($ip >$)	1,09A (54,56)A	0,36 A (18,01 A)
		NORMA: IEC	NORMA: IEC

	Curva de sobrecorrente direcional temporizada referenciada a norma	CURVA: MI	CURVA: MI
	Dial de Tempo (Deslocamento da curva)	0,15s	0,12s
51 (Tempo Definido)	Elemento de atuação com sobrecorrente direcional definida ($ip >>$)	Desabilitado	Desabilitado
	Elemento de atuação com tempo definido ($t >>$)	Desabilitado	Desabilitado
51V	Tensão de restrição nominal (Vn)	179,27V	-
50	Sobrecorrente direcional instantânea (I_{inst})	7,03 A (351,46 A)	2,32 A (115,98 A)

2º AJUSTES DOS RELÉS

FUNÇÃO	PARÂMETRO	RELÉ DE PROTEÇÃO ESPECÍFICO? (além do inversor)	AJUSTES	
			FASE-TERRA	TEMPO
27	Tensão mínima de atuação por subtensão	SIM	159,35 V	5s
59	Tensão máxima de atuação por sobretensão	SIM	219,10 V	5s
81U	Subfrequência de atuação [Hz]	SIM	58,5 Hz	5s
81O	Sobrefrequência de atuação [Hz]	SIM	61,5 Hz	5s

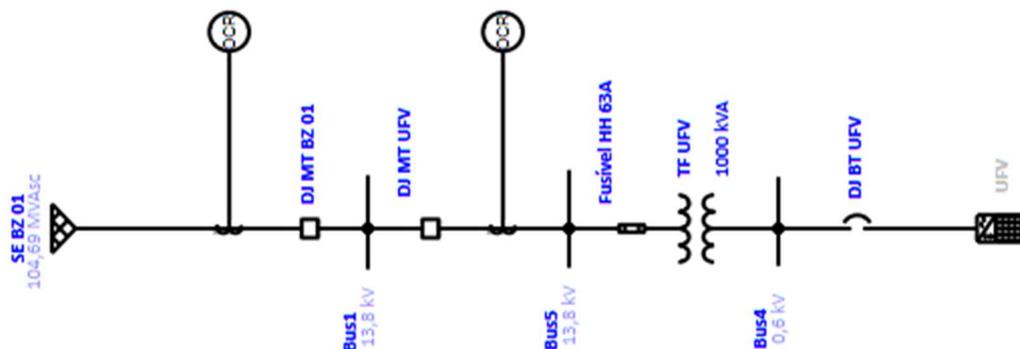
3º AJUSTES DOS RELÉS

FUNÇÃO	PARÂMETRO	FASE	NEUTRO
	Corrente de partida (pick-up) da unidade temporizada direcional ($ip >$)	1,09A (54,56)A	0,36 A (18,01 A)
67 (Tempo)	Curva de sobrecorrente direcional temporizada referenciada a norma	NORMA: IEC CURVA: MI	NORMA: IEC CURVA: MI
	Dial de Tempo (Deslocamento da curva)	0,15s	0,12s
	Ângulo de máximo torque da direcionalidade	45°	110°
	Elemento de atuação com sobrecorrente direcional definida ($ip >>$)	Desabilitado	Desabilitado

	Elemento de atuação com tempo definido ($t > >$)	Desabilitado	Desabilitado
67	Sobrecorrente direcional instantânea (I inst)	7,03 A (351,46 A)	2,32 A (115,98 A)

Anexo C – Configurações e Simulação ETAP

Diagrama Unifilar Geral Desenvolvido



Configuração e Parametrização Rede Concessionária SE-BZ.01

Power Grid Editor - SE BZ 01

Info Rating Short Circuit Time Domain Harmonic Reliability Energy Price Remarks Comment

13,8 kV Swing

Grounding

SC Rating

	MVA _{sc}	MVA _{sc}	X/R	kAsc
3-Phase	104,69		0,733	4,38
1-Phase	104,27	34,757	0,724	4,362
	sqrt(3)Vl If	Vln If		

SC Impedance (100 MVA_b)

	% R	% X
Pos.	77,0438	56,4654
Neg.	77,0438	56,4654
Zero	78,3088	56,6911

SE BZ 01

OK Cancel

Configuração e Parametrização Relé Concessionária

Relé SEL 751

Overcurrent Relay Editor - Relé_Concessionária

Info Input Output **OCR** Scheme Logic TCC kA Model Info Checker Remarks Comment

Schweitzer
751

OC Level: OC1 Enabled Integrated Curves
 Block TOC by IOC & combine for this level

Library Info
Library...

Device Parameters

Selected Device ID	Type	FLA
TF UFV	2W Transformer	41,84

Parâmetros de fase

Phase Neutral Ground Neg-Seq

Overcurrent

Curve Type: C2 - IEC Cls B Very Inverse Terminal: Phase

Pickup Range: 0.5 - 16 Sec - 5A Amps

Pickup: 0.8 Step: 0.01 Relay Amps: 0.8 Prim. Amps: 32

Time Dial: 0.92 Step: 0.01

Instantaneous

Pickup Range: 0.5 - 100 Sec - 5A Amps Terminal: Phase

Pickup: 24 Step: 0.01 Relay Amps: 24 Prim. Amps: 960

Delay Range: 0 - 5 sec

Delay (sec): 0.01 Step: 0.01

Parâmetros de neutro

Phase Neutral Ground Neg-Seq

Overcurrent

Curve Type: C2 - IEC Cls B Very Inverse Terminal: Phase

Pickup Range: 0.5 - 16 Sec - 5A Amps

Pickup: 0.55 Step: 0.01 Relay Amps: 0.55 Prim. Amps: 22

Time Dial: 0.918 Step: 0.01

Instantaneous

Pickup Range: 0.5 - 100 Sec - 5A Amps Terminal: Phase

Pickup: 16 Step: 0.01 Relay Amps: 16 Prim. Amps: 640

Delay Range: 0 - 5 sec

Delay (sec): 0.01 Step: 0.01

Configuração e Parametrização Relé Subestação UFV

Parâmetros de fase

Phase Neutral Ground Neg-Seq

Overcurrent

Curve Type: C2 - IEC Cls B Very Inverse Terminal: Phase

Pickup Range: 0,5 - 16 Sec - 5A Amps

Pickup: 1 Step: 0,01 Relay Amps: 1 Prim. Amps: 50

Time Dial: 0,17 Step: 0,01

Instantaneous

Pickup Range: 0,5 - 100 Sec - 5A Amps Terminal: Phase

Pickup: 7,03 Step: 0,01 Relay Amps: 7,03 Prim. Amps: 351,5

Delay Range: 0 - 5 sec

Delay (sec): 0,01 Step: 0,01

Parâmetros de neutro

Phase Neutral Ground Neg-Seq

Overcurrent

Curve Type: C2 - IEC Cls B Very Inverse Terminal: Phase

Pickup Range: 0,5 - 16 Sec - 5A Amps

Pickup: 0,5 Step: 0,01 Relay Amps: 0,5 Prim. Amps: 25

Time Dial: 0,13 Step: 0,01

Instantaneous

Pickup Range: 0,5 - 100 Sec - 5A Amps Terminal: Phase

Pickup: 2,32 Step: 0,01 Relay Amps: 2,32 Prim. Amps: 116

Delay Range: 0 - 5 sec

Delay (sec): 0,01 Step: 0,01

Fusível HH 63A

Fuse Editor - Fusível HH 63A

Info	Rating	TCC kA	Model Info	Reliability	Checker	Remarks	Comment
ABB						17,5 kV max.	63A
CEF						Other Speed	25 kA

Standard

ANSI

IEC

Rating

kV	Size	Continuous Amp	Breaking	Test PF
17,5	63A	63	25	15

TRV: 0 Test X/R: 6,591

Transformador 13.8/0.6 kV 1000kVA

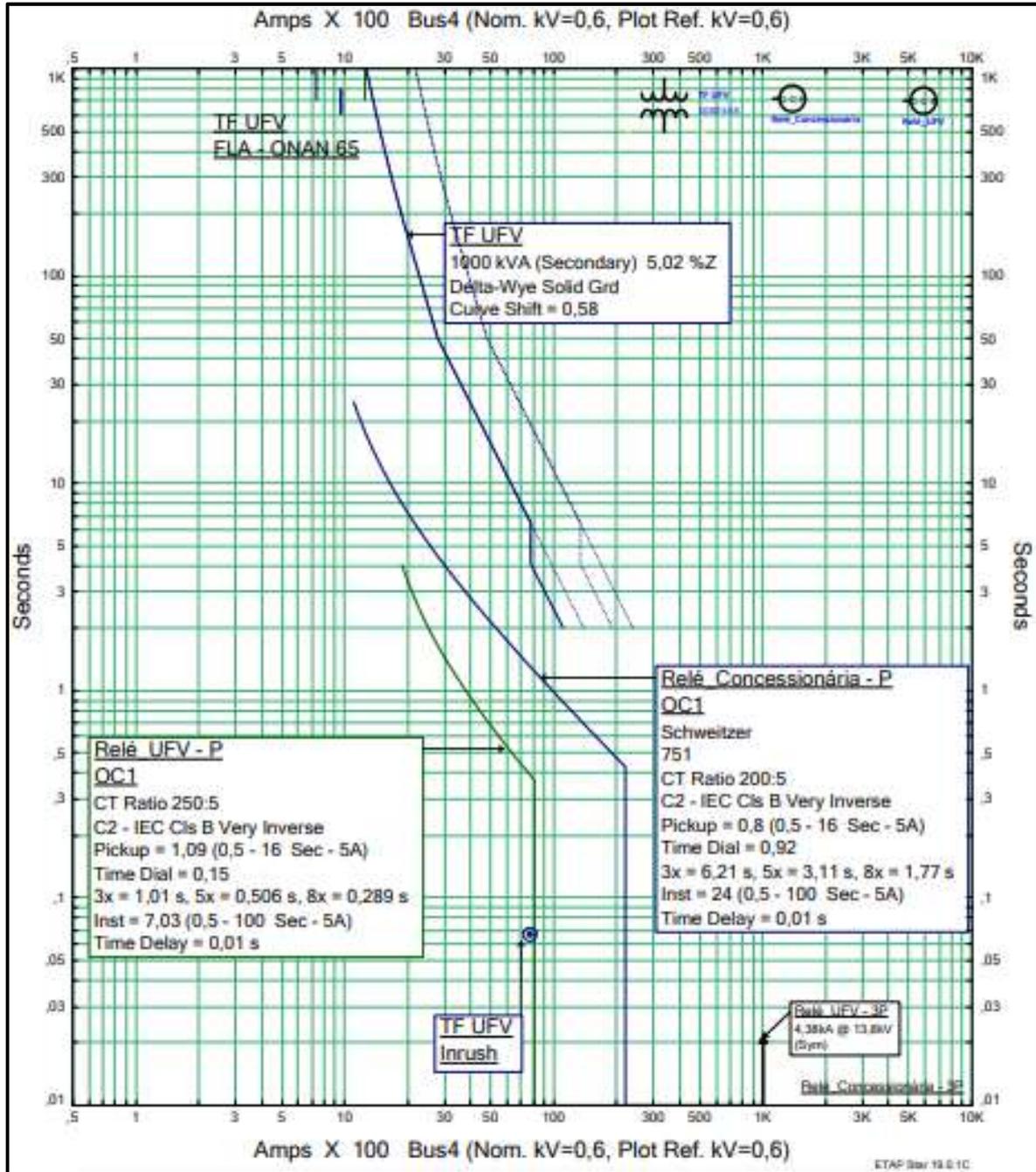
2-Winding Transformer Editor - TF UFV

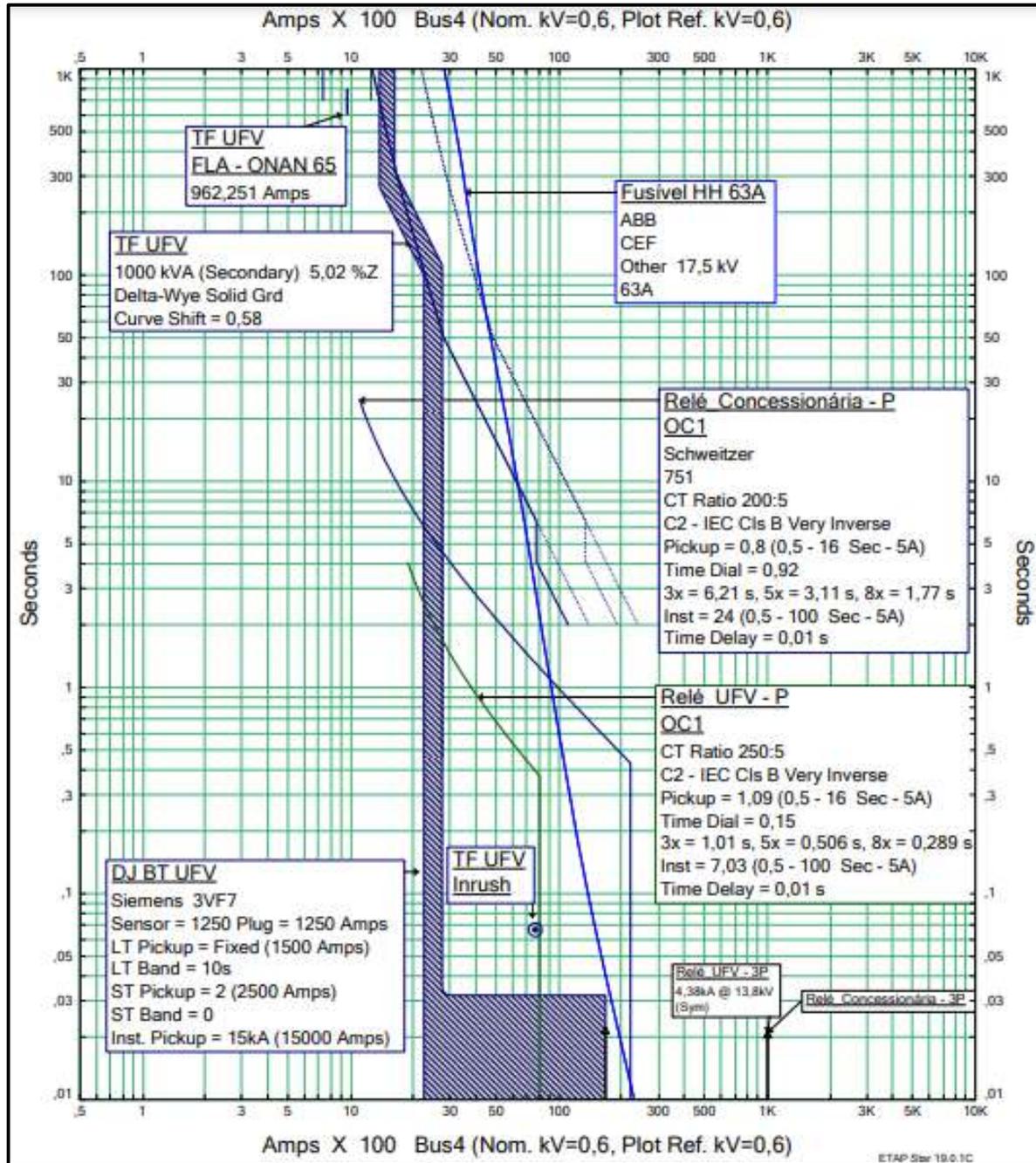
Reliability		Remarks			Comment		
Info	Rating	Impedance	Tap	Grounding	Sizing	Protection	Harmonic
1000 kVA ANSI Liquid-Fill - C57.12 ONAN 65 C							13,8 0,6 kV
Voltage Rating		FLA		Nominal Bus kV		Z Base	
Prim.	13,8	41,84	13,8		kVA		1000
Sec.	0,6	962,3	0,6		ONAN 65		
Power Rating		Alert - Max		Installation			
Rated	1000	kVA		Altitude			
Derated	1000	1000		3300 ft			
ONAN 65		<input checked="" type="radio"/> Derated kVA		Ambient Temp.			
		<input type="radio"/> User-Defined		30 °C			
% Derating		MFR					
0							
Type / Class		Sub Type		Class		Temp. Rise	
Liquid-Fill - C57.12		Mineral Oil		ONAN		65	

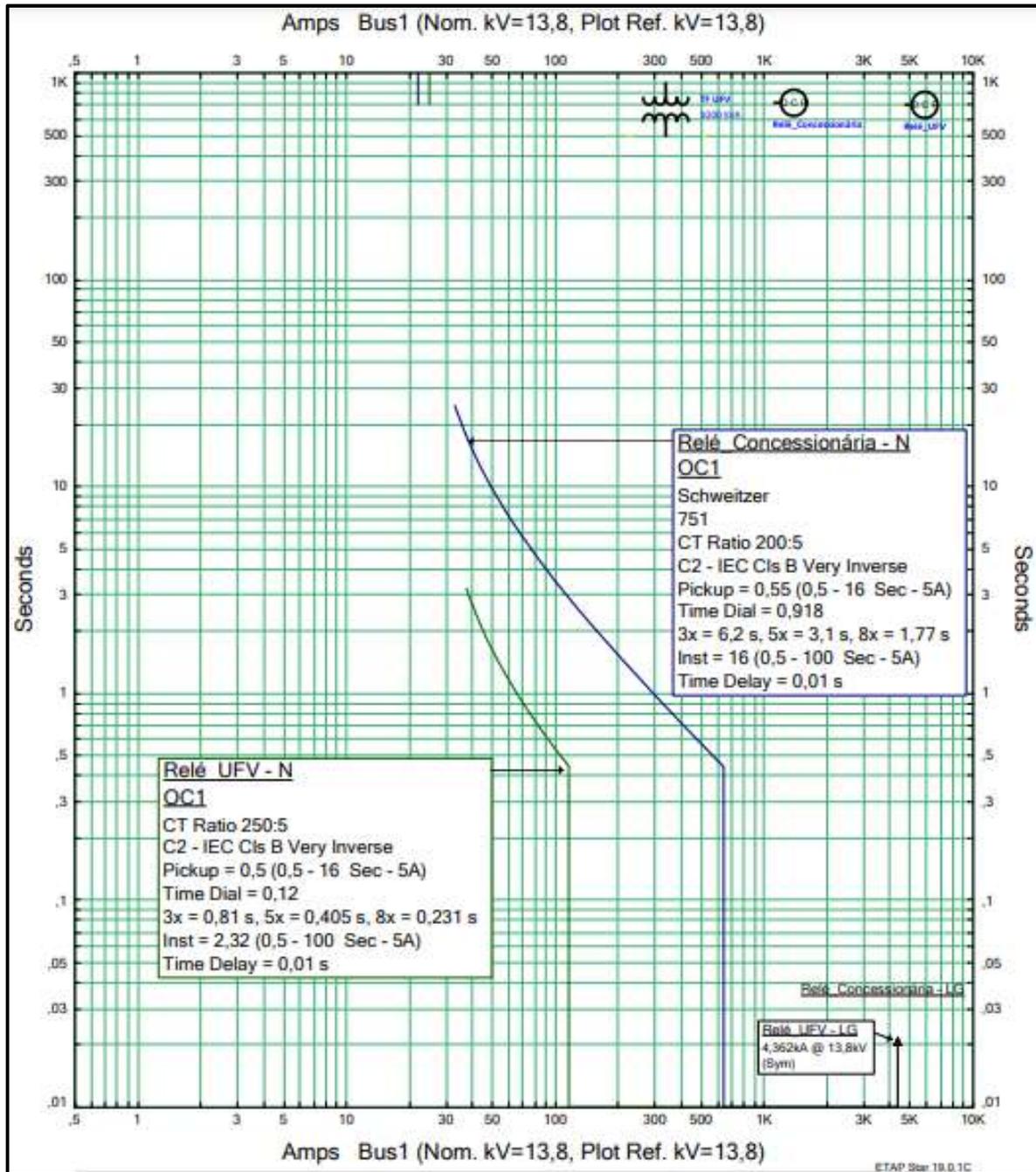
2-Winding Transformer Editor - TF UFV

Reliability		Remarks			Comment		
Info	Rating	Impedance	Tap	Grounding	Sizing	Protection	Harmonic
1000 kVA ANSI Liquid-Fill - C57.12 ONAN 65 C							13,8 0,6 kV
Impedance		Z Base					
Positive	%Z	X/R	R/X	%X	%R	kVA	
	5,02	5,79	0,173	4,947	0,854	1000	
Zero	5,02	5,79	0,173	4,947	0,854	ONAN 65	
Z Variation		Z Tolerance					
@ -5 % Tap	%Z	% Z Variation					
	5,02	0					+ 0 %
@ 5 % Tap	5,02	0					
No Load Test Data (Used for Unbalanced Load Flow only)							
Positive	% FLA	kW	% G	% B			
	0	0	0	0			
Zero	0	0	0	0			
<input type="checkbox"/> Buried Delta Winding		Zero Seq. Impedance		Typical Value			

Anexo D – Coordenogramas







6-Referências Bibliográficas

- [1] ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 16149 - Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.** 2013.
- [2] ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 6856 - Transformador de corrente - Especificação e Ensaio.** 2015.
- [3] ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 6855 - Transformador de potencial indutivo - Requisitos e ensaios.** 2018.
- [4] ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR IEC 62116 - Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.** 2012.
- [5] ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 14039 – Instalações Elétricas de Média Tensão de 1,0kV a 36,2kV.** 2003.
- [6] ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 5410 – Instalações Elétricas de Baixa Tensão.** 2004
- [7] ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 13571 – Haste de aterramento aço-cobreada e acessórios.** 1996
- [8] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 1000.** 2021.
- [9] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 956.** 2021. Anexo III. Módulo 3.
- [10] CANADIAN Solar Module. Disponível em <<https://www.csisolar.com/br/module>> Acessado em: 10 de Agosto de 2023
- [11] CEB. Companhia Energética de Brasília. **NTD 6.05:2013 - Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária de Distribuição.** 2ª Ed. 2013.
- [12] CEB. Companhia Energética de Brasília. **NTD 6.09:2016 - Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição CEB-D - Conexão em Baixa e Média Tensão.** 4ª Ed. 2016.
- [13] ETAP®. **Electrical Power System Analysis & Operation Software.** Disponível em < <https://etap.com/>> Acessado em: 24 de julho de 2023.
- [14] KAGAN, N., OLIVEIRA, C. C., & ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** Ed. Edgard Blucher LTDA. 2010.

- [15] MARDEGAN, C. S. **Proteção e Seletividade em Sistemas Elétricos Industriais**. São Paulo. Atitude Editorial LTDA. 1ª Ed. 2012.
- [16] PEXTRON. **Manual de Operação URP 6000**. Pextron Controles Eletrônicos LTDA. V.9.52. 2021.
- [17] SUNGROW SUPPLY CO., LTD. **User Manual SG125HV PV Grid-connected Inverter**. V.01. 2018.



Coordenadoria de
Educação Aberta e a Distância