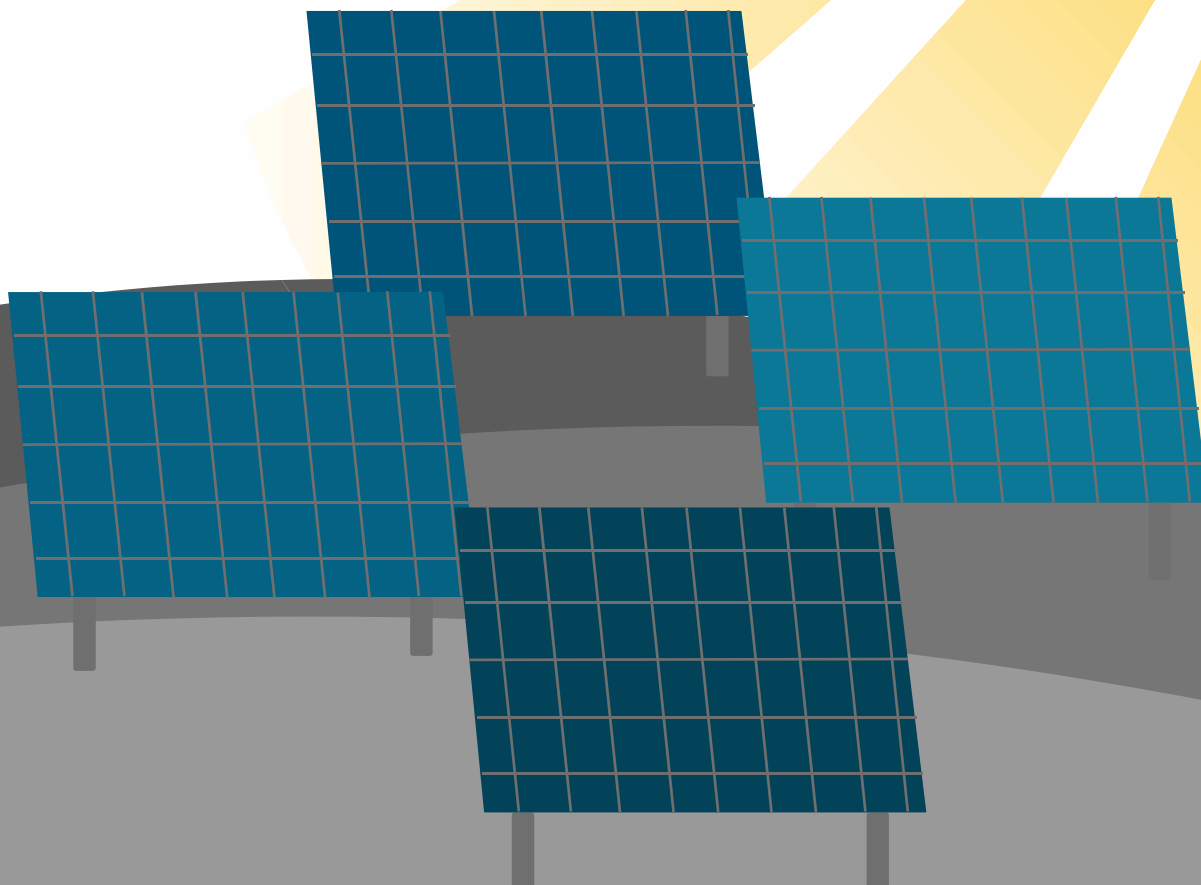


Universidade Federal de Viçosa - UFV
Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas - CCE
Departamento de Engenharia Elétrica - DEL



**Estudo de implantação e dimensionamento de
usina solar fotovoltaica de 5,68 MWp como
unidade geradora e comercializadora na CCEE
ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

ALUNO: Isaque Rodrigues de Castro
ORIENTADOR: Prof. Me. João Marcus Soares Callegari

Viçosa, 28 de Fevereiro de 2022.

Aluno: Isaque Rodrigues de Castro

Estudo de implantação e dimensionamento de usina solar fotovoltaica de 5,68 MWp como unidade geradora e comercializadora na CCEE

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

Orientador: Prof. Me. João Marcus Soares Callegari

Viçosa, 28 de Fevereiro de 2022.

ATA DE APROVAÇÃO

Isaque Rodrigues de Castro

Estudo de implantação e dimensionamento de usina solar fotovoltaica de 5,68 MWp como unidade geradora e comercializadora na CCEE

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 28 de Fevereiro de 2022.

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

Membro Titular: Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira - UFV

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

DEDICATÓRIA

**Dedico este
trabalho**

A minha família com carinho, pois sempre estão presentes nas etapas de minha carreira com muito animo e entusiasmo, sendo fundamentais para a realização deste trabalho,

AGRADECIMENTOS

A Deus por ter nos abençoado com saúde e vida, durante este período tão difícil para todos! Este trabalho foi realizado com muito carinho e dedicação. Em especial, gostaria de agradecer aos meus familiares, por todo apoio e motivação, a equipe do GESEP, pela excelente qualidade de seus materiais, e corpo docente, que com bastante profissionalismo e capacidade, puderam propiciar um ensino remoto de excelência. Aos meus orientadores, João Marcus e Heverton Pereira, que foram fundamentais para a realização e conclusão deste estudo, pois o compromisso assumido por nós, não seria possível sem o pleno acompanhamento e esforço dos senhores.

Espero em breve, poder visitá-los para conhecer todo pessoal e a estrutura do GESEP. Que nossos laços de amizade, iniciados remotamente, perdurem ao longo de nossas carreiras profissionais.

Muito obrigado pelos ensinamentos!

RESUMO

Nos últimos anos, a geração de energia baseada em sistemas fotovoltaicos tem apresentado crescimento percentual notável. Visando a exploração do ambiente de contratação regulada ACR e comercialização livre, esse trabalho realiza o dimensionamento, estudo de viabilidade e projeto da subestação de entrada para implantação de uma fazenda solar com potência instalada de 5,68 MW, que será implantada na cidade de Juazeiro / BA.

O empreendimento é enquadrado como produtor independente de energia elétrica, atendido em média tensão trifásica 13,8 kV e 60 Hz, grupo A-4. A demanda contratada de geração é de 5 MW, arranjado em duas subestações de 2,5 MVA, enquanto o sistema solar fotovoltaico é composto de 12.480 módulos de 455 Wp e 40 inversores de 125 kW. A instalação dos módulos é feita no solo, ocupando uma área aproximada de 41.000 m², orientados com azimute 0° e inclinação de 10°. O projeto apresentou viabilidade econômica, considerando os parâmetros atuais de contratação em leilões de energia nova e horizonte de contratação de 20 anos, com uma taxa interna de retorno de 25,58% a.a. e pay-back descontado de 8,04 anos.

Palavras-chave: ACR, CCEE, Leilões, Sistema Fotovoltaico,

Lista de Figuras

Figura 1: Imagem via satélite apresentando as delimitações da propriedade.....	14
Figura 2: Área destinada à instalação da usina, e ponto de conexão mais próximo.....	15
Figura 3: Consulta de demanda rede concessionária local 13,8 kV.....	16
Figura 4: Rota alternativa para reforço de rede e ou ampliação.....	16
Figura 5 – Dados climatológicos para Juazeiro/BA – Fonte: http://www.dca.ufcg.edu.br/clima/tmedba.htm	20
Figura 6: Configuração das séries e arranjos FV conectados ao inversor FV.....	22
Figura 7: Quadro de junção C.C. modelo Renobox 2/2.....	24
Figura 8: Conexões do quadro de junção C.A. QGTB.....	25
Figura 9: <i>Layout</i> do sistema de aterramento.....	29
Figura 10: Topologia de subestação abrigada com potência instalada acima de 300 kVA.....	32
Figura 11: Dimensões da subestação projetada.....	33
Figura 12: Esquemático utilizado para dimensionamento do TC.....	34
Figura 13: Malha de aterramento tipo quadrado cheio.....	38
Figura 14: Configuração da rede aérea de distribuição protegida entre barra da SE COELBA e barra do acessante.....	40
Figura 15: Resumo das contribuições da concessionária e da usina solar fotovoltaica (UFV) para as correntes de CC nas diversas barras.....	42
Figura 16: Coordenograma das proteções: 67(1) e 67(2).....	46
Figura 17: Coordenograma das proteções: 67N(1) e 67N(2).....	47
Figura 18: Preço de venda nos leilões de energia para as fontes Eólica, Solar Fotovoltaica, PCH, Gás Natural e Biomassa.....	50
Figura 19: Tarifas de aplicação e base econômica para grupo A – COELBA (revisão vigente até a data deste trabalho).....	50
Figura 20: Dados de manutenção não programada e custos de reparos de uma usina FV de grande porte, durante cinco anos. (Fonte: L. M. More e H. N. Post.).....	52
Figura 21: Simulação 1: Cenário Regular - Sem Substituição de equipamentos.....	52
Figura 22: Simulação 2: Cenário Regular - Substituição de 50% dos inversores.....	53
Figura 23: Simulação 2: Cenário Regular - Substituição de 100% dos inversores.....	53
Figura 24: Simulação 4: Cenário Pessimista - Sem Substituição de inversores.....	54
Figura 25: Simulação 5: Cenário Pessimista - Substituição de 50% dos inversores.....	55
Figura 26: Simulação 6: Cenário Pessimista - Substituição de 100% dos inversores.....	56
Figura 27: Simulação 7: Cenário Otimista – Sem Substituição dos inversores.....	56
Figura 28: Simulação 8: Cenário Otimista – Substituição de 50% dos inversores.....	57
Figura 29: Simulação 9: Cenário Otimista – Substituição de 100% dos inversores.....	57
Figura 30: Diagrama unifilar da subestação 2,5 MVA utilizada para conexão da UFV a rede da COELBA.....	61
Figura 31: Diagrama unifilar com detalhamento do QGBT UFV e detalhes das 10 UFV conectadas no QGBT em BT.....	62

Lista de Tabelas

Tabela 1: Características do módulo fotovoltaico utilizados na instalação.	18
Tabela 2: Características dos inversores fotovoltaicos utilizados na instalação.	19
Tabela 3: Resumo do dimensionamento elétrico da UFV.	23
Tabela 4: Resumo das características elétricas dos equipamentos constituintes do quadro de junção C.C.	24
Tabela 5: Resumo das características elétricas dos equipamentos constituintes dos quadros de junção C.A.	26
Tabela 6: Premissas para dimensionamento de cabos C.C.	26
Tabela 7: Dimensionamento dos cabos C.C. de acordo com a ABNT NBR 16690 e premissas da Tabela 6.	27
Tabela 8: Premissas para dimensionamento de cabos C.A.	27
Tabela 9: Dimensionamento dos cabos C.A. (Inversores para QGBT) de acordo com a ABNT NBR 5410.	28
Tabela 10: Dimensionamento do barramento de conexão C.A. (20 inversores no QGBT a BT do transformador) de acordo com a ABNT NBR 5410.	28
Tabela 11: Dimensionamento dos cabos/barramentos C.A. de acordo com a ABNT NBR 5410.	28
Tabela 12: Dimensionamento dos condutores de aterramento do lado C.C. e C.A. da UFV – conforme critérios mínimos da ABNT NBR 5419-4.	29
Tabela 13: Materiais necessários para implantação do subsistema de aterramento.	30
Tabela 14: Materiais necessários para implantação da UFV em solo.	30
Tabela 15: Materiais necessários para implantação de cabeamento C.A em baixa tensão.	31
Tabela 16: Materiais necessários para implantação de subestações e cabeamento C.A em média tensão.	31
Tabela 17: Materiais necessários para implantação das redes de distribuição compactas em média tensão.	31
Tabela 18: Dimensionamento dos equipamentos da subestação.	34
Tabela 19: Memorial de cálculo do transformador de corrente.	35
Tabela 20: Dimensionamento de TP de medição em 13,8 kV.	35
Tabela 21: Quadro de carga da subestação para alimentação auxiliar.	35
Tabela 22: Quadro de carga da subestação para alimentação da proteção.	36
Tabela 23: Especificação do disjuntor de MT.	36
Tabela 24: Dimensionamento de TCs de medição em 13,8 kV.	37
Tabela 25: Dimensionamento de TP de medição em 13,8 kV.	38
Tabela 26: Valores base utilizados nos estudos de proteção.	39
Tabela 27: Impedância e correntes de curto-circuito fase-fase, fase-terra e trifásica na barra da subestação (Dados de simulação).	39
Tabela 28: Dimensionamento dos cabos de MT.	40

Tabela 29: Dados de impedância de sequência dos cabos da rede RDP da SE COELBA até a barra de conexão do acessante. *Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C.	40
Tabela 30: Dados de impedância de sequência dos cabos de cobre utilizados na rede interna do acessante. *Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C.	41
Tabela 31: Características elétricas do transformador à seco.	41
Tabela 32: Impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema.	42
Tabela 33: Ajustes de religadores para coordenação, fornecidas pela concessionária.	43
Tabela 34: Definição das proteções e suas respectivas parametrizações de acordo com a norma DIS-NOR-033_01-2021 - COELBA.	44
Tabela 35 – Valor dos materiais necessários para construção da UFV.	48
Tabela 36 – Custo associado aos serviços necessários para construção da UFV.	48
Tabela 37 – Despesas com pessoal no ano 0.	49
Tabela 38 – Lista de equipamentos sobressalentes da UFV.	49
Tabela 39 – Seguro adotado para a UFV.	49
Tabela 40 – Taxas e índices referência (2015 a 2021) que serão adotados para o cenário regular ou normal.	50
Tabela 41 – Cenários adotados para realização de análise econômica.	51
Tabela 42 – Investimentos iniciais da UFV para análise econômica.	51
Tabela 43 – Custos fixo para operação da UFV para análise econômica (Valores no ano zero).	51

Lista de Abreviação

TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido
TIR	Taxa Interna de Retorno
UFV	Usina Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
ACR	ambiente de contratação regulada

Lista de Símbolos

FC_0	Fluxo de caixa do período zero
FC_n	Fluxo de caixa no período n
W_{modulo}	Produção de energia do módulo

Sumário

1-	Características gerais locais da instalação	14
1.1	ANÁLISE DO LOCAL DA INSTALAÇÃO	14
1.2	ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO E PERDAS	17
2-	Dimensionamento de usina solar fotovoltaica e análise de proteções associadas	18
2.1	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	18
2.1.1	<i>DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS</i>	18
2.1.2	<i>DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES</i>	19
2.1.3	<i>DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO C.C. E C.A.</i>	23
2.1.4	<i>DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C.</i>	26
2.1.5	<i>DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A.</i>	27
2.1.6	<i>ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO E ATERRAMENTO DA UFV</i>	29
2.2	DIMENSIONAMENTO DA CABINE PRIMÁRIA	32
2.2.1	<i>TOPOLOGIA ADOTADA</i>	32
2.2.2	<i>CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E ELÉTRICAS DA SUBESTAÇÃO</i>	33
2.2.3	<i>COMPONENTES DO SISTEMA DE PROTEÇÃO: DISJUNTOR, RELÉ SECUNDÁRIO, TRANSFORMADORES DE TENSÃO E CORRENTE</i>	34
2.2.4	<i>COMPONENTES DO SISTEMA DE MEDIÇÃO</i>	37
2.2.5	<i>ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO</i>	38
2.3	ESTUDOS DE PROTEÇÃO	39
2.3.1	<i>CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO</i>	39
2.3.2	<i>PARAMETRIZAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO</i>	43
2.3.3	<i>ESTUDO DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO</i>	45
3-	Análise de Viabilidade Econômica	48
3.1	CUSTOS DE IMPLEMENTAÇÃO: EQUIPAMENTOS E SERVIÇOS	48
3.2	ANÁLISE DE DESPESAS: MANUTENÇÃO, LIMPEZA, SUPERVISÃO, SUBSTITUIÇÃO DE EQUIPAMENTOS E SEGURO	48
3.3	CONDIÇÕES DE CONTORNO (TAXAS, INDICADORES).....	49
3.4	ANÁLISE DA VIABILIDADE E FLUXO DE CAIXA	51
3.5	CONCLUSÃO	59
4-	Projeto Elétrico	60
4.1	PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR.....	60
4.2	MEMORIAL DESCRITIVO	63
5-	Referências Bibliográficas	65
6-	Anexos	66

1- Características gerais locais da instalação

Este capítulo tem como objetivo, realizar a análise qualitativa e apresentação da localidade escolhida para implementação da usina solar fotovoltaica (UFV).

1.1 ANÁLISE DO LOCAL DA INSTALAÇÃO

A instalação da usina fotovoltaica, proposta neste trabalho, será realizada no sítio Ilha, situado à 5 quilômetros da região central do município de Juazeiro da Bahia. A Figura 1, apresenta imagem de satélite contemplando toda a área da propriedade, com o total 35 hectares de área disponível.

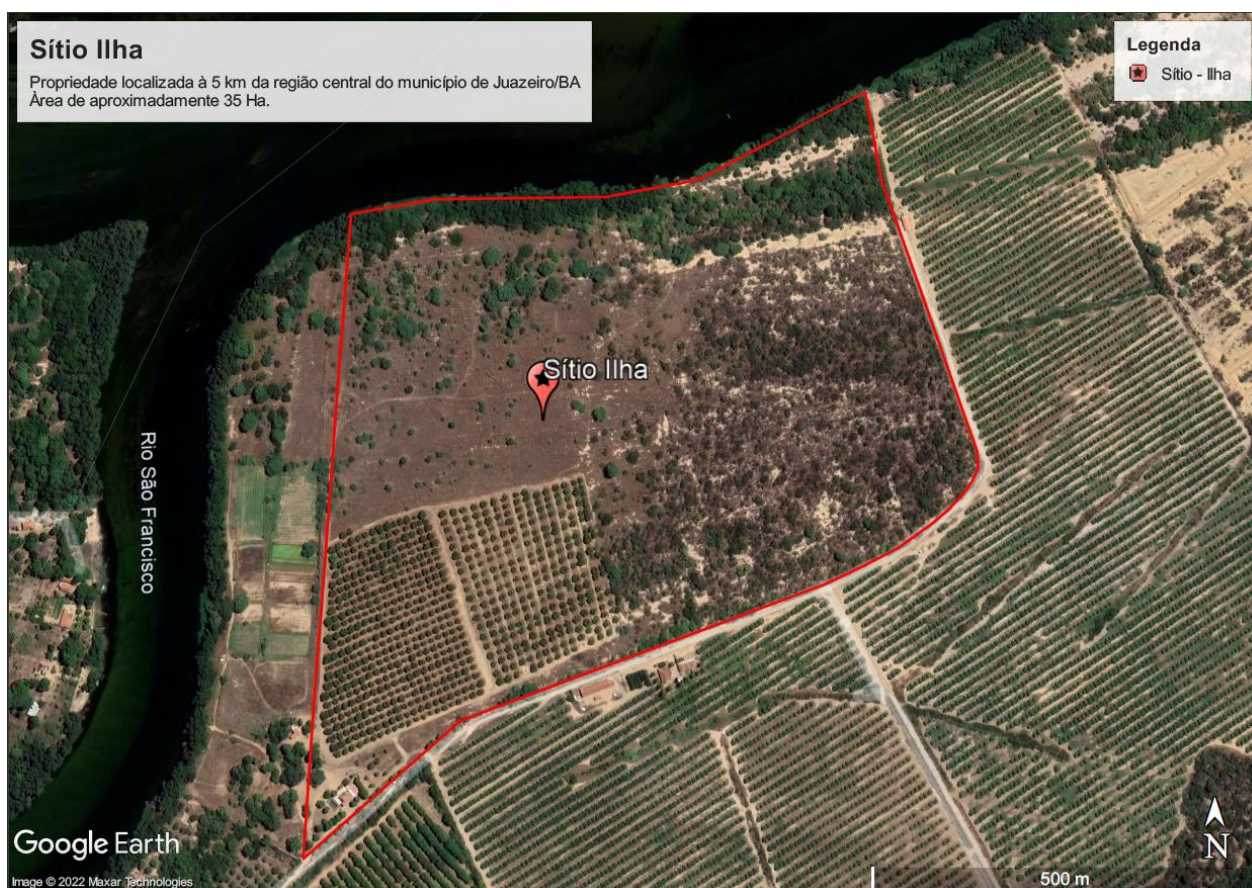


Figura 1: Imagem via satélite apresentando as delimitações da propriedade.

CONSULTA DE DEMANDA



COMO FUNCIONA?

1 Insira o endereço ou coordenada geográfica. Exemplo: -38.4363, -12.9593

2 Informe a demanda desejada (em kW).

3 Clique em **CONSULTAR**.



Figura 3: Consulta de demanda rede concessionária local 13,8 kV.



Figura 4: Rota alternativa para reforço de rede e ou ampliação.

Após refinamento da consulta junto a concessionária, foi observada a existência de uma nova subestação de distribuição SE Juazeiro IV, nas imediações da propriedade, sendo considerada a conexão da usina nesta

subestação. Na Figura 4 foi traçada rota alternativa (aproveitando as faixas de servidão de acessos) para implantação de rede com comprimento estimado de 1,9 km entre o ponto de conexão e a subestação da COELBA mais próxima.

1.2 ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO E PERDAS

A área, apresentada na Figura 2, possui pouco indivíduos arbóreos em seu interior e arredores, porém para fins de instalação, será submetido ao órgão ambiental responsável a solicitação de supressão vegetal da área e licença de operação.

Por fim, a terraplanagem e nivelamento da área visa a adequação do terreno para execução da obra e mitigar efeitos de sombreamento por desnível na localização.

2- Dimensionamento de usina solar fotovoltaica e análise de proteções associadas

O objetivo deste capítulo é a apresentação do detalhamento teórico empregado para o correto dimensionamento do sistema fotovoltaico, mencionado como “usina” ao longo do texto, e implementação das funções de proteção necessárias para seu adequado funcionamento, em conformidade aos normativos ABNT, IEC e exigidos pelo agente concessionário de distribuição.

2.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

A potência instalada na usina proposta neste trabalho será de 5.678,4 kWp em módulos, e de 5.000 kW de potência em inversores. Este sistema visa a devida conexão ao junto ao agente concessionário de distribuição local, Neoenergia Coelba, com seu quantitativo energético produzido sendo comercializado em ambiente via leilões públicos e/ou CCEE, caracterizando o agente gerador como produtor independente de Energia Elétrica. O sistema fotovoltaico será conectado a COELBA via dois circuitos/subestações com potência/demanda de 2.500 kW cada.

2.1.1 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os módulos fotovoltaicos empregados no sistema fotovoltaico deste trabalho serão de tecnologia mono-cristalina perc do fabricante CanadianSolar. As características e especificações técnicas são apresentadas na Tabela 1. Maior detalhamento pode ser obtido nas folhas de dados do módulo fotovoltaico nos Anexos.

Tabela 1: Características do módulo fotovoltaico utilizados na instalação.

Parâmetros	Símbolo	Valor
Modelo	-	HiKu CS3W-455 MS
Fabricante	-	CanadianSolar
Garantia do produto	-	12 anos
Garantia de perda de produção	-	25 anos
Tecnologia das células	-	Silício mono-cristalino
Potência máxima*	P_{mp}	455 W
Tensão de máxima potência*	V_{mp}	41,30 V
Corrente de máxima potência*	I_{mp}	11,02 A
Tensão de circuito aberto*	V_{oc}	49,30 V
Corrente de curto-circuito	I_{sc}	11,66 A
Coeficientes de temperatura	k_{pmax}	-0,35%/°C
	k_{voc}	-0,27%/°C
	k_{isc}	0,050%/°C

Número de células FV	N_{cel}	144
Temperatura operação nominal	T_{noct}	42±2 °C
Eficiência do módulo	η_{fv}	20,60%
Massa do módulo	m_{fv}	24,3 kg
Área do módulo	A_m	2,21 m ²
Dimensões do módulo	D_{fv}	2108×1048×35mm
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 1 são válidos para as condições climáticas no STC (do inglês *Standard test conditions*): AM 1,5, 25 °C e 1000 W/m².

Considerando a irradiação solar média anual da região de Juazeiro / BA, conforme dados do INPE, é de 5,767 kWh/m². dia. Desta forma, a estimativa de produção energética diária de um módulo HiKu CS3W-455 MS, conforme especificações da Tabela 1 é dada por:

$$E_{dia} = 5,767 * 2,21 * 0,206 * 0,85 = 2,231 \text{ kWh/dia.} \quad (1)$$

2.1.2 DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES

O inversor é o equipamento responsável por realizar a interface elétrica entre os módulos fotovoltaicos em corrente contínua (C.C) e a rede elétrica em corrente alternada (C.A.). Os inversores de modelo PHB125K-HT do fabricante PHB Solar 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 para os sistemas de monitoramento Wi-Fi. Além disso, atendem aos requisitos das normas ABNT-NBR-16149, ABNTNBR-16150 e ABNT-NBR-IEC-62116.

As características e especificações técnicas principais desses equipamentos estão apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2: Características dos inversores fotovoltaicos utilizados na instalação.

Parâmetros	Símbolo	Valor
Modelo	-	PHB125K-HT
Garantia do produto	-	7/10/15/20/25 anos
Máxima tensão C.C. por série FV	-	1100 V
Faixa de operação do MPPT	ΔV_{mppt}	180~1000 V
Tensão C.C. de partida	$V_{cc,min}$	200 V
Corrente C.C. máxima por série FV	$I_{serie,max}$	15 A
Corrente C.C. máxima por arranjo FV	$I_{arranjo,max}$	30 A
Número de séries FV permitidas	$N_{inv,serie}$	24
String box integrada	-	Seccionadora e DPS c. II

Potência C.A. nominal	P_{ca}	125 kW
Máxima corrente C.A. (RMS)	I_{ca}	191,3 A
Tensão nominal de saída C.A. (RMS)	V_{ca}	380/220 V ~ 60 Hz
Fator de potência	FP_{inv}	Unitário (0,8 cap. ou ind.)
Conexão C.A.	–	Trifásico (3F+PE)
Dimensões	D_{inv}	1005×676×340 mm
Massa	m_{inv}	98,5 kg
Ambiente de operação	-	Externo ou interno (IP 66)
Faixa de temperatura de operação	ΔT_{inv}	-30~60 °C

O devido dimensionamento da série fotovoltaica “string” composta por módulos HiKu CS3W-455 MS conectados ao inversor PHB125K-HT respeitará as características presentes na Tabela 2, conforme apresentado a seguir.

Assumindo o fator de dimensionamento do sistema (FDI) com 115%, a potência total dos módulos a serem conectadas no inversor será de 143,75 kWp.

Observando o valor máximo de corrente C.C permitido por série fotovoltaica como 15 A, e atribuindo uma margem de 10% da corrente de curto-circuito dos módulos, o inversor é capaz de suportar a série de módulos:

$$I_{inv}^{max} > 1,1 * I_{sc} \quad (2)$$

$$I_{inv}^{max} > 12,83 A$$

Adotando os critérios de tensão de entrada C.C, e assumindo a faixa de variação de temperatura ambiente da região, conforme Figura 5, de 17,2°C à 36,3°C serão calculadas as tensões de circuito aberto e de operação em condição nominal para a série fotovoltaica.

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Ano
Temperatura máxima média (°C)	35,3	35,4	34,9	33,4	30,8	29,5	29,1	30,4	33,2	35,6	36,3	35,2	33,3
Temperatura média (°C)	27,6	27,7	27,4	26,5	24,9	23,6	22,8	23,4	25,4	27,4	28,2	27,4	26,0
Temperatura mínima média (°C)	20,8	21,2	21,1	20,7	19,7	18,2	17,2	17,4	18,9	20,4	21,0	20,8	19,8
Precipitação (mm)	69,4	71,1	96,2	40,9	7,9	2,6	3,2	1,9	4,0	9,9	46,6	60,6	425,2

Figura 5 – Dados climatológicos para Juazeiro/BA – Fonte:

<http://www.dca.ufcg.edu.br/clima/tmedba.htm>

A correção na tensão de circuito aberto por módulo assumindo temperatura de 17,2°C é de:

$$V_{oc@17,2^{\circ}C} = V_{oc@STC} * [1 + K_v(T_f - T_{STC})] = 49,3 * \left[1 + \frac{-0,27}{100} * (17,2 - 25)\right] \quad (3)$$

$$= 50,34 \text{ V.}$$

A maior tensão por módulo é a de circuito aberto à 17,2°C é de 50,34 V.

A correção da tensão de operação nominal por módulo assumindo temperatura ambiente de 36,3°C:

$$V_{mn@60^{\circ}C} = V_{mn@STC} * [1 + K_v(T_f - T_{STC})] = 41,3 * \left[1 + \frac{-0,27}{100} * (36,3 - 25)\right] \quad (4)$$

$$= 40,04 \text{ V.}$$

A menor tensão por módulo é a de operação nominal à 36,3°C é de 40,04 V. Pode-se, portanto, concluir que a faixa de tensão de operação do módulo conforme a temperatura da região é:

$$\textit{Tensão por módulo entre 40,04 V à 50,34 V.} \quad (5)$$

Baseado no nível de tensão máxima do barramento C.C do inversor, e admitindo uma tolerância de 20% para o valor de tensão C.C, o número máximo de módulos em série pode ser estimado:

$$N_{max} < \frac{V_{inv}^{max}}{1,2 * V_{oc}},$$

$$N_{max} < \frac{1.100}{1,2 * 50,34} \text{ ou } 18 \text{ módulos} \quad (6)$$

Desta forma, serão utilizados 13 módulos por série fotovoltaica, formando 12 arranjos com 2 séries cada, utilizando todas as conexões C.C do inversor, o que totaliza 312 módulos HiKu CS3W-455 MS por inversor PHB125K-HT, conforme esquema da Figura 6. As potências de pico por inversor e da usina FV estão resumidas na Tabela 3, que apresenta o dimensionamento da UFV, com ênfase na distribuição de módulos fotovoltaicos em termos de série e arranjo por inversor. Serão necessários 40 inversores de 125 kW nesta UFV, totalizando 12.480 módulos FV

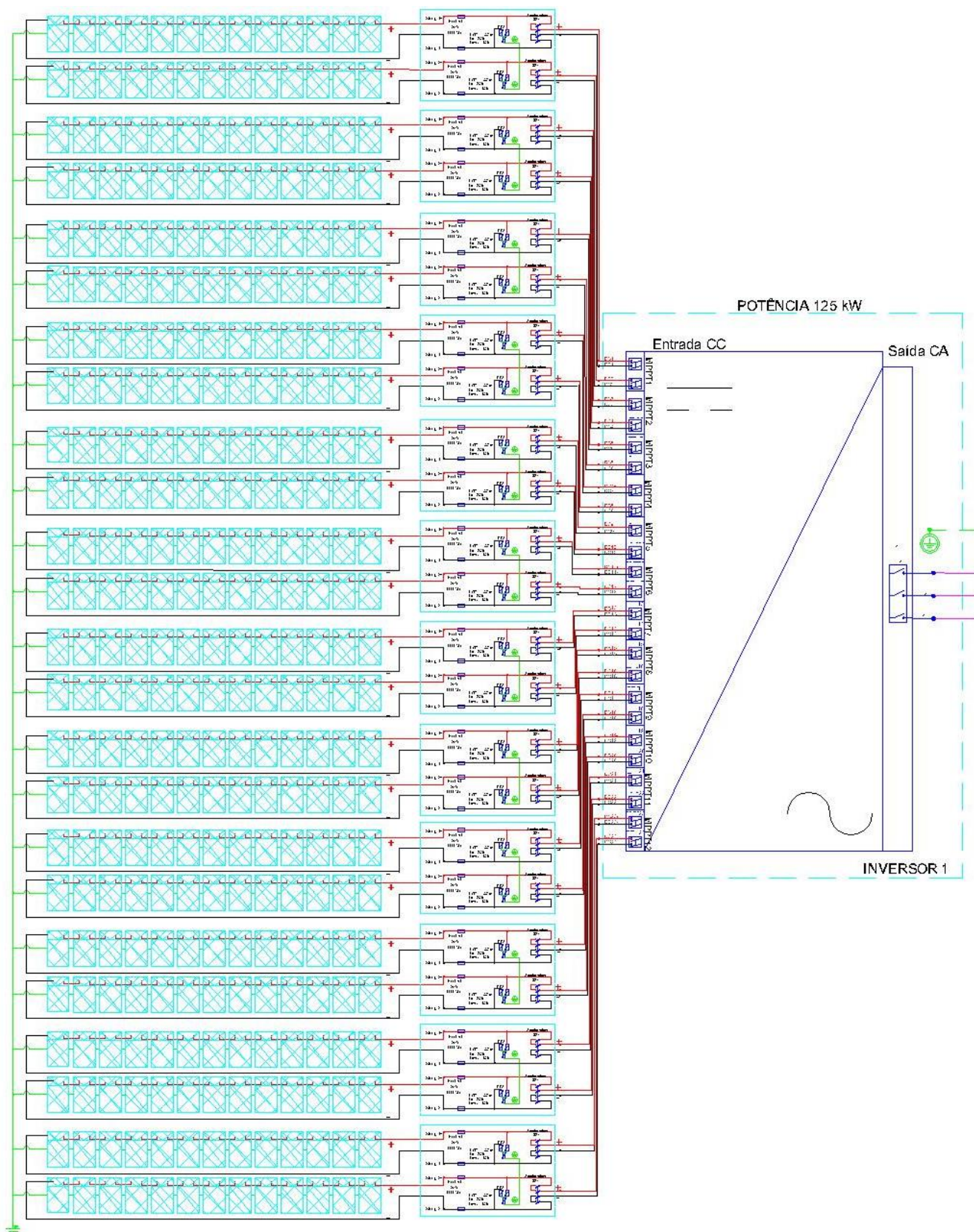


Figura 6: Configuração das séries e arranjos FV conectados ao inversor FV.

Tabela 3: Resumo do dimensionamento elétrico da UFV.

Parâmetro	Símbolo	Valor
Número de séries FV por inversor	$N_{série}$	24
Número de módulos FV por série fotovoltaica	N_{sfv}	13
Potência nominal da série fotovoltaica*	$P_{série}$	5.915 W
Número de arranjos FV por inversor	$N_{arranjo}$	12
Número de módulos FV por arranjo fotovoltaico	N_{afv}	26
Potência nominal do arranjo fotovoltaico*	$P_{arranjo}$	11.830 W
Número de módulos fotovoltaicos por inversor	$N_{fv,inv}$	312
Potência nominal C.C. por inversor*	P_{fv}	141,96 kW
Fator de dimensionamento do inversor	FDI	1,13
Número de inversores fotovoltaicos	N_{inv}	40
Número de módulos fotovoltaicos	N_t	12.480
Potência nominal C.C. da usina FV*	$P_{cc,usina}$	5,68 MW
Potência nominal C.A. da usina FV	$P_{ca,usina}$	5 MW

*Informações no STC: AM 1,5, 25° e 1000°C

Levando em consideração o quantitativo de módulos empregados nesta usina, teremos a energia gerada por dia para o primeiro ano de instalação, com eficiência global de 85%:

$$E'_{dia-1_ano} = 12.480 * E_{dia} * \eta = 27.846 \text{ kWh. dia.} \quad (7)$$

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

A proteção no lado C.C. da UFV, estão previstos quadros de junção C.C. (ou *string box*) externos, que viabilizem a conexão de até duas séries fotovoltaicas. O diagrama elétrico do quadro de junção C.C. do modelo Renobox 2/2 utilizado no projeto da UFV, é mostrado na Figura 7.

A sua estrutura é composta de PVC com grau de proteção IP65, na qual os seguintes dispositivos são destacados:

- Dispositivo de proteção contra surtos (DPS) C.C., classe II, conforme informações elétricas da Tabela 4.
- Disjuntor bipolar C.C., conforme informações elétricas da Tabela 4.

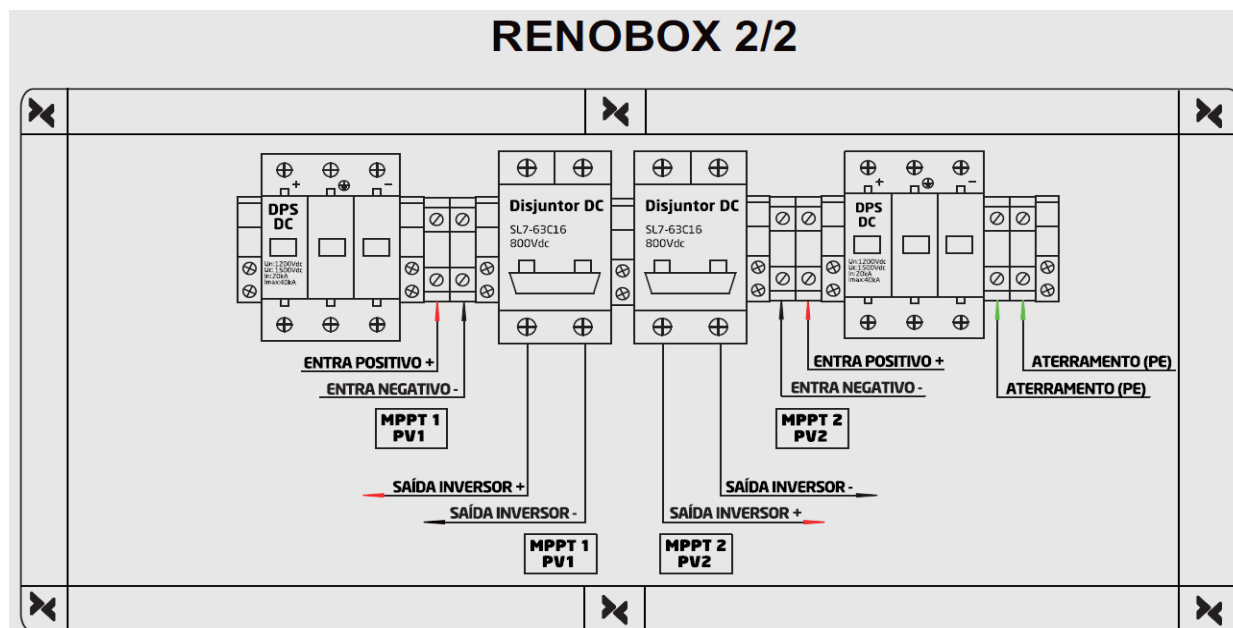


Figura 7: Quadro de junção C.C. modelo Renobox 2/2.

Tabela 4: Resumo das características elétricas dos equipamentos constituintes do quadro de junção C.C.

Parâmetros gerais	Símbolo	Valor
Número de caixas C.C. por inversor	$N_{jun,cc}$	12
Número total de caixas C.C.	$N_{t,cc}$	480
Parâmetros DPS (IEC 61643-31)	Símbolo	Valor
Tensão máxima de operação contínua	V_{dps}	1000 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}	20 kA
Corrente de descarga máxima - 8/20 μ s	$I_{dsp,max}$	40 kA
Indicação de proteção funcional	-	Verde - Ok Vermelho - Falha
Modo de proteção	-	+ / PE, - / PE, +/-
Classe	-	II
Nível de proteção	$V_{dps,max}$	3,8 kV
Tipo de ligação	-	Estrela (Y)
Parâmetros disjuntor CC (IEC 60898)	Símbolo	Valor
Número de polos	N_{polos}	2
Corrente de operação	I_{n-CC}	16 A
Corrente nominal de isolamento	I_{CU}	6 kA
Tensão nominal de isolamento	U_i	800 V
Capacidade de interrupção	I_{CS}	4,5 kA
Curva de Atuação	-	C
Seção Máxima dos condutores	-	25 mm ²

Quanto a proteção no lado C.A. da UFV, são previstos quadros de junção C.A. conforme Figura 8. Serão agrupados um total de (10) dez inversores por quadro de junção C.A., sendo necessário a implementação de (4) quatro quadros C.A. compondo a UFV.

A seguir, são destacados os seguintes dispositivos que compõem o quadro C.A.:

- Disjuntores tripolares caixa moldada: WEG DWB 250 L 200 3, para possibilitar proteção termomagnética ajustada para 200 A e interrupção de níveis de curto da ordem 80 kA@380 V;
- Disjuntores tripolares caixa aberta: WEG ABW 25 ES 3 – 25 AZ1 E – B 2 2 2 5 CM para possibilitar proteção termomagnética ajustada para 2500 A e interrupção de níveis de curto da ordem 85 kA@380 V;
- Dispositivo de proteção contra surtos elétricos C.A.:
 - Corrente de descarga nominal 20 kA;
 - Corrente de descarga máxima 40 kA;
 - Tensão máxima de operação contínua 240/400 V;
 - Classe II;
 - Frequência de operação 60 Hz.

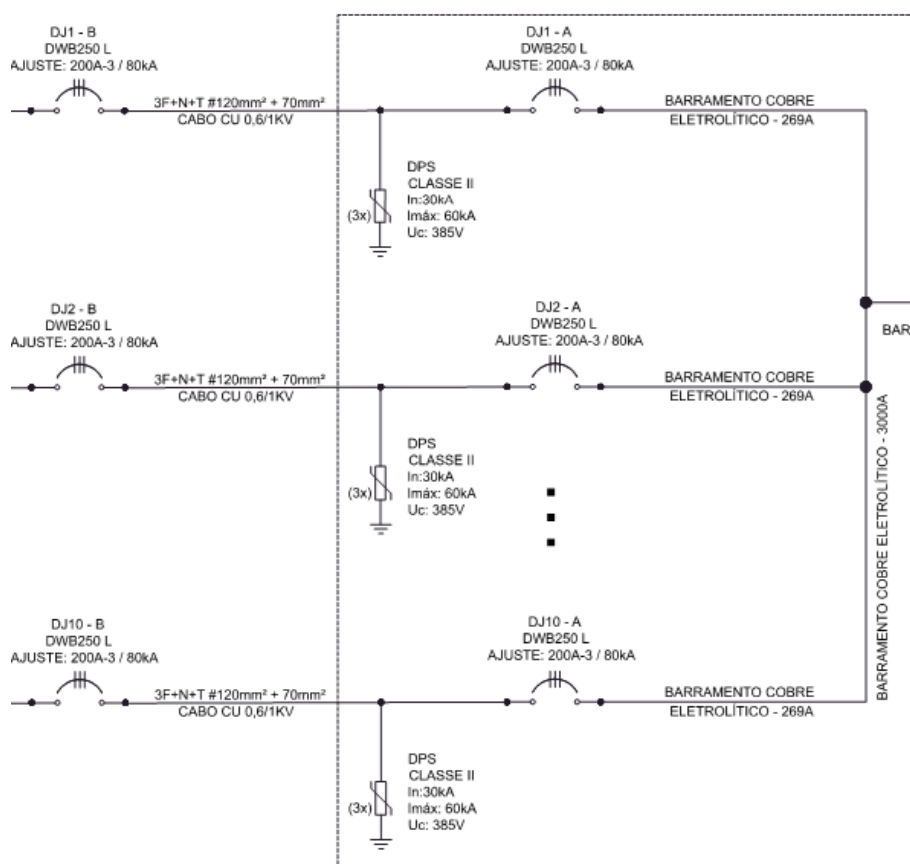


Figura 8: Conexões do quadro de junção C.A. QGTB.

A Tabela 5 apresenta o resumo das características elétricas dos equipamentos constituintes dos quadros de junção C.A.

Tabela 5: Resumo das características elétricas dos equipamentos constituintes dos quadros de junção C.A.

Parâmetros gerais	Símbolo	Valor
Número Total de Quadros Terminais C.A – Baixa Tensão	$N_{QTBT-C.A}$	4
Número total de disjuntores C.A – 250 A	$N_{Dj-CA-250}$	80
Número total de disjuntores C.A – 2500 A	$N_{Dj-CA-2500}$	4
Parâmetros disjuntor CA (IEC 60947-2) – WEG DWB250		
Parâmetros disjuntor CA (IEC 60947-2) – WEG DWB250	Símbolo	Valor
Número de polos	N_{polos}	3
Corrente máxima	I_{sec}	250 A
Ajustes de corrente de operação	-	100 A, 125 A, 160 A, 200 A, 250 A
Tensão de isolamento	V_{sec}	1500 V
Tensão nominal de operação - U_e (V)	U_e	690
Tensão de isolamento	V_{sec}	800
Capacidade de interrupção de curto-circuito	I_{cu}	80 kA
Parâmetros disjuntor CA (IEC 60947-2) – WEG ABW25		
Parâmetros disjuntor CA (IEC 60947-2) – WEG ABW25	Símbolo	Valor
Número de polos	N_{polos}	3
Corrente máxima	I_{nmax}	2.500 A
Ajuste de corrente de operação	-	(0,4 ~ 1,0) x I_n máx.
Tensão nominal de operação - U_e (V)	U_e	690
Tensão de isolamento	V_{sec}	1500 V
Capacidade de interrupção de curto-circuito	I_{cu}	85 kA
Capacidade de estabelecimento de curto-circuito (valor de pico)	I_{cm}	187 kA

2.1.4 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C.

As premissas para dimensionamento dos cabos C.C. da série e arranjo fotovoltaico são destacadas na Tabela 6.

Tabela 6: Premissas para dimensionamento de cabos C.C.

Premissas e considerações
Cabos satisfazem NBR 16612 e 16690
Temperatura ambiente: 40°C
Temperatura de operação: 90°C

Cabos instalados ao ar livre protegidos do sol
Método de instalação com dois cabos unipolares encostados um ao outro na horizontal
Distância máxima da série fotovoltaica ao respectivo inversor: 125m
Condutividade do cobre em 90° C: 44 m/(Ω mm ²)
Queda de tensão máxima (relação ao ponto de máxima potência): 3%
Utilização de dispositivo de proteção contra sobrecorrente (disjuntor C.C. 16 A

A partir das premissas da Tabela 6, o dimensionamento dos cabos C.C. é desenvolvido de acordo com as diretrizes da ABNT NBR 16690, satisfazendo os critérios de seção transversal mínima, máxima condução de corrente e queda de tensão, simultaneamente. Os resultados dos cálculos são mostrados na Tabela 7.

Tabela 7: Dimensionamento dos cabos C.C. de acordo com a ABNT NBR 16690 e premissas da Tabela 6.

Crítérios	Bitola calculada
Seção transversal mínima	2,5 mm ²
Máxima condução de corrente	1,5 mm ²
Queda de tensão	6 mm ²
Bitola mínima permitida para a UFV	6 mm²

Admitindo os critérios mínimos contemplados na Tabela 7, e considerando questões comerciais, os cabos C.C. utilizados na UFV terão seção de 6 mm².

2.1.5 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A.

O cabeamento C.A. da UFV será instalado em canaleta fechada embutida no piso, e conforme tabela 33 da NBR ABNT 5410/2004, o método de referência para dimensionamento a ser utilizado será o B1.

As premissas utilizadas no dimensionamento dos cabos C.A. são destacadas na Tabela 8. Os dimensionamentos levam em consideração as distâncias: (i) dos inversores ao quadro junção C.A. ou (QGBT) ao quadro geral de baixa tensão (QGBT) da UFV; e (ii) do QGBT da UFV ao transformador abaixador da UFV.

Tabela 8: Premissas para dimensionamento de cabos C.A.

Premissas e considerações (BT) 380V (F-F)
Isolação PVC, cabo unipolar 0,6/1 kV de cobre
Linha elétrica em canaleta fechada embutida no piso, com três condutores carregados (um único circuito por linha elétrica)
Distância máxima do inversor ao quadro de junção C.A.(QTBT): 120 m
Distância máxima do quadro de junção C.A. ao QGBT da usina FV: 3 m

Distância máxima do QGBT da usina ao transformador: 3 m
Queda de tensão total máxima inferior a 4%
Queda de tensão entre inversor e QGBT inferior a 2% (Distância = i)
Queda de tensão entre QGBT e transformador inferior a 2% (Distância ii)
Temperatura ambiente: 40°C
Proteções de sobrecorrente e curto-circuito devidamente dimensionadas

A partir das premissas da Tabela 8, o dimensionamento dos cabos C.A. segue os critérios e diretrizes da ABNT NBR 5410, satisfazendo as seções transversais para seção mínima, e 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 do dimensionamento inversor para QGBT é mostrado na Tabela 9.

Tabela 9: Dimensionamento dos cabos C.A. (Inversores para QGBT) de acordo com a ABNT NBR 5410.

Crítérios	Bitola calculada
Seção transversal mínima	2,5 mm ²
Máxima condução de corrente	120 mm ²
Queda de tensão	70 mm ²
Bitola mínima permitida para a UFV	120 mm²

Realizando consulta junto ao fabricante, o dimensionamento do barramento blindado C.A. para conexão de vinte inversores, dez inversores por QGBT atende as diretrizes da ABNT NBR 5410, satisfazendo os critérios, máxima condução de corrente e queda de tensão, simultaneamente. A Tabela 10 e Tabela 11 apresentam as informações do barramento de conexão C.A. e a respectiva seção circular equivalente em cobre.

Tabela 10: Dimensionamento do barramento de conexão C.A. (20 inversores no QGBT a BT do transformador) de acordo com a ABNT NBR 5410.

Informação	Detalhe
Modelo e Fabricante	WEG BWW01-CA4650H-31
Tipo de barramento	Ventilado (IP31)
Material condutor	Alumínio
Máxima condução de corrente	4.650 A
Tensão nominal de operação	690 V
Tensão nominal de isolamento	1.000 V
Corrente de curto-circuito suportável	65 kA
Peso linear	80,1 kg/m
Secção circular equivalente em cobre	2.261 mm ²

Tabela 11: Dimensionamento dos cabos/barramentos C.A. de acordo com a ABNT NBR 5410.

QGBT da UFV ao transformador	Parâmetros	
	Tipo de barramento	Ventilado (IP31)
	Máxima condução de corrente	4.650 A
	Queda de tensão	240 mm ²
	Secção circular equivalente em cobre	2.261 mm²

2.1.6 ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO E ATERRAMENTO DA UFV

O lado C.C da UFV (área dos módulos FV) será percorrido por um condutor de cobre nú com bitola de 50 mm², demonstrado na Figura 9. Os postes de suporte construídos em aço, de sustentação, também oferecem um benefício se possuírem uma profundidade suficiente e ligados ao sistema de aterramento, aumentando sua eficiência e levando a economia em hastes. Todas as malhas individuais serão conectadas entre si, favorecendo a equipotencialização.

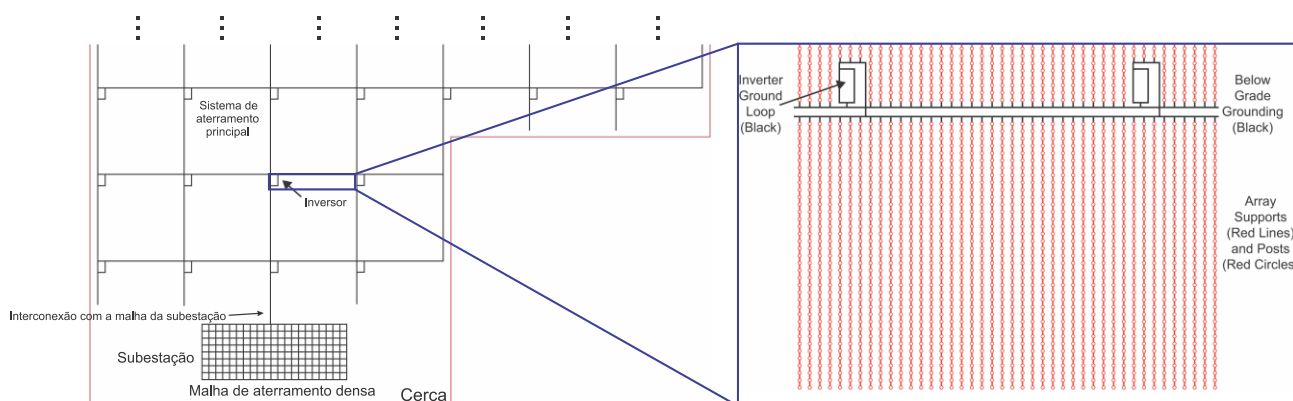


Figura 9: Layout do sistema de aterramento.

As cercas metálicas usadas para delimitar o terreno da UFV devem manter uma distância de 12 a 15 metros da UFV ou se utilizar de brita na base da mesma para reduzir a tensão de passo e toque.

A Tabela 12 apresenta a seção transversal dos condutores de aterramento do lado C.C. e C.A. da UFV, devidamente dimensionada conforme ABNT NBR 5410 e 16690.

Tabela 12: Dimensionamento dos condutores de aterramento do lado C.C. e C.A. da UFV – conforme critérios mínimos da ABNT NBR 5419-4.

Seção transversal dos condutores de aterramento	Valor
Aterramento de estruturas e carcaças metálicas no lado C.C.	6 mm ²

Aterramento de estruturas e carcaças metálicas no lado C.A.	25 mm ²
Condutor de cobre nu, constituindo eletrodo de aterramento	50 mm ²

No lado C.C. da UFV, o condutor de aterramento utilizado para aterrar as partes metálicas expostas do arranjo fotovoltaico tem seção mínima de 6 mm² de cobre. No lado C.A., os aterramentos das carcaças e estruturas metálica serão realizados por condutores de seção mínima de 25 mm². Por fim, todos os pontos serão interconectados ao subsistema de aterramento da usina que possui classe IV do SPDA com afastamento dos condutores de malha 20m por 20m, com condutores em cobre nu e seção transversal de 50 mm². Todos os pontos de cruzamento da malha são unidos por solda exotérmica e a profundidade mínima da malha é de 60 cm.

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 10° (igual à latitude do local). 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 108 km/h, isopleta I conforme analisado para região nordeste e obedecendo aos critérios da NBR 6123. A Tabela 13 apresenta uma estimativa de materiais necessários para implantação da UFV, no que diz respeito às estruturas de fixação e aterramento.

Serão implementadas 480 mesas, em cada mesa são dispostas duas linhas com 13 colunas de módulos, implementando os 12.480 módulos considerados.

Tabela 13: Materiais necessários para implantação do subsistema de aterramento.

Item	Qtd.
Cobre NU 50mm ²	4.920
Cabo 6 mm ² - Aterramento	1.200
Cabo 25 mm ² - Aterramento	1.200
Cabo NU 70 mm ² - Aterramento	250
Cartucho de solda exotérmica	130

Tabela 14: Materiais necessários para implantação da UFV em solo.

Item	Qtd.
Inversor PHB125K-HT	40
Módulos - HiKu CS3W-455 MS	12.480
String Box - Renobox 2/2	480
Estrutura - Pilares	2.884
Estrutura - Terça Metálica Alumínio - 3,2 m	9.608
Estrutura - Chapas de ligação	11.536
Estrutura - Mão Francesa	2.884

Estrutura - Tesoura metálica Alumínio	2.884
Estrutura - Terminais de fixação	49.639
Estrutura - Parafusos de fixação mesa	63.428
Estrutura - Porcas de fixação mesa	63.428
Conectores MCA - (Macho+Fêmea)	2.000
Cabo solar preto com proteção UV 6 mm ² - 1.800 V	2.000
Cabo solar vermelho com proteção UV 6 mm ² - 1.800 V	2.000

Tabela 15: Materiais necessários para implantação de cabeamento C.A em baixa tensão.

Item	Qtd.
Cabo 120 mm ² - Preto - 3F	7.200
DPS C.A. Classe II 275/350 Vca/Vcc 45 kA Ip-20	160
DJ Caixa Moldada - WEG DWB250	80
Quadro comando PVC - 500x400x150mm	50
DJ Caixa aberta - WEG ABW25	4
Kit barramento WEG BWW01-CA4650H-31	2
Haste aterramento 5/8"	100

Tabela 16: Materiais necessários para implantação de subestações e cabeamento C.A em média tensão.

Item	Qtd.
Cabo cobre 70 mm ² coberto (XLPE/EPR) - Classe de tensão 15kV	200
TC - Proteção - 22,5VA 10P20 (RTC: 50)	6
TP - Proteção - 10P70 (RTV: 70) - PT: 1500 VA	10
TC - Medição - 12,5VA (RTC: 100-5) - F.T=1,5	6
TP - Medição - 0,3B70 (RTV: 70) - PT: 100 VA	6
Disjuntor à vácuo Tavrida Electric - VCB15_LD8 - 17,5kV	2
Transformador seco - DRY PLUS - 2,5 MVA (13,8 /0,38 kV) - União Transformadores	2
Chave seccionadora 15kV	2

Tabela 17: Materiais necessários para implantação das redes de distribuição compactas em média tensão.

Item	Qtd.
Cabo alumínio 1/0 coberto (XLPE/EPR) Classe de tensão 15kV(m)	12.000
Espaçador polimérico para rede compacta - 13,8 kV (un.)	1.000
Braço "L" metálico fixação em poste e sustentação da RDC (un.)	84
Poste 11 / 400 (un.)	42
Cabo Guia - Aço (m)	4.000

2.2 DIMENSIONAMENTO DA CABINE PRIMÁRIA

2.2.1 TOPOLOGIA ADOTADA

A Figura 10 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 COELBA, 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.

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

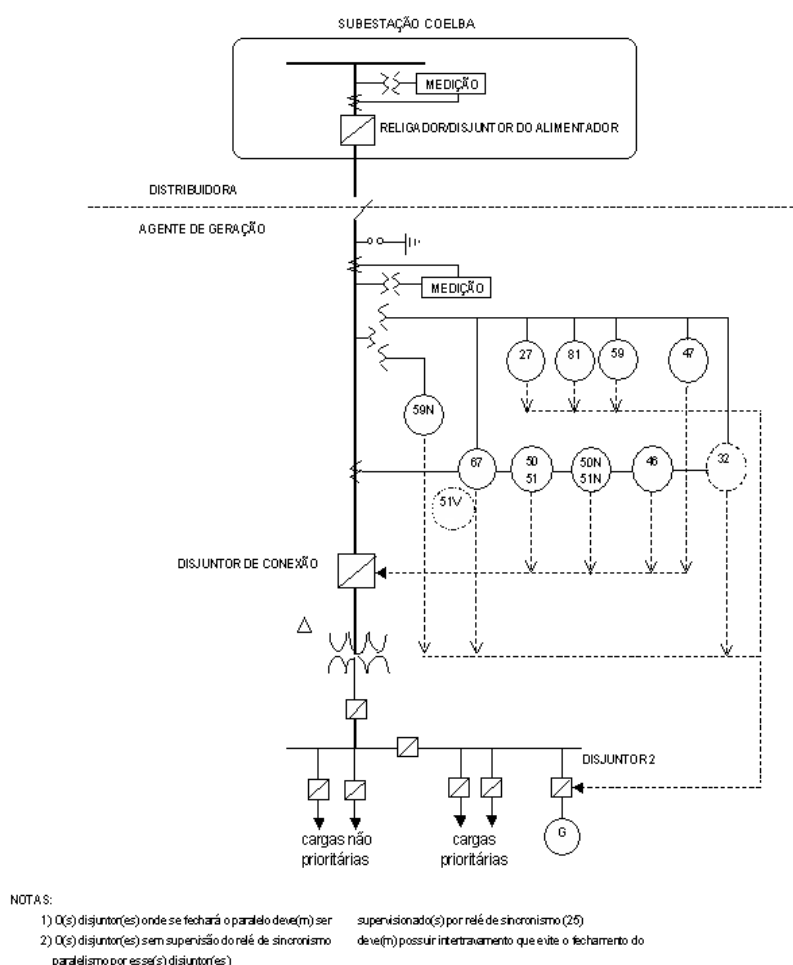


Figura 10: Topologia de subestação abrigada com potência instalada acima de 300 kVA.

Tabela 18: Dimensionamento dos equipamentos da subestação.

Equipamento	Grandeza	Valor
Tirante da bucha de passagem	Diâmetro	2"
Barramento de MT	-	3/8"
Cabos MT cobre ponto de entrega à mufla da subestação (ramal de entrada)	Seção nominal	70 mm ²
Terminais de MT 15kV	Método de instalação	Enfaixado, sem saia
Condutores de aterramento cobre nu	Seção transversal	70 mm ²
Base fusível da chave seccionadora	Corrente nominal	600 A

2.2.3 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 12 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, baseado nas informações de curto-circuito da Figura 15 e dos parâmetros de proteção adotados em Tabela 34.

Neste caso, o RTC = 50 e TC 22,5VA 10P20, classe de exatidão 10% e fator de multiplicidade de corrente nominal igual a 20 são utilizados para atender ambos os critérios. O detalhamento e valores dos cálculos são mostrados na Tabela 19.

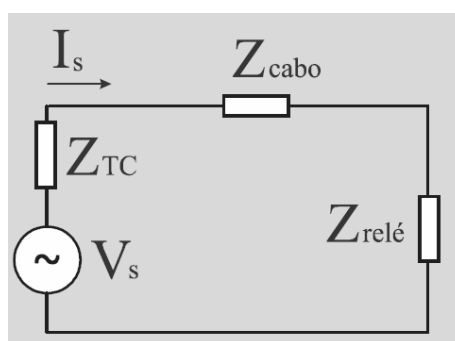


Figura 12: Esquemático utilizado para dimensionamento do TC.

Conforme notado na Tabela 19, 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 3.283,96A). 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 19: Memorial de cálculo do transformador de corrente.

Descrição	Equação	Valores calculados
Corrente mínima para sensibilização do relé	$I_{pick-up,n}$	35,85 A
Corrente máxima para sensibilização do relé sem causar saturação	$I_{cc,3f}$	3.283,96 A
Critério de sensibilidade: Corrente primária do TC deve ser menor ou igual a $10 \times I_{pick-up,n}$	$I_{p,tc} \leq 10 \times I_{pick-up,n}$	$I_{p,tc} = 358,5 \text{ A}$
Critério de saturação: tensão induzida no secundário do TC $V_{s,tc}$ não deve saturar, isto é, deve ser menor que a máxima tensão secundária induzida do relé escolhido $V_{s,max}$. Escolha do TC 22,5VA 10P20.	$V_{s,tc} \leq V_{s,max}$	$Z_{cabo} = 0,188 \Omega$ $Z_{relé} = 0,06 \Omega$ $Z_{tc} = 0,81 + j0,392 \Omega$ RTC = 50 $V_{s,max} = 90 \text{ V}$ $V_{s,tc} = 74,1 \text{ V}$

Com relação ao dimensionamento dos TPs de proteção, a Tabela 27 resume as principais especificações do equipamento projetado.

Tabela 20: 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	$V_p:V_s$	$13,8k/\sqrt{3} : 115 \text{ V}$

No dimensionamento de TPs para proteção, deve-se atentar principalmente à potência nominal ou carga nominal do equipamento (para garantir a classe de exatidão). Por outro lado, para TPs de alimentação da proteção e/ou emergência, pode-se projetá-lo atendendo os critérios da potência térmica do transformador. As Tabelas 21 e 22 mostram as demandas da carga da subestação e da proteção, exigindo dois TPs com potência térmica de 1500 VA.

Tabela 21: Quadro de carga da subestação para alimentação auxiliar.

Carga	Qtd.	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 22: Quadro de carga da subestação para alimentação da proteção.

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

Finalmente, as especificações do disjuntor de MT são mostradas na Tabela 23. Neste projeto serão utilizados disjuntores à vácuo da "Tavrida Electric" modelo VCB15_LD8.

Tabela 23: Especificação do disjuntor de MT.

Parâmetro	Valor
Tensão nominal de operação (U_r)	17,5 kV
Tensão máxima de operação a frequencial industrial (U_d)	38 kV
Corrente máxima de interrupção (I_{sc})	20 kA
Tecnologia de interrupção	Á vácuo
Corrente nominal	800 A
Vida útil (ciclos de manobra)	50.000
Tempo de fechamento	≤ 70 ms
Tempo de abertura	≤ 35 ms
Tensão nominal de impulso (pico) (U_p)	95 kV

Massa	26 kg
Tensão nominal de alimentação auxiliar	24~60 Vcc 110~220 Vca

2.2.4 COMPONENTES DO SISTEMA DE MEDIÇÃO

Transformadores de corrente de medição são utilizados para fins de medição das correntes em um sistema de média tensão. Na modalidade de produção adota neste projeto, o sistema de medição e faturamento será instalado e considerado na análise. Conforme as determinações da CCEE, é exigido que o agente produtor instale transformadores de medição com elevada precisão (ex.: 0,3% a 0,6% de erro de medição) e baixa corrente de saturação (4 vezes a corrente nominal). Tais equipamento podem saturar durante a ocorrência do curto-circuito, não trazendo prejuízos financeiros ao agente, devido a estes eventos apresentarem baixo consumo de energético (visto 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 24. Como será empregado duas subestações neste projeto, a demanda de cada uma será de 2.500 kVA, sendo o transformador de corrente com fator térmico de 1,5 e RTC igual a 100 atendendo as especificações de projeto.

Tabela 24: 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 27.

Tabela 25: Dimensionamento de TP de medição em 13,8 kV.

Relação de transformação	Medição
70:1	A três elementos

2.2.5 ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO

A malha de aterramento do tipo quadrado cheio (conforme Figura 13) 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). 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 16 mm² e através de solda exotérmica, respeitando as seções transversais mínimas da ABNT NBR 5419-4.

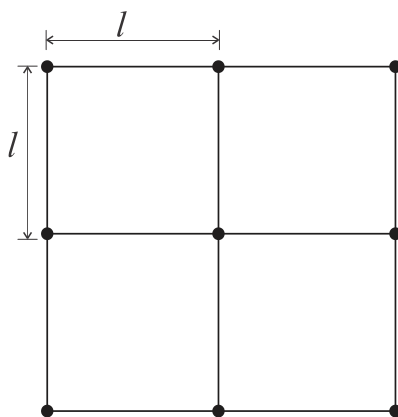


Figura 13: Malha de aterramento tipo quadrado cheio.

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.

2.3 ESTUDOS DE PROTEÇÃO

2.3.1 CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

Os valores base utilizados para os cálculos de curto-circuito estão apresentados na Tabela 26.

Tabela 26: 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 26, a corrente de base (sistema P.U.) é definida como:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}V_b} = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} 13,8 \text{ kV}} = 4.183,7 \text{ A.} \quad (8)$$

Os dados de nível de curto-circuito e impedância de sequência equivalente da subestação em questão foram solicitados ao concessionário local, através do parecer de acesso, porém até presente data de apresentação não foram fornecidos os dados reais. Desta forma, foram processados dados de uma subestação com características compatíveis com a potência do projeto, e os dados utilizados para realização das simulações e ajustes estão apresentados na Tabela 27.

Tabela 27: Impedância e correntes de curto-circuito fase-fase, fase-terra e trifásica na barra da subestação (Dados de simulação)

Corrente de curto-circuito	Sequência + [A]	Sequência - [A]	Sequência 0 [A]
Falta fase-fase (L-L)	1866∠ - 144,8°	1866∠35,2°	0∠0°
Falta fase-terra (L-G)	1371,1∠ - 146,2°	1371,1∠ - 146,2°	1371,1∠ - 146,2°
Falta fase-fase-terra (2L-G)	2624,9∠ - 145,7°	1104,9∠37,3°	1522,6∠32,1°
Falta trifásica (3L)	3724,1∠ - 144,8°	0∠0°	0∠0°
Impedância equivalente da barra da subestação (Dados de simulação)	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 obtidas através de análise da rede local, até a subestação COELBA mais próxima, conforme Figura 14. Na análise, serão consideradas duas subestações idênticas com potência nominal de 2,5 MVA, e cada unidade terá proteção individualizada. Serão considerados cabos de alumínio cobertos de isolamento XLPE 90°C 15 kV, apoiados em cruzetas com cabo mensageiro de sustentação mecânica, e com conexões individuais para cada uma das subestações. O dimensionamento segue os valores indicados na Tabela 28.

Tabela 28: Dimensionamento dos cabos de MT.

Dados C.A. da instalação em M.T – NBR 14.039	Valor	Unidade
Potência C.A. instalada transportada pelo condutor	2,5	MW
Tensão RMS de linha	13,8	kV
Tipo de sistema	Trifásico	-
Corrente RMS nominal	227,37	A
Corrente de projeto corrigida	236,85	A
Tamanho do cabo C.A.	1.900	m
Queda de tensão admissível do ponto de entrega	5	%
Impedância mínima nestas condições	1,5333	V/A.km
Critério da capacidade de condução de corrente	70	mm ²
Critério da queda de tensão	16	mm ²
Seção final	70	mm²

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 29.

Tabela 29: Dados de impedância de sequência dos cabos da rede RDP da SE COELBA até a barra de conexão do acessante. *Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C.

Seção [mm²]	Sequência zero* - Z^0	Sequência pos. e neg.* - $Z^+ = Z^-$
70	2,1858 + j1,6399 Ω /km	0,3397 + j0,1651 Ω /km
Obs.: Temperatura ambiente considerada de 30°C		

As derivações e pontos de conexão, com os respectivos comprimentos das linhas são apresentados na Figura 14.

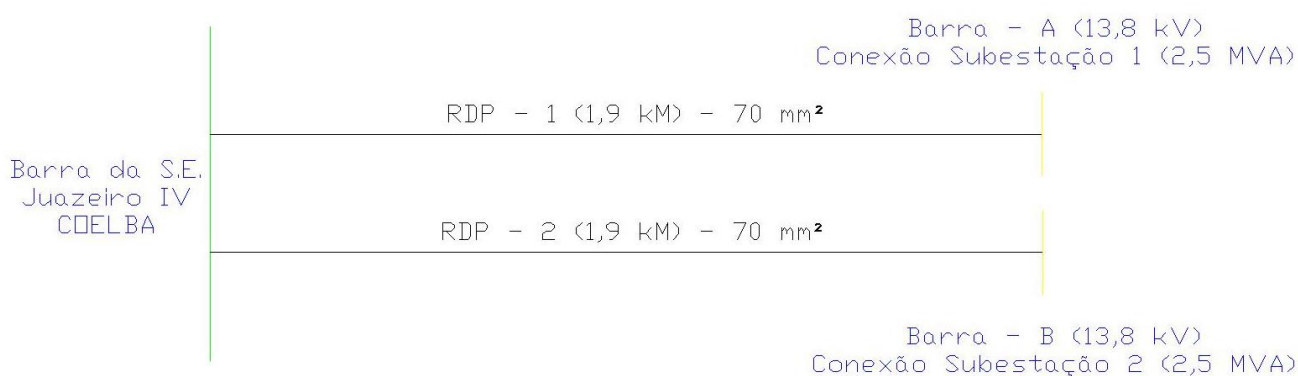


Figura 14: Configuração da rede aérea de distribuição protegida entre barra da SE COELBA e barra do acessante

As impedâncias de sequência dos cabos de cobre da instalação do acessante, utilizadas no cálculo de curto-circuito, são mostradas na Tabela 30.

Tabela 30: 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.* - $Z^+ = Z^-$
120	1,9868 + j2,5104 Ω/km	0,1868 + j0,1076 Ω/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 31. Serão implementados dois transformadores seco modelo DRY PLUS (IP 00) da União Transformadores.

Tabela 31: Características elétricas do transformador à seco.

Característica dos transformadores	Valor
Fabricante Modelo	União Transformadores DRY PLUS
Isolação	À seco
Potência aparente [kVA]	2.500
Tensão primária [V]	13.800
Tensão secundária [V]	380
Impedância [%]	6,5 %
Classe material isolante	F (155 °C)
Grupo de ligação	Dyn1
Frequência [Hz]	60
Fator K	4
X/R	8,0

A Figura 15 mostra a tabela resumo das contribuições da COELBA e da usina solar fotovoltaica (UFV) para as correntes de curto-circuito nas diversas barras. O diagrama de impedâncias é mostrado na Figura 15 para consulta.

Contribuição concessionária:

BARRAS DO SISTEMA	I _{cc} 3F [A]	I _{cc} FT [A]
P2	3.885,76	4.231,72
P3	3.344,88	1.890,26
P4	3.283,96	1.773,36
P5	3.281,07	1.768,13
S1	60.356,30	71.268,50
S2	46.960,60	27.521,95

Contribuição acessante:

BARRAS DO SISTEMA	I _{cc} 3F [A]	I _{cc} FT [A]
P2	206,31	224,67
P3	207,59	117,31
P4	207,73	112,18
P5	207,74	111,95
S1	8.046,07	9.500,77
S2	8.257,30	4.839,31

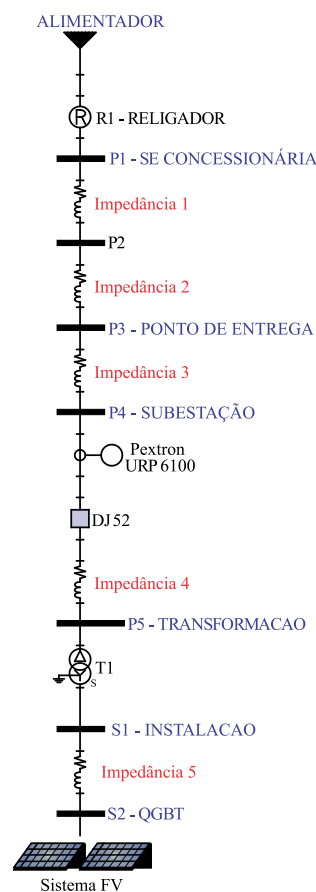


Figura 15: Resumo das contribuições da concessionária e da usina solar fotovoltaica (UFV) para as correntes de CC nas diversas barras.

Nos cálculos de curto-circuito apresentados na Figura 15, as seguintes premissas foram adotadas:

- As impedâncias de sequência foram obtidas através das Tabela 29 e Tabela 30. A impedância do transformador foi obtida conforme Figura 15. A Tabela 32 mostra as impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema, referenciadas à Figura 15.
- 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 32: Impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema.

Referência na Figura 15	Comprimento [km]	Impedância eq. de sequência positiva [Ω]	Impedância eq. sequência zero [Ω]
Impedância 1	-	0,18758 + j2,04182	0 + j1,48164
Impedância 2	1,900	0,60496 + j0,20444	4,02496 + j4,87939

Impedância 3	0,210	$0,06686 + j0,02660$	$0,44486 + j0,53930$
Impedância 4	0,010	$0,00318 + j0,00108$	$0,02118 + j0,02568$
Impedância 5	0,125	$0,00117 + j0,00067$	$0,01262 + j0,01569$

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 em B.T para um fator de potência de 0,92 é de 4,128 kA.

2.3.2 PARAMETRIZAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

A Tabela 33 apresenta as características das curvas de proteção de fase e neutro do religador para coordenação com a proteção do acessante.

Tabela 33: Ajustes de religadores para coordenação, fornecidas pela concessionária.

Ajuste de fase		Ajuste de neutro	
Pick-up	3000 A	Pick-up	600 A
Curva	IEC VI (Muito inverso)	Curva	TD (Tempo definido)
Dial	0,1	Tempo	8 s
T. adicional	-	T. adicional	-

A seguir serão apresentadas as parametrizações de funções de proteção associadas aos inversores de frequência conforme o normativo 033_01-2021 da COELBA NEOENERGIA.

- **Ajustes de Frequência: (Funções 81/U e 81/O)**

- Desligamento instantâneo permitido para operação abaixo de 56 Hz;
- Operação abaixo de 58,5 Hz por período mínimo de 20 s;
- Operação entre 58,5 e 62,5 Hz por tempo ilimitado;
- Operação acima de 62,5 Hz por período mínimo de 10 s;
- Desligamento instantâneo permitido para operação acima de 63 Hz;
- Tempo de atuação limitado em 0,150 s.

- **Ajustes de Tensão: (Funções 27 e 59)**

- Entre 0,90 e 1,10 p.u. da tensão nominal por período ilimitado;
- Entre 0,85 e 0,90 p.u. da tensão nominal por período mínimo de 5 segundos;
- Entre 1,10 e 1,20 p.u. por período mínimo de 2,5 segundos.

- **Ajustes da Taxa de Variação de Frequência para Geradores Distribuídos Conectado Via Inversor:**

- Requisito de RoCof = 2,0 Hz/s;
- Janela mínima de medição = 100 ms.

- **Função 32 (direcional de potência ativa):**

O objetivo desta função é limitar a possibilidade de exportação ao que definido no parecer de acesso vigente. A medição de tensão deve ser feita por três TPs e três TCs conectados em estrela aterrada e deverá ser ajustado como segue:

- Direção: reversa;
 - Sensibilidade: 115 a 120% do kWp, potência de geração que consta no parecer de acesso vigente;
 - Tempo de atuação: não mais que 30 segundos.
 - Função dispensada no caso de minigeração distribuída.
- **Funções 67(1) e (2), 67N(1) e (2) – Direcional de corrente de fase e neutro:**

Sentido exportação (Concessionária):

- Deve ser sensível a faltas entre fases e fase-terra em toda a zona religável. No caso da fonte ser em SEs em derivação, deve haver sensibilidade até os extremos da LT que alimenta a SE, com o cliente operando apenas com o menor gerador;
- Curva de atuação tempo x corrente = Tempo definido;
- Tempo de atuação = 0,150 s;
- Atuação para corrente sentido alimentador (Distribuidora);
- Informar o ângulo de máximo torque;
- Considerar a limitação de carregamento no sentido exportação.

Sentido importação:

- Sentido importação = avaliar necessidade devido a limitação de carregamento.

Além disso, as proteções serão parametrizadas no relé de proteção PEXTRON URP 6100, instalado em cubículo de proteção abrigado. A Tabela 34 apresenta um resumo das proteções implementadas no relé Pextron URP 6100 e suas respectivas parametrizações/ajustes conforme norma 033-01 – Neoenergia COELBA. Conforme mostrado anteriormente, três TPs, conectados em estrela $13.800/\sqrt{3} - 115V (70:1)$ e três TCs RTC = 50 e TC 22,5VA 10P20 (250:5A) são utilizados para adequar os sinais primários aos níveis requeridos pelo relé.

Tabela 34: Definição das proteções e suas respectivas parametrizações de acordo com a norma DIS-NOR-033_01-2021 - COELBA.

Código ANSI	Descrição	Parâmetro	Ajuste	Referência
51	Sobrecorrente	Pickup (A)	238,8	

		Curva	EI	Página (29) DIS-NOR-033_01-2021
32(1)*	Direcional de Potência (Sentido COELBA)	Potência Ativa	2.875 kW	Página (29) DIS-NOR-033_01-2021
		Tempo	15 s	
32(2)*	Direcional de potência (sentido acessante)	Potência Ativa	2.875 kW	Página (29) DIS-NOR-033_01-2021
		Tempo	15 s	
67 (1)	Direcional de sobrecorrente de fase (sentido COELBA)	Pickup (A)	206,31	Página (29) DIS-NOR-033_01-2021
		Curva	Tempo definido	
		Tempo de atuação	0,15 s	
		Instantâneo	-	
		Ângulo	-135°	
67 (2)	Direcional de sobrecorrente de fase (sentido acessante)	Pickup (A)	119,52	Página (29) DIS-NOR-033_01-2021
		Curva	EI	
		Dial	0,1	
		Instantâneo	1.195,13 A	
		Tempo Adicional	-	
		Ângulo	-135°	
67N (1)	Sobrecorrente de neutro	Pickup (A)	68,77 A	Página (29) DIS-NOR-033_01-2021
		Curva	Tempo definido	
		Tempo de atuação	5 s	
		Instantâneo	-	
		Ângulo	-135°	
67N (2)	Direcional de Sobrecorrente de neutro	Pickup (A)	35,85	Página (29) DIS-NOR-033_01-2021
		Curva	Tempo definido	
		Tempo de atuação	2 s	
		Tempo Adicional	-	
		Instantâneo	358,65	
		Ângulo	-135°	

Nota: (*) Função de proteção pode ser dispensada.

2.3.3 ESTUDO DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO

As Figura 16 e Figura 17 mostram os coordenogramas em papel formatado bi-log (tempo × corrente), para verificação da coordenação e seletividade da

proteção dimensionada para qualquer valor de corrente. As correntes estão referidas ao primário. Além disso, os seguintes pontos de operação podem ser encontrados nos gráficos:

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

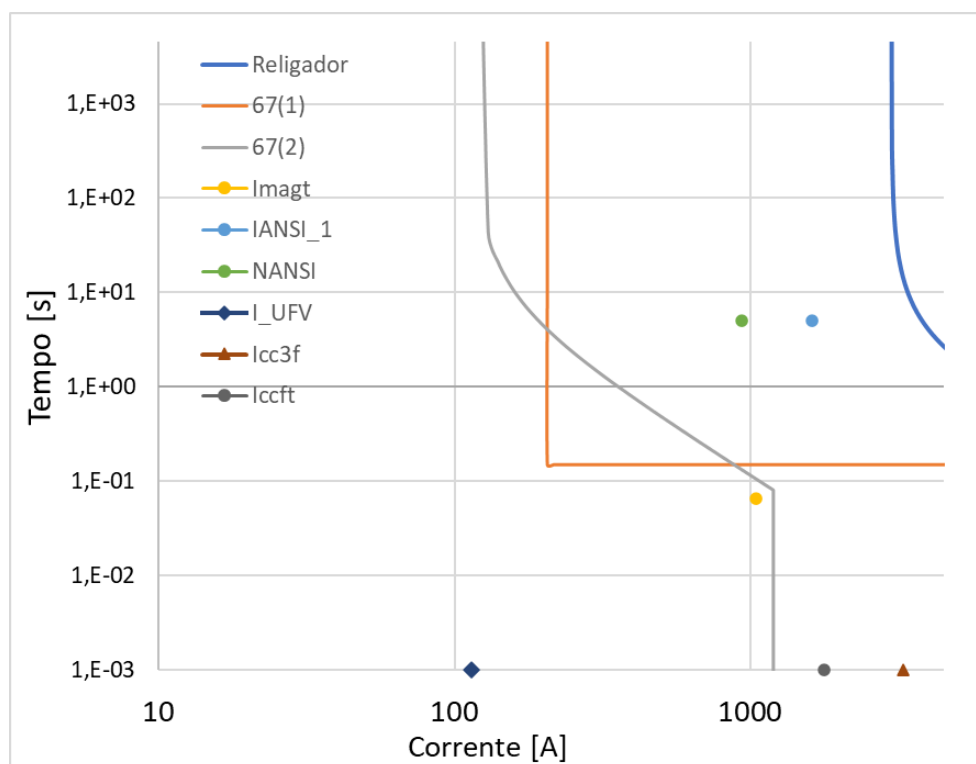


Figura 16: Coordenograma das proteções: 67(1) e 67(2).

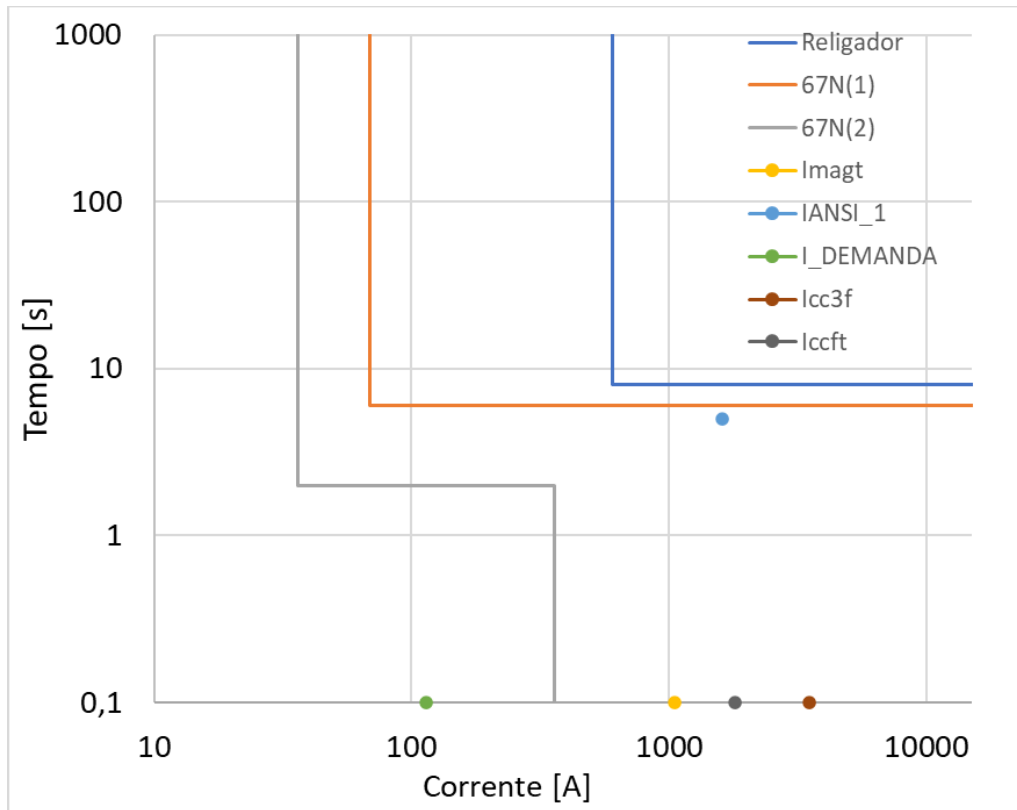


Figura 17: Coordenograma das proteções: 67N(1) e 67N(2).

3- Análise de Viabilidade Econômica

Este capítulo tem como objetivo realizar a análise de viabilidade econômica da UFV dimensionada no capítulo 2, conforme variações nas tarifas de geração estabelecidas em leilões de geração para três cenários econômicos hipotéticos: Pessimista, Regular e Otimista. O horizonte de simulação financeira será de 20 anos, conforme observado nos leilões A-3 e A-4 de 2021.

3.1 CUSTOS DE IMPLEMENTAÇÃO: EQUIPAMENTOS E SERVIÇOS

O detalhamento de materiais empregados para construção da UFV conforme Tabela 13 a Tabela 17, foram devidamente orçados para entrega na localidade da obra conforme detalhamento da Tabela 35 a seguir:

Tabela 35 – Valor dos materiais necessários para construção da UFV.

Equipamento / Material orçado	Valor
Materiais Elétricos Aterramento	R\$ 335.010,00
Materiais Kit Solar	R\$ 15.629.359,70
Materiais Elétricos Lado C.A - BT	R\$ 749.800,00
Materiais Elétricos Lado C.A - AT + Subestações	R\$ 490.426,00
Materiais RDC - 13,8 kV	R\$ 554.990,00
Total	R\$ 17.331.214,34

Na Tabela 36 são apresentados os detalhamentos de custos associado aos serviços civis e elétricos para construção da UFV, totalizando uma importância de R\$ 1.155.200,00.

Tabela 36 – Custo associado aos serviços necessários para construção da UFV.

Serviço	Custo
Serviços - Obras Civis Terraplanagem	R\$ 17.000,00
Serviços - Obras Civis Instalação de Bases e canaletas	R\$ 432.000,00
Serviços - Construção de subestações + materiais de construção	R\$ 120.000,00
Serviços - Construção de Rede 13,8kV	R\$ 148.700,00
Serviços - Instalações elétricas + USINA em Solo	R\$ 437.500,00
Total	R\$ 1.155.200,00

3.2 ANÁLISE DE DESPESAS: MANUTENÇÃO, LIMPEZA, SUPERVISÃO, SUBSTITUIÇÃO DE EQUIPAMENTOS E SEGURO

A UFV em questão, exigirá algumas peculiaridades quanto a emprego de pessoal para devida assistência local de manutenção e supervisão dos parâmetros de geração. Desta forma, será considerado o emprego de dois

técnicos na equipe de manutenção diária da instalação e técnico responsável pela supervisão da geração junto aos agentes concessionários e CCEE.

Tabela 37 – Despesas com pessoal no ano 0.

Operadores da UFV - 2 de manutenção + 1 de Operação				R\$ 160.582,50
Item	Qtd.	Custo Un.	Despesa mensal	Despesa ano 0
Operadores mantenedores da instalação	2	R\$ 4.117,50	R\$ 8.235,00	R\$ 107.055,00
Técnico em operação	1	R\$ 4.117,50	R\$ 4.117,50	R\$ 53.527,50

Os esquemas de manutenção da instalação serão baseados na ReN 906/2020, conforme requisitos e periodicidades mínimas de manutenção para transformadores, chaves seccionadoras, disjuntores e painéis, sendo adicionados a tais planos o esquema de limpeza completa dos módulos da UFV a cada três meses.

Na Tabela 38 é apresentado o quantitativo de equipamentos sobressalentes para a devida operação da UFV.

Tabela 38 – Lista de equipamentos sobressalentes da UFV.

Lista de equipamentos sobressalentes				R\$ 130.947,48
Item	Qtd.	Custo Un.	Despesa mensal	
Inversor PHB125K-HT (5% do total)	2	R\$ 26.740,66	R\$ 53.481,32	
Módulos - HiKu CS3W-455 MS (0,5% do total)	62	R\$ 994,65	R\$ 62.066,16	
String Box - Renobox 2/2 (5% do total)	24	R\$ 550,00	R\$ 13.200,00	
Cabo solar preto com proteção UV 6 mm ² - 1.800 V	200	R\$ 5,50	R\$ 1.100,00	
Cabo solar vermelho com proteção UV 6 mm ² - 1.800 V	200	R\$ 5,50	R\$ 1.100,00	

Por fim, para um empreendimento deste porte, será empregado seguro anual contra sinistros de natureza elétrica, falhas de protejo de engenharia, falha em equipamentos e desastres naturais ofertado pela Berkley Brasil Seguros conforme Tabela 39.

Tabela 39 – Seguro adotado para a UFV.

Seguro para instalações e operação da UFV		
Item	Qtd.	Custo
Apólice de seguro All-risk (Berkley Brasil Seguros)	1	R\$ 126.618,64

3.3 CONDIÇÕES DE CONTORNO (TAXAS, INDICADORES)

Realizando consulta aos materiais da EPE, CCEE e ANEEL, foram agrupados informações, indicadores e taxas que serviram para embasar os estudos de viabilidade econômica deste projeto.

Inicialmente, analisando os informes da EPE, observa-se na Figura 18 uma tendência de redução no preço da energia comprada via leilões de energia para

as fontes solar e eólica. Atualmente, o preço médio em leilões energia oriundo de fonte solar é de R\$ 271,30 / MWh.

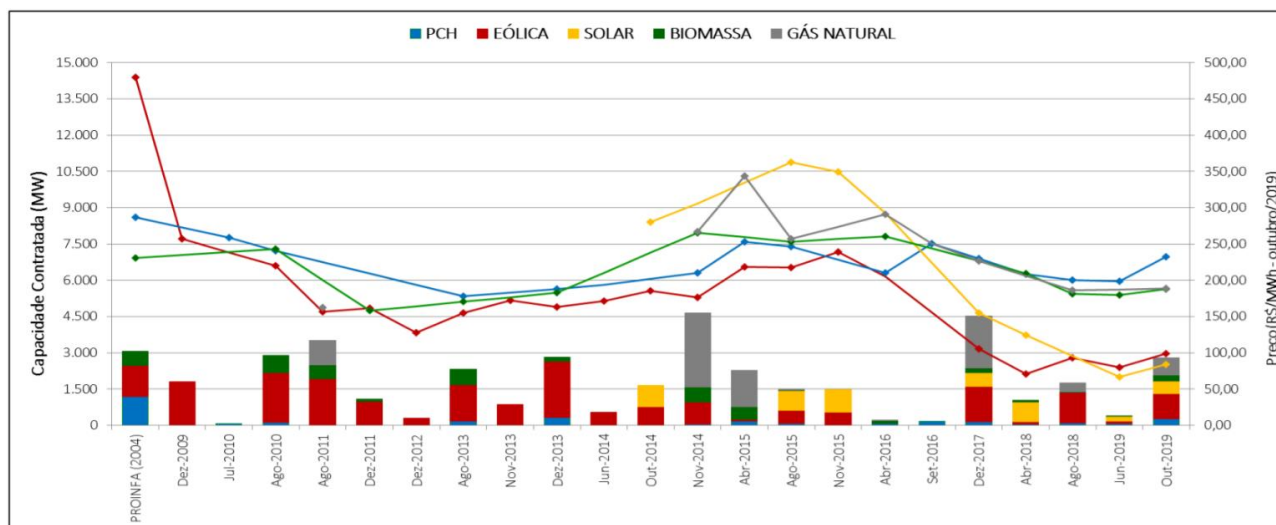


Figura 18: Preço de venda nos leilões de energia para as fontes Eólica, Solar Fotovoltaica, PCH, Gás Natural e Biomassa.

A UFV em análise, se enquadra com unidade geradora do grupo A-4 (conexão em média tensão até 25 kV) para conexão à rede de distribuição da COELBA. Desta forma, realizando consulta dos índices tarifários da COELBA junto a ANEEL, observa-se que a TUSD para a UFV será de R\$ 15,36 / kW de demanda.

TABELA 1 - TARIFAS DE APLICAÇÃO E BASE ECONÔMICA PARA O GRUPO A

SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			BASE ECONÔMICA		
				TUSD		TE	TUSD		TE
				R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
A4	Geração	Não se aplica	NA	13,34	0,00	0,00	15,36	0,00	0,00

Figura 19: Tarifas de aplicação e base econômica para grupo A – COELBA (revisão vigente até a data deste trabalho).

Os índices referência na análise, são do período entre 2015 e 2021. Para inflação foram adotados o IPCA e a variação no preço da energia elétrica observada nesta janela de tempo. Na Tabela 40, são apresentadas as taxas para o cenário regular ou normal.

Tabela 40 – Taxas e índices referência (2015 a 2021) que serão adotados para o cenário regular ou normal.

Taxas e Valores	% a.a.
Taxa de reajuste do preço da energia	16,3
Taxa de reajuste dos valores monetários - IPCA	6,7
Taxa de depreciação dos módulos (HiKU CS3W-455) da UFV	0,55
Taxa Mínima de Atratividade - TMA*	10

Eficiência Global da UFV	85
TUSD Geração COELBA – Grupo – A-4	R\$ 15,36/MWh
Preço médio da energia solar em leilões	R\$ 271,30/MWh

As taxas aplicadas para os cenários de otimismo e pessimismo são apresentadas na Tabela 41. Observa-se que os indicadores alterados são IPCA, taxa de reajuste do preço da energia e o valor do preço médio da energia solar em leilões.

Tabela 41 – Cenários adotados para realização de análise econômica.

Taxa e/ou Valor	Cenários		
	Pessimista	Regular	Otimista
Reajuste do preço da energia (%)	10	16,3	17%
IPCA (%)	12,0	6,7	5,0
Preço médio da energia (R\$/MWh)	190,00	271,30	320,00

Por fim, os dados utilizados no ano zero da simulação são apresentados na Tabela 42 e Tabela 43:

Tabela 42 – Investimentos iniciais da UFV para análise econômica.

Investimentos no ano zero	
Equipamentos Instalados	R\$ 17.204.595,70
Serviços de instalação e construção	R\$ 1.155.200,00
Equipamentos sobressalentes	R\$ 130.947,48
Total	R\$ 18.359.795,70

Tabela 43 – Custos fixo para operação da UFV para análise econômica (Valores no ano zero).

Custos fixos no ano zero	
Operação e Manutenção	R\$ 160.582,50
Seguro	R\$ 126.618,64
Total	R\$ 287.201,14

3.4 ANÁLISE DA VIABILIDADE E FLUXO DE CAIXA

Neste tópico, será considerada a taxa mínima de atratividade de 10% para todos os cenários possíveis. Por fim, devido aos inversores serem os componentes com maior incidência de falhas e maior custo associado para resolução do defeito, conforme Figura 20, serão consideradas substituições de parte dos inversores (50%) e totalidade dos inversores (100%) no décimo ano da UFV.

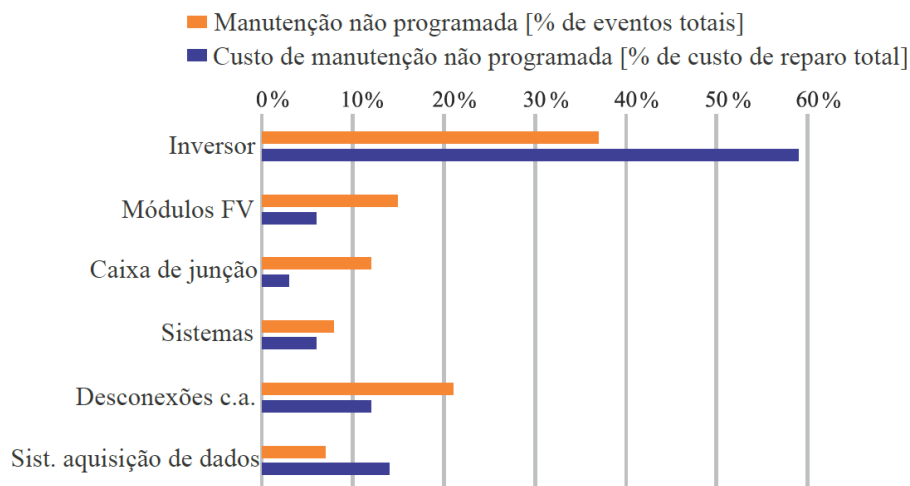


Figura 20: Dados de manutenção não programada e custos de reparos de uma usina FV de grande porte, durante cinco anos. (Fonte: L. M. More e H. N. Post.)

A seguir são apresentadas as simulações de viabilidade da UFV:

1. Cenário Regular - Sem Substituição de inversores:

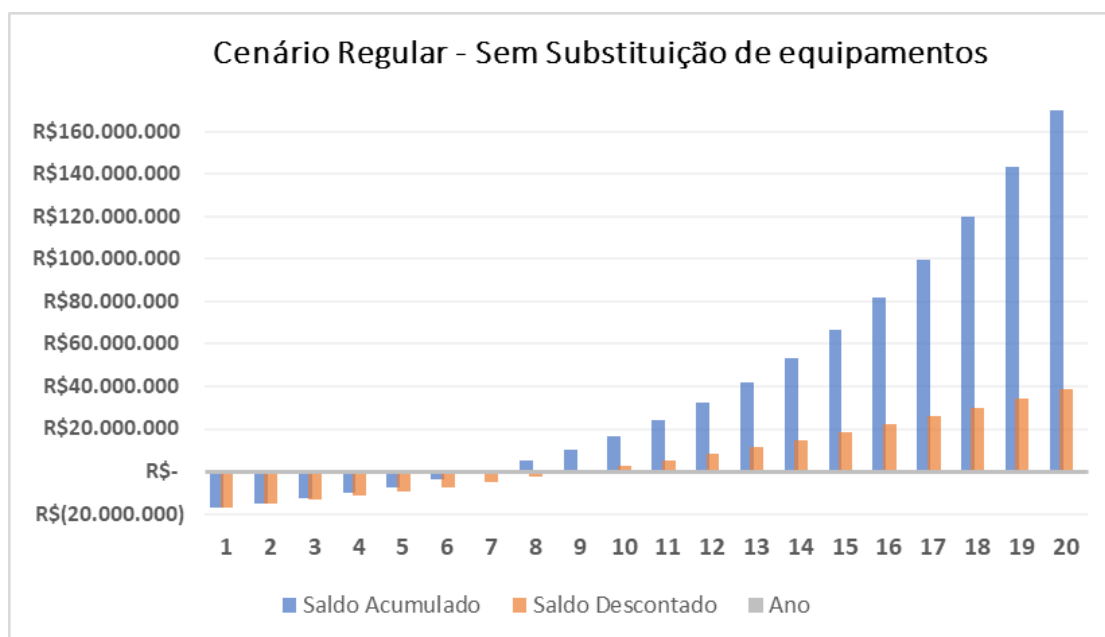


Figura 21: Simulação 1: Cenário Regular - Sem Substituição de equipamentos.

Viabilidade Econômica – Simulação 1	
VPL	R\$ 22.553.954
TIR	25,75%
Payback Simples (Anos)	5,97
Payback Descontado (Anos)	8,04

2. Cenário Regular - Substituição de 50% dos inversores:

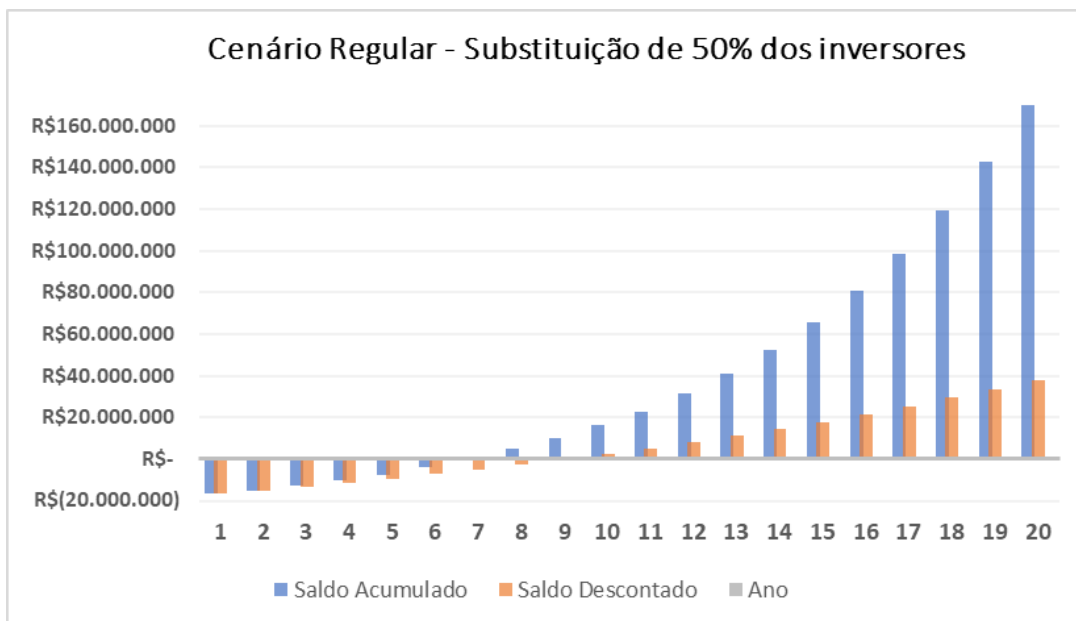


Figura 22: Simulação 2: Cenário Regular - Substituição de 50% dos inversores.

Viabilidade Econômica – Simulação 2	
VPL	R\$ 22.327.985
TIR	25,67%
Payback Simples (Anos)	5,97
Payback Descontado (Anos)	8,04

3. Cenário Regular - Substituição de 100% dos inversores:

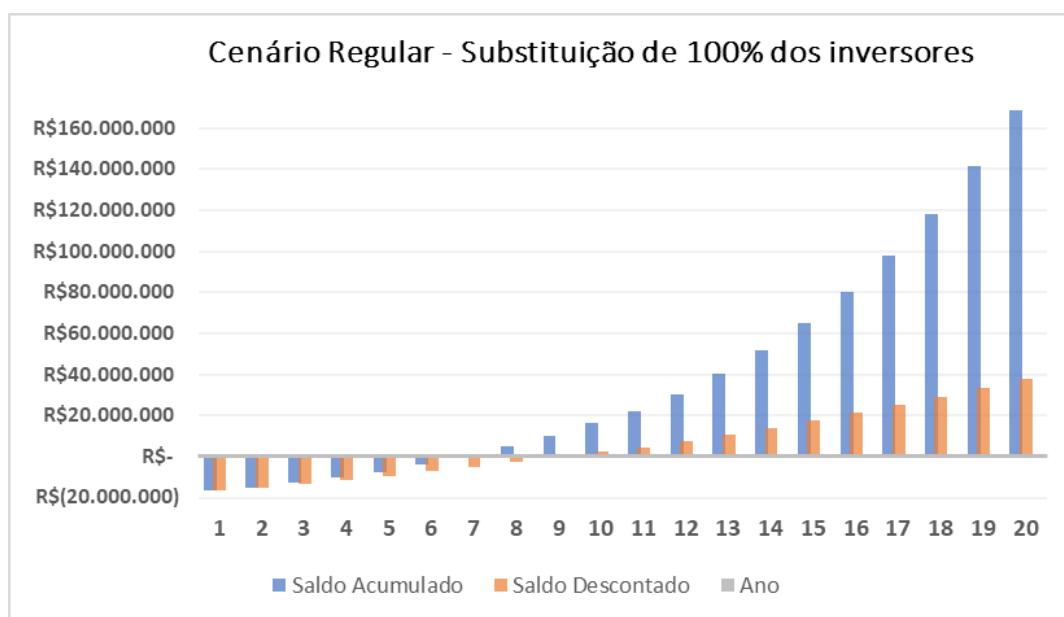


Figura 23: Simulação 2: Cenário Regular - Substituição de 100% dos inversores.

Viabilidade Econômica – Simulação 3	
VPL	R\$ 22.102.016
TIR	25,58%
Payback Simples (Anos)	5,97
Payback Descontado (Anos)	8,04

4. Cenário Pessimista - Sem Substituição de inversores:

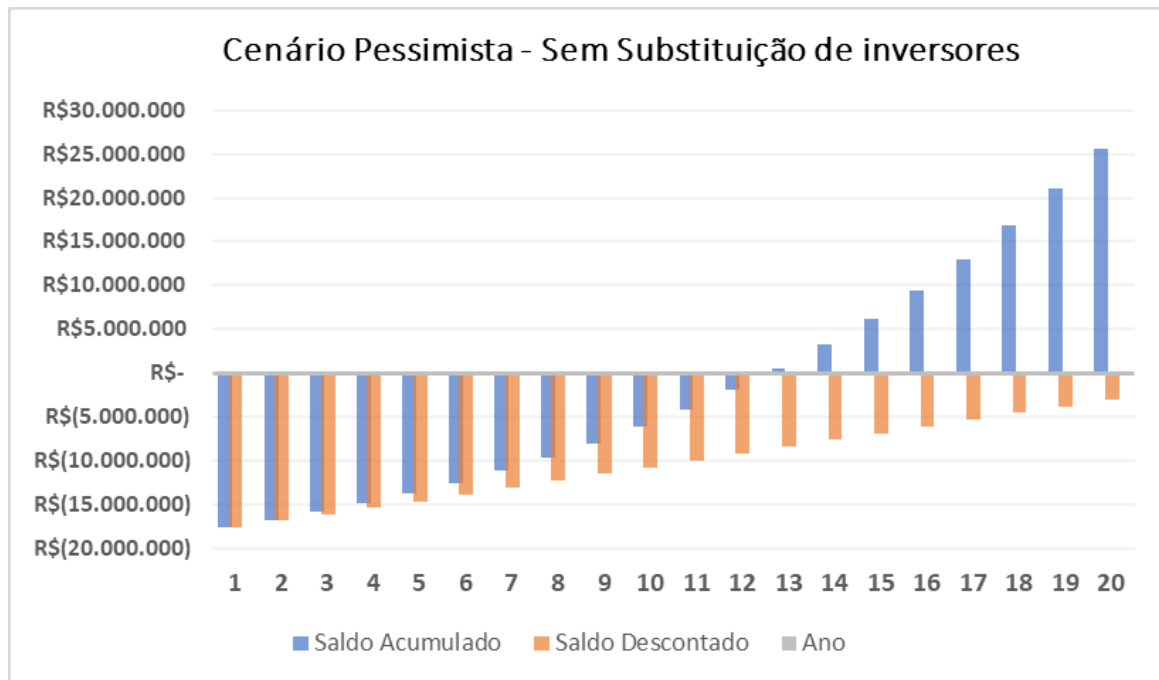


Figura 24: Simulação 4: Cenário Pessimista - Sem Substituição de inversores.

Viabilidade Econômica – Simulação 4	
VPL	R\$ 1.395.115
TIR	10,66%
Payback Simples (Anos)	11,79
Payback Descontado (Anos)	23,08

5. Cenário Pessimista - Substituição de 50% dos inversores:

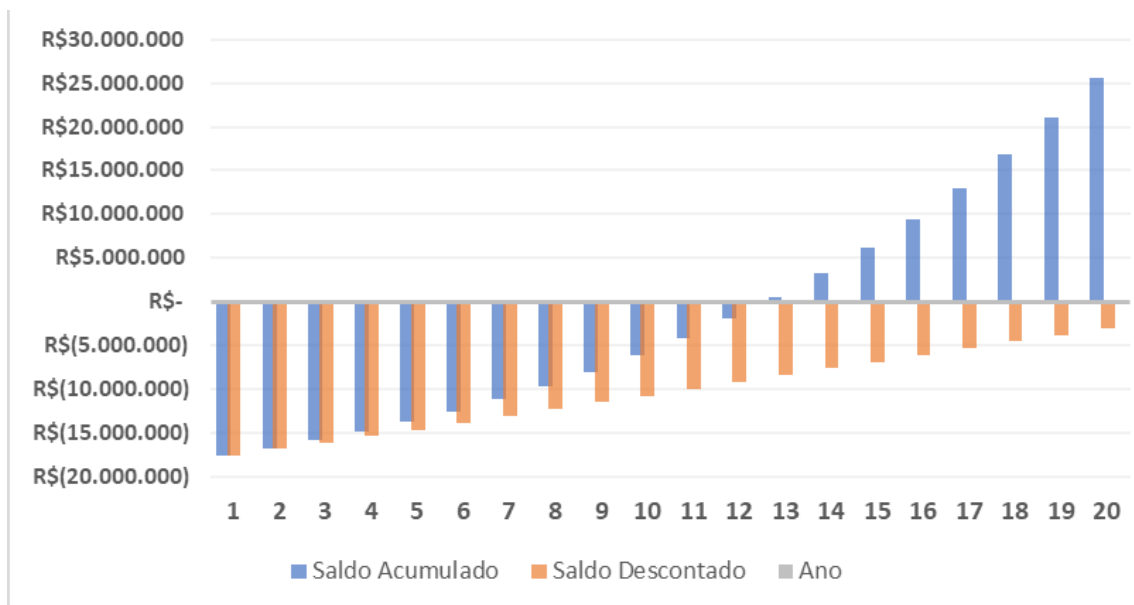


Figura 25: Simulação 5: Cenário Pessimista - Substituição de 50% dos inversores.

Viabilidade Econômica – Simulação 5	
VPL	R\$ 754.709
TIR	10,36%
Payback Simples (Anos)	12,43
Payback Descontado (Anos)	23,96

6. Cenário Pessimista - Substituição de 100% dos inversores:

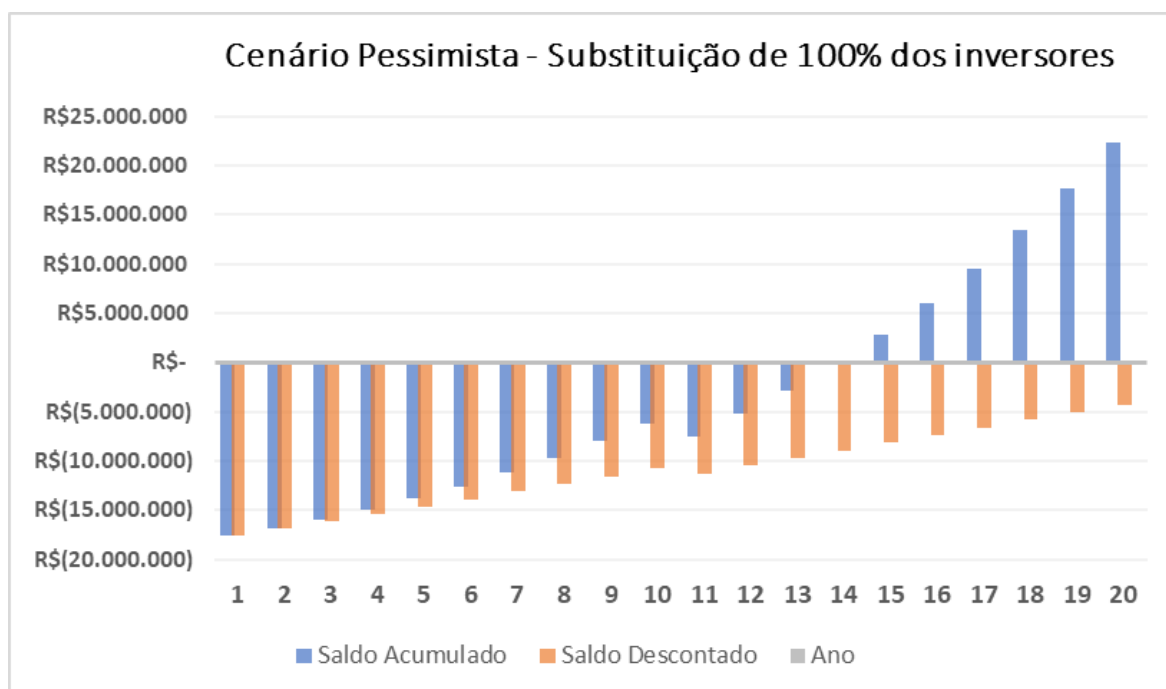


Figura 26: Simulação 6: Cenário Pessimista - Substituição de 100% dos inversores.

Viabilidade Econômica – Simulação 6	
VPL	R\$ 114.303
TIR	10,05%
Payback Simples (Anos)	13,04
Payback Descontado (Anos)	24,84

7. Cenário Pessimista - Sem Substituição dos inversores:

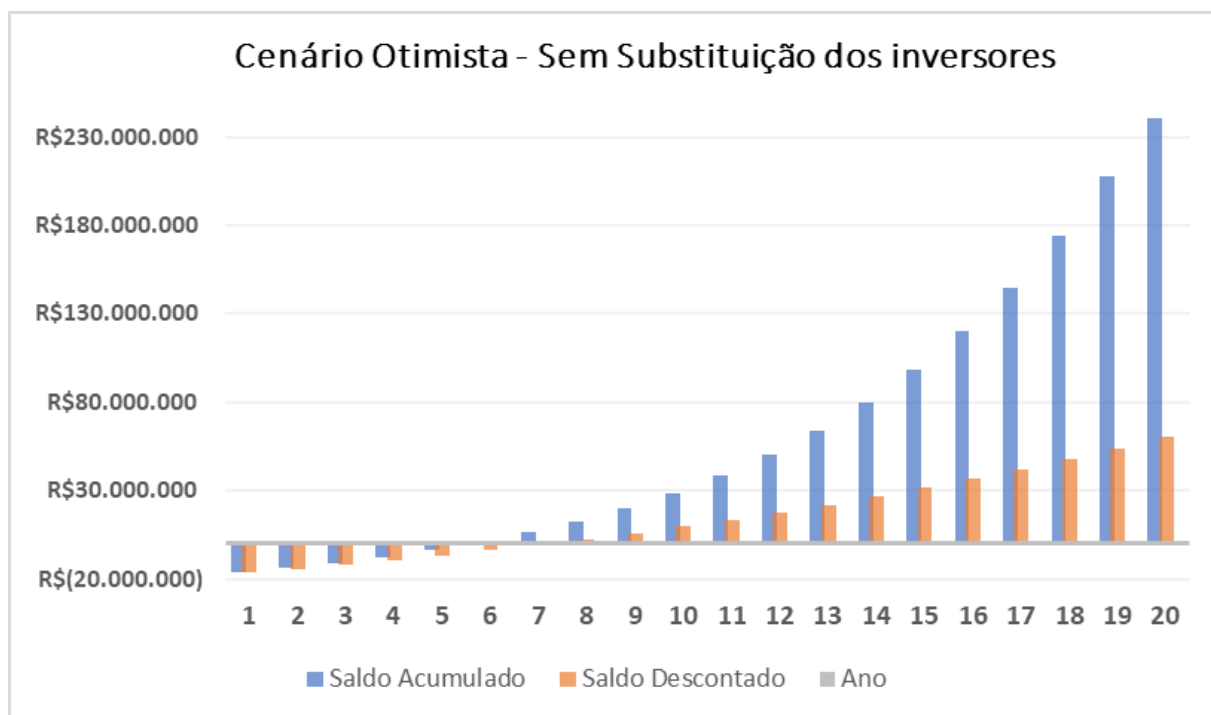


Figura 27: Simulação 7: Cenário Otimista – Sem Substituição dos inversores.

Viabilidade Econômica – Simulação 7	
VPL	R\$ 34.663.559
TIR	31,00%
Payback Simples (Anos)	4,81
Payback Descontado (Anos)	6,19

8. Cenário Pessimista – Substituição de 50% dos inversores:

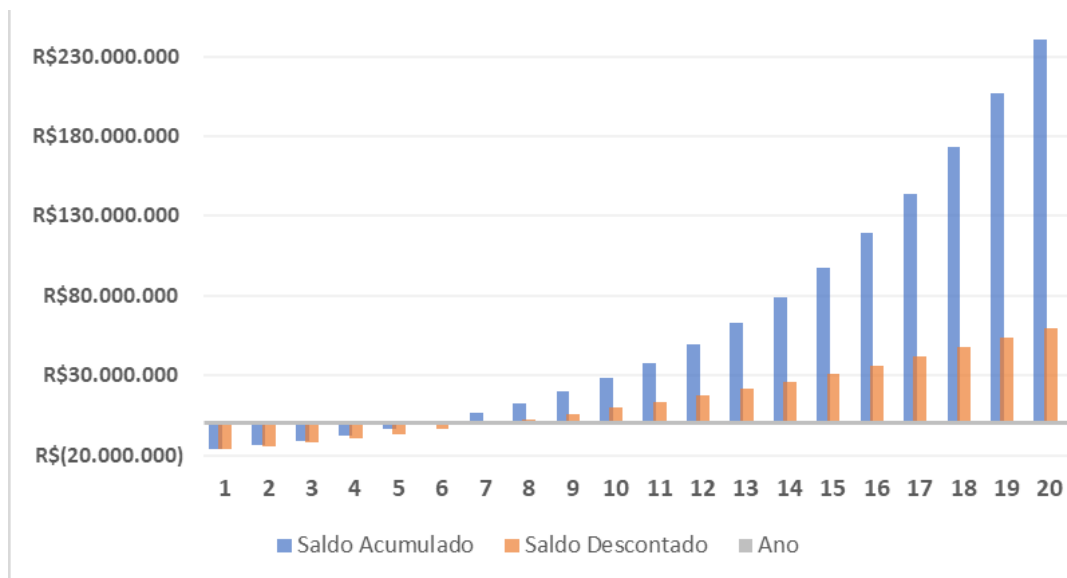


Figura 28: Simulação 8: Cenário Otimista – Substituição de 50% dos inversores.

Viabilidade Econômica – Simulação 8	
VPL	R\$ 34.482.326
TIR	30,94%
Payback Simples (Anos)	4,81
Payback Descontado (Anos)	6,19

9. Cenário Pessimista – Substituição de 100% dos inversores:

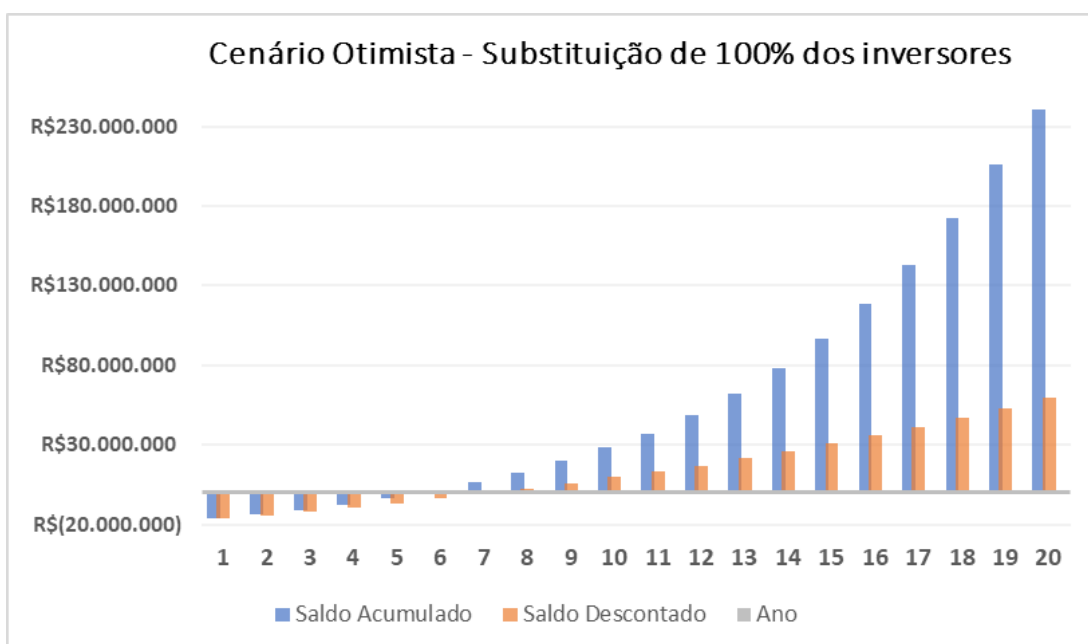


Figura 29: Simulação 9: Cenário Otimista – Substituição de 100% dos inversores.

Viabilidade Econômica – Simulação 9	
VPL	R\$ 34.301.094
TIR	30,87%
Payback Simples (Anos)	4,81
Payback Descontado (Anos)	6,19

Por fim, são apresentados quadros resumo das simulações por cenário:

INDICADOR	CENÁRIO		
	REGULAR/ATUAL		
	Sem troca	50% de inv.	100% de inv.
VPL	R\$ 22.553.954	R\$ 22.327.985	R\$ 22.102.016
TIR	25,75%	25,67%	25,58%
Payback Simples (Anos)	5,97	5,97	5,97
Payback Descontado (Anos)	8,04	8,04	8,04

INDICADOR	CENÁRIO		
	PESSIMISTA		
	Sem troca	50% de inv.	100% de inv.
VPL	R\$ 1.395.115	R\$ 754.709	R\$ 114.303
TIR	10,66%	10,36%	10,05%
Payback Simples (Anos)	11,79	12,43	13,04
Payback Descontado (Anos)	23,08	23,96	24,84

INDICADOR	CENÁRIO		
	OTIMISTA		
	Sem troca	50% de inv.	100% de inv.
VPL	R\$ 34.663.559	R\$ 34.482.326	R\$ 34.301.094
TIR	31,00%	30,94%	30,87%
Payback Simples (Anos)	4,81	4,81	4,81
Payback Descontado (Anos)	6,19	6,19	6,19

3.5 CONCLUSÃO

O cenário pessimista foi o que apresentou maior sensibilidade ao retorno do investimento dentro do período de análise para leilões, 20 anos. Neste cenário, o payback descontado médio foi de 23,96 anos, período este próximo ao fim da vida útil dos módulos fotovoltaicos. Vale ressaltar, que este é o único caso que a taxa de inflação (IPCA) é maior que a taxa de reajuste da energia, pressionando o fluxo de caixa a inviabilidade.

O cenário regular ou atual, apresentou ótimos indicadores, como payback descontado médio de 8,04 anos, e TIR médio de 25,67%, o que supera a TMA em 15%, sendo este um investimento atrativo no longo prazo. Por fim, percebe-se que a substituição dos inversores não afetou significativamente os indicadores.

No cenário otimista, foi incrementado o VPL para a UFV em quase 50% em relação ao cenário regular, o payback descontado médio foi de 6,19 anos, e TIR médio de 30,94%.

A análise dos indicadores é muito positiva quanto a viabilidade desta UFV, visto que mesmo no pior cenário a UFV apresentou TIR maior que a TMA, o que comprova a viabilidade do empreendimento.

Desta forma, nos cenários com IPCA menor que a taxa de reajuste de energia, a UFV é um empreendimento viável e atrativo, devido a elevada TIR. No ambiente no o IPCA é maior 2% a taxa de reajuste de energia, a UFV apresentou TIR similar a TMA com período de retorno muito estendido, além do período de análise econômica de 20 anos, o que a tornou inviável nesta perspectiva.

4- Projeto Elétrico

Este capítulo tem objetivo apresentar o projeto básico das subestações de conexão da UFV com as redes de distribuição RDC 1 e RD 2, com a subestação Juazeiro IV da COELBA, e o projeto básico da própria UFV, sendo apresentados os diagramas unifilares da subestação e UFV.

4.1 PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR

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.

As Figura 30 e Figura 31 apresenta o digrama unifilar de toda a instalação elétrica, desde o barramento da COELBA na SE Juazeiro IV – 13,8 kV até a UFV em questão. A usina solar fotovoltaica é conectada à SE Juazeiro IV, por duas redes de distribuição compactas, cada rede de onde as seguintes características elétricas do sistema podem ser enumeradas:

- ✓ Disjuntor MT de 800 A do padrão de entrada;
- ✓ Demanda de geração na unidade de 2500 kW;
- ✓ Medidor de energia bidirecional;
- ✓ Condutores C.A. em MT 70mm², em BT. Barramento ventilado 2.000mm², cabos unipolares até os inversores com 120 mm².
- ✓ Condutores CC polos positivo e negativo de bitola 6 mm², isolação XLPE 1000V (conecta o arranjo FV à entrada CC do inversor);
- ✓ Dispositivo de seccionamento CC de 16 A, tensão máxima de 1000 V de isolação no lado CC da string box;
- ✓ Dispositivo de proteção contra surtos CC de 1000 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, 380V CA, e faixa de operação CC 125-550V, com doze MPPTs;
- ✓ Módulos fotovoltaicos 455 Wp dispostos em 24 strings de 13 módulos FV cada, totalizando 141,96 kWp de potência CC instalada.

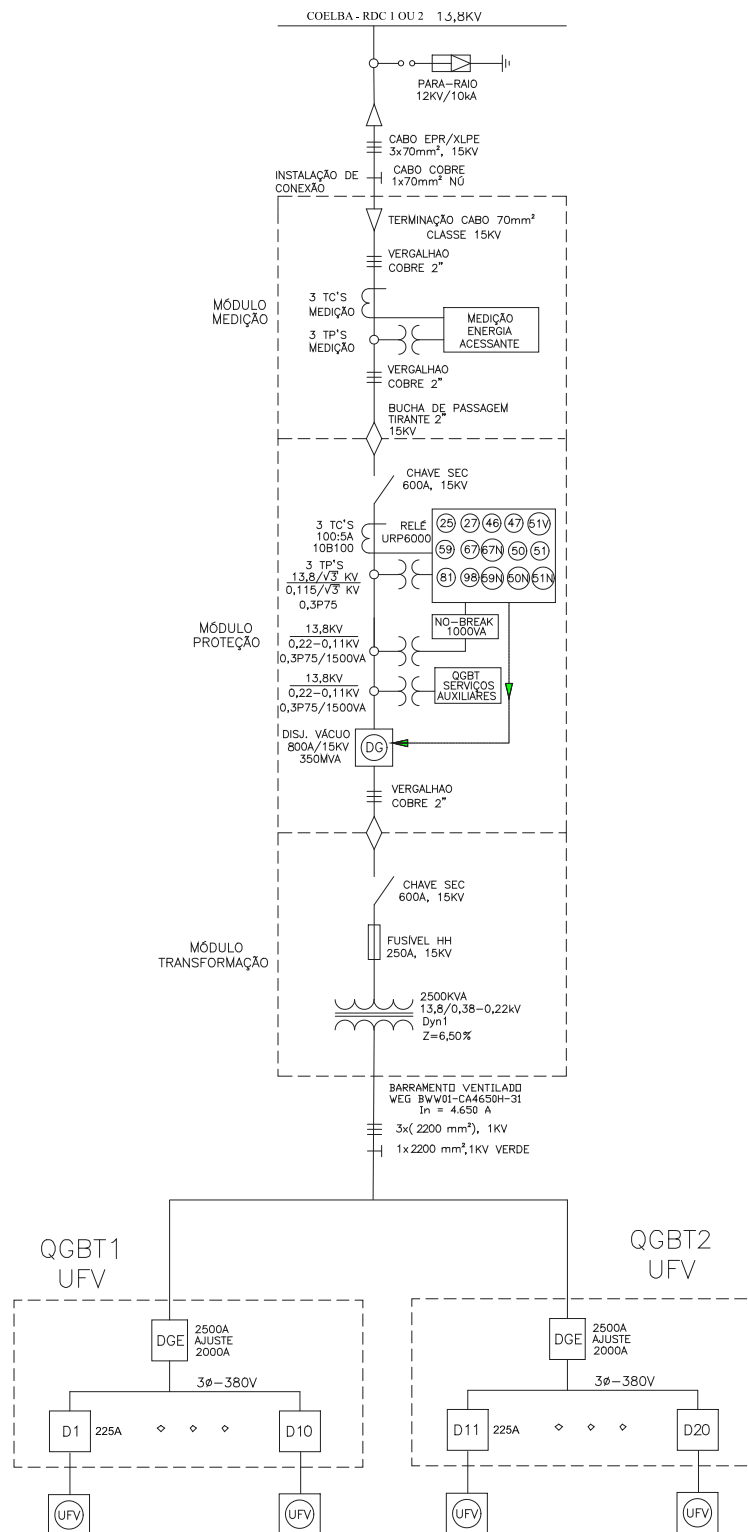


DIAGRAMA UNIFILAR

Figura 30: Diagrama unifilar da subestação 2,5 MVA utilizada para conexão da UFV a rede da COELBA.

DIAGRAMA UNIFILAR

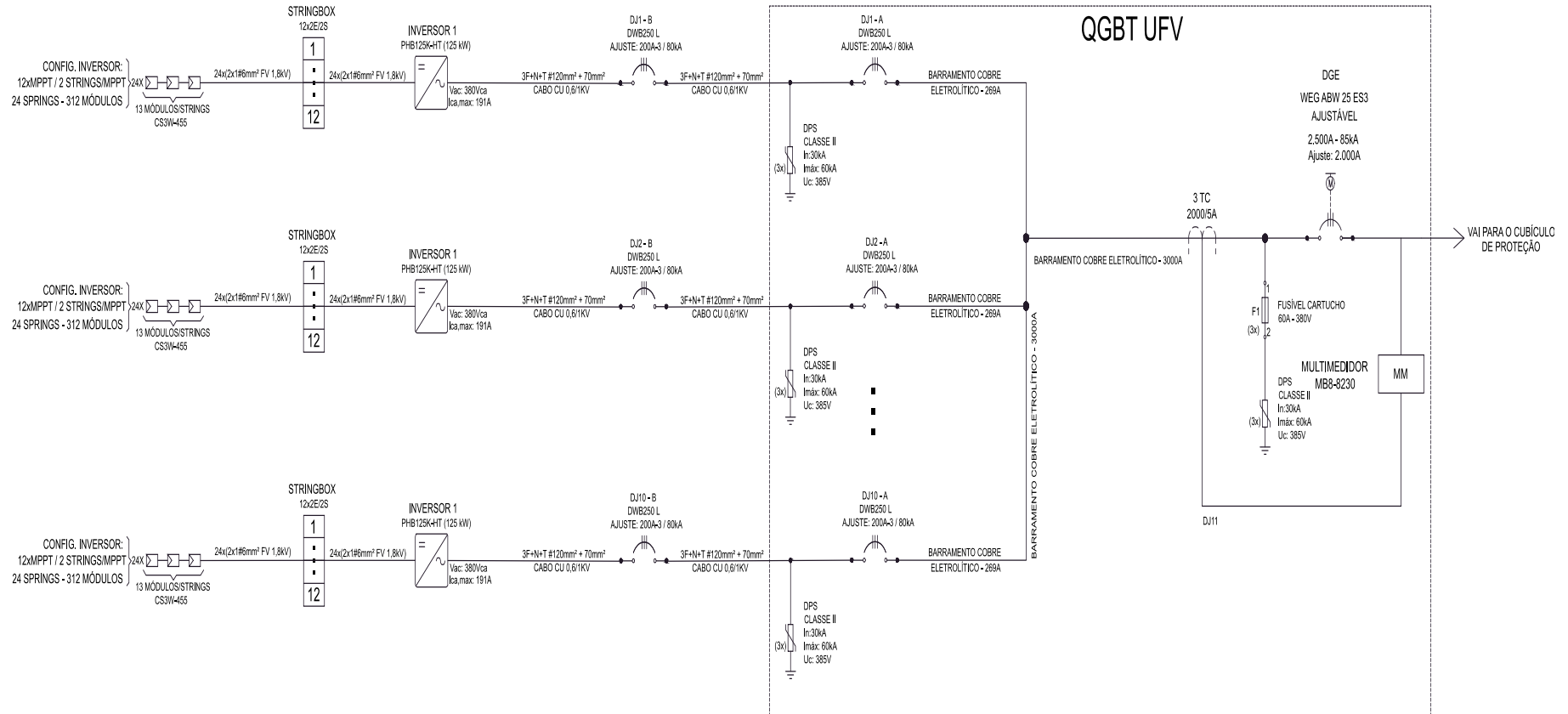


Figura 31: Diagrama unifilar com detalhamento do QGBT UFV e detalhes das 10 UFV conectadas no QGBT em BT.

4.2 MEMORIAL DESCRITIVO

A UFV em questão, se enquadra como produtor independente de energia, considerado com unidade geradora do grupo A-4 (atendimento em 13,8kV) junto à COELBA.

A demanda contratada de geração é de 5.000 kW, sendo estes subdivididos em dois alimentadores distintos localizados na subestação Juazeiro IV, via duas redes de distribuição compactas RDC 1 e RDC 2, construídas pelo agente de geração.

Cada circuito está conectado individualmente a uma subestação de M.T com demanda de 2.500 kW.

A subestação de 2.500 kVA, é abrigada e possui um transformador à seco (13,8/0,38 kV) para interconexão entre as unidades geradores fotovoltaicas e a rede da concessionária COELBA. O seccionamento da subestação se dá via disjuntor de MT à vácuo, e sua proteção é realizada via réle digital microprocessado parametrizado conforme a NOR_DIS-033_1-2021 da COELBA.

O arranjo de conexão do lado de BT do transformador, se dá via barramento ventilado de alumínio, com capacidade de 4.650 A, onde são conectados dois QGBTs, sendo que cada QGBT agrupa até dez inversores de 125 kW de potência.

Os inversores são acoplados via circuitos individuais e protegidos em ambos os terminais (inversor e QGBT) sendo a proteção anti-surtos (DPS) também individualizada.

Cada inversor, está conectado a 24 strings compostas individualmente por 13 módulos de potência de 455 W, o que totaliza 312 módulos fotovoltaico por inversor.

Além do detalhamento acima, os seguintes itens serão implementados no memorial descritivo:

- ✓ 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 BT, uma foto nítida do disjuntor do padrão de entrada deve ser anexada ao documento (deve permitir a identificação da corrente nominal do disjuntor);
- ✓ 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- Referências Bibliográficas

- [1] Greener, “ESTUDO ESTRATÉGICO MERCADO FOTOVOLTAICO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA,” 2019.
- [2] ANEEL, [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/a-aneel>.
- [3] ANEEL, [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/prodist>.
- [4] SistemaOCB, “Formação de Cooperativas de Geração Distribuída,” 2017. [Online]. Available: <http://www.cbgd.com.br/2017/AUDA2610/Marco%20Morato%20%20OCB.pdf>. [Acesso em 09 12 2018].
- [5] CEMIG. [Online]. Available: <http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/corporativo/Paginas/manual-solicitacao-acesso.aspx>. [Acesso em 05 09 2018].
- [6] Gf2. [Online]. Available: <https://gf2.ind.br/>.
- [7] PHB. [Online]. Available: <https://www.energiasolarphb.com.br/inversor-monofasico-phb3000-ns.php>.
- [8] Wladimir, “WR| Prates,” 2016. [Online]. Available: https://www.wrprates.com/o-que-e-vpl-valor-presente-liquido/#Formula_do_VPL. [Acesso em 02 09 2018].
- [9] J. Mamede, Instalações Elétricas Industriais, 8ª ed., São Paulo: LTC, 2010.
- [10] IEEE, *Guide for Solar Power Plant Grounding for Personal Protection*, 2020.

6- Anexos

