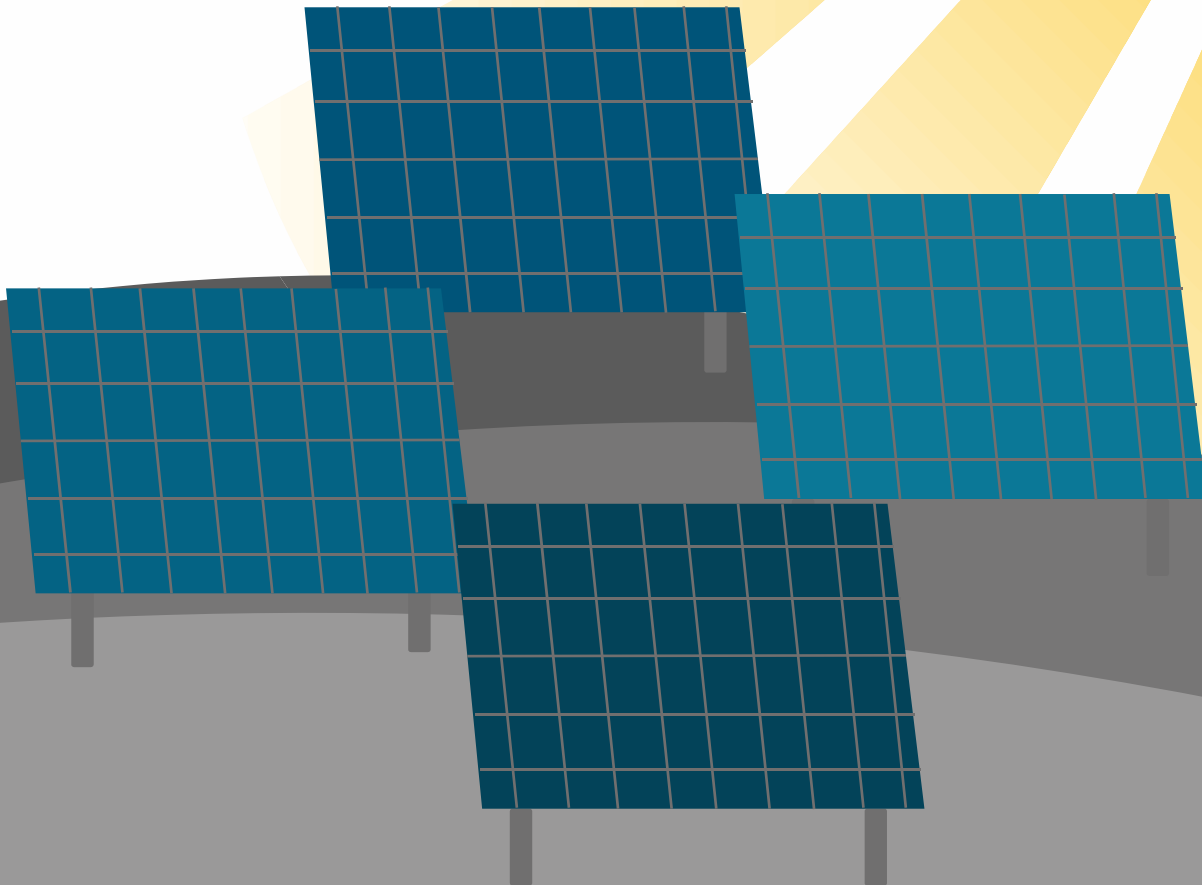


Universidade Federal de Viçosa - UFV
Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas - CCE
Departamento de Engenharia Elétrica - DEL



**Projeto de uma Usina Fotovoltaica de 150 kW para um
Supermercado no município de Estância Velha**
ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Aluna Gisele Nunes Turnes
ORIENTADOR: Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira

Viçosa, 15 de Setembro de 2022.

Aluna Gisele Nunes Turnes

Projeto de uma Usina Fotovoltaica de 150 kW para um Supermercado no município de Estância Velha

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, 15 de Setembro de 2022.

ATA DE APROVAÇÃO

Aluna Gisele Nunes Turnes

Projeto de uma Usina Fotovoltaica de 150 kW para um Supermercado no município de Estância Velha

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 15 de Setembro de 2022.

Presidente e Orientador: Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira

Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: Engenheira Priscila Contarini Machado

Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: Prof. M. Sc. João Marcus Soares Callegari

Universidade Federal de Viçosa

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho

A minha amada filha.

AGRADECIMENTOS

A Deus por ter me dado saúde e força para concluir mais uma etapa de formação.

A minha família pelo incentivo e por ter compreendido minha ausência durante a especialização e na elaboração deste trabalho.

Ao meu orientador, professor Heverton Augusto Pereira, por compartilhar seu conhecimento, mostrando-se aberto e disponível para auxiliar.

Ao professor João Marcus Soares Callegari, pela presteza e cordialidade para dirimir dúvidas.

Aos professores da Gerência de Especialistas em Sistemas Elétricos de Potência da Universidade Federal de Viçosa pelo excelente trabalho que desenvolvem e pela dedicação na formação de profissionais para atuarem no setor fotovoltaico.

Por fim, ao meu esposo, Vagner Brum Bitencourt, pela contribuição com o seu conhecimento na área objeto deste trabalho e, especialmente nos cuidados com nossa filha para que eu pudesse concluir este trabalho.

RESUMO

O setor varejista é um grande consumidor de energia elétrica. Segundo a Sociedade Brasileira de Varejo e Consumo (SBVC), a despesa com energia elétrica varia entre 1% e 2% do faturamento nos estabelecimentos de varejo. Para reduzir os custos com energia elétrica deve ser elaborado um diagnóstico energético, com análise completa da instalação, para alcançar eficiência energética, não contemplado neste estudo. O objetivo deste trabalho é o dimensionamento e a análise de viabilidade econômica de uma usina fotovoltaica para reduzir os custos com energia elétrica através da redução de consumo de energia da rede da concessionária e pela poupança para a compensação de energia. O dimensionamento da usina foi realizado a partir do histórico de consumo da unidade consumidora, enquadrada inicialmente como Grupo B. Diante da potência necessária na usina FV para atender o consumo, associada à restrição de ampliação da carga instalada e da demanda na permanência do cliente no fornecimento em Baixa Tensão, foram dimensionadas uma subestação particular com transformador de 225 kVA e uma usina na modalidade de Minigeração Distribuída. O empreendimento é atendido em média tensão trifásica 23,1 kV a 60 Hz, demanda contratada de 150 kW. Para uma irradiação solar média local estimada de 4,35 kWh/m².dia, o sistema solar fotovoltaico foi dimensionado com uma potência CC instalada de 150 kW, empregados 340 módulos de 565 Wp e 2 inversores de 75 kW. Apesar dos elevados investimentos na implantação da usina FV e da subestação e dos custos mensais com demanda contratada, o projeto mostrou-se viável.

Palavras-chave: Minigeração, Resolução Normativa, Usina Fotovoltaica.

Lista de Figuras

Figura 1: Localização do sistema.....	18
Figura 2: Local de instalação do sistema fotovoltaico (tela SOLergo).....	18
Figura 3: Imagem aérea do local de instalação da usina FV.....	19
Figura 4: Exposições dos telhados.....	20
Figura 5: Radiação solar Direta, Difusa e Refletida nas exposições Norte 1 e Norte 2.....	21
Figura 6: Radiação solar Direta, Difusa e Refletida nas exposições Sul 1 e Sul 2.....	21
Figura 7: Módulos fotovoltaicos dispostos sobre os telhados.....	22
Figura 8: Dispersões.....	23
Figura 9: Inversores e módulos da usina FV.....	24
Figura 10: Configuração das séries e arranjos FV conectados ao inversor 1.....	32
Figura 11: Configuração das séries e arranjos FV conectados ao inversor 2.....	32
Figura 12: Quadro de junção c.a.....	35
Figura 13: Trecho da rede de MT entre a subestação Estância Velha e a Cabina Primária.....	39
Figura 14: Planta de localização.....	40
Figura 15: Topologia de subestação abrigada.....	41
Figura 16: Cabine em alvenaria – medição em média tensão – detalhes da entrada aérea.....	42
Figura 17: Dimensões da subestação projetada.....	44
Figura 18: Esquemático utilizado para dimensionamento do TC.....	47
Figura 19: Malha de aterramento tipo quadrado cheio.....	54
Figura 20: Configuração da rede aérea de distribuição protegida entre barra da SE Cemig e barra do acessante.....	55
Figura 21: Resumo das contribuições da concessionária e da usina solar fotovoltaica para as correntes de CC nas diversas barras.....	57
Figura 22: Coordenograma das proteções: (a) 67(1), (b) 67(2), (c) 67N(1), (d) 67N(2).....	60
Figura 23: Análise de consumos.....	62
Figura 24: Detalhe da tarifa.....	63
Figura 25: Custos de implementação e manutenção da usina FV.....	64
Figura 26: Fluxo de caixa.....	65
Figura 27: Fluxo de caixa acumulado.....	65
Figura 28: Valor Presente Líquido.....	66
Figura 29: Taxa Interna de Retorno.....	67
Figura 30: Rentabilidade da usina FV.....	68

Lista de Tabelas

Tabela 1: Consumo anual da unidade consumidora.	16
Tabela 2: Consumo anual da unidade consumidora.	17
Tabela 3: Características do módulo fotovoltaico utilizados na instalação.	25
Tabela 4: Tarifas RGE sem tributos e impostos.	26
Tabela 5: Características dos inversores fotovoltaicos utilizados na instalação.	29
Tabela 6: Características dos inversores fotovoltaicos utilizados na instalação.	30
Tabela 7: Configuração das séries e arranjos FV conectados ao inversor FV 1.	31
Tabela 8: Configuração das séries e arranjos FV conectados ao inversor FV 2.	31
Tabela 9: Resumo do dimensionamento elétrico da usina FV.	33
Tabela 10: Resumo das características elétricas dos equipamentos de proteção c.c. do inversor.	34
Tabela 11: Premissas para dimensionamento de cabos c.c.	35
Tabela 12: Dimensionamento dos cabos c.c. de acordo com a ABNT NBR 16690.	36
Tabela 13: Premissas para dimensionamento de cabos c.a.	36
Tabela 14: Dimensionamento dos cabos c.a. de acordo com a ABNT NBR 5410.	37
Tabela 15: Dimensionamento dos condutores de aterramento do lado c.c. e c.a. da usina FV.	37
Tabela 16: Estimativa de materiais necessários para implantação da usina FV.	38
Tabela 17: Proteções requeridas pela RGE.	41
Tabela 18: Dimensionamento dos equipamentos e compartimentos individuais.	43
Tabela 19: Ramal de ligação aéreo em classe de tensão primária de distribuição 25 kV.	45
Tabela 20: Barramento para classe de tensão primária de distribuição 25 kV – uso interno.	45
Tabela 21: Dimensionamento dos equipamentos da subestação.	46
Tabela 22: Características das cargas com fator de potência 0,9 para corrente secundária nominal de 5A.	49
Tabela 23: Memorial de cálculo do transformador de corrente.	50
Tabela 24: Dimensionamento de TP de medição em 23,1 kV.	50
Tabela 25: Quadro de carga da subestação para alimentação auxiliar.	51
Tabela 26: Quadro de carga da subestação para alimentação da proteção.	51
Tabela 27: Especificação do disjuntor de MT.	52
Tabela 28: Dimensionamento de TCs de medição em 23,1 kV.	53
Tabela 29: Dimensionamento de TP de medição em 23 kV.	53
Tabela 30: Valores base utilizados nos estudos de proteção.	54
Tabela 31: Impedância e correntes de curto-circuito fase-fase, fase-terra e trifásica utilizados para os cálculos na barra da SE Estância Velha.	54
Tabela 32: Dados de impedância de sequência dos cabos da rede RDP da SE CEMIG Viçosa até a barra de conexão do acessante. *Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C.	55
Tabela 33: Características elétricas do transformador a seco.	56
Tabela 34: Impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema.	58
Tabela 35: Definição das proteções e suas respectivas parametrizações de acordo com a norma ND 5.31.	59

Lista de Siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	American National Standards Institute
BT	Baixa Tensão
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
FV	Fotovoltaica
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
MT	Média Tensão
MPPT	Maximum Power Point Tracking
NBR	Norma Brasileira
PIS	Programa de Integração Social
PVC	<i>Polyvinil Chloride</i>
Prodist	Procedimento de distribuição
RGE	Rio Grande Energia
TC	Transformador de Corrente

TIR	Taxa Interna de Retorno
TP	Transformador de potencial
VPL	Valor Presente Líquido

Lista de Símbolos

A_m	Área do módulo
k_{isc}	Coeficiente de temperatura de corrente de curto-circuito
$k_{pmáx}$	Coeficiente de temperatura de potência máxima
$k_{V_{oc}}$	Coeficiente de temperatura de tensão de circuito aberto
$I_{inv}^{máx}$	Corrente c.c. máxima do inversor
$I_{arranjo,max}$	Corrente c.c. máxima por arranjo FV
$I_{serie,max}$	Corrente c.c. máxima por série FV
I_b	Corrente de base
I_{sc}	Corrente de curto-circuito
$I_{cc,3f}$	Corrente de curto-circuito trifásica
$I_{dsp,max}$	Corrente de descarga máxima DPS
I_{dsp}	Corrente de descarga nominal DPS
I_{mp}	Corrente de máxima potência
$I_{pick-up,f}$	Corrente de partida de fase
$I_{pick-up,n}$	Corrente de partida de neutro
I_{sat}	Corrente de saturação do secundário do TC
I_{sec}	Corrente máxima por série fotovoltaica seccionadora
$I_{demandada}$	Corrente nominal demandada
$I_{p,tc}$	Corrente primária do TC de proteção
D_{inv}	Dimensões do inversor
D_{pv}	Dimensões do módulo

η_{fv}	Eficiência do módulo
ΔV_{mppt}	Faixa de operação do MPPT
ΔT_{inv}	Faixa de temperatura de operação
M	Fator de multiplicidade de corrente
FP_{inv}	Fator de potência do inversor
FSI	Fator de sobredimensionamento do inversor
Z_{burden}	Impedância de <i>burden</i>
Z_{cabo}	Impedância do cabo
$Z_{relé}$	Impedância do relé
Z_{TC}	Impedância do TC
m_{inv}	Massa do inversor
m_{fv}	Massa do módulo
I_{ca}	Máxima corrente c.a. (RMS)
$V_{dps,max}$	Nível de proteção DPS
$N_{arranjo}$	Número de arranjos FV por inversor
N_{cel}	Número de células fotovoltaicas
N_{inv}	Número de inversores fotovoltaicos
N	Número de módulos fotovoltaicos
$N_{fv,inv}$	Número de módulos fotovoltaicos por inversor
N_{afv}	Número de módulos FV por arranjo fotovoltaico
N_{sfv}	Número de módulos FV por série fotovoltaica
N_{polos}	Número de polos seccionadora
$N_{inv,serie}$	Número de séries FV permitidas

$N_{série}$	Número de séries FV por inversor
S_{carga}	Potência aparente da carga
S_b	Potência aparente de base
P_{ca}	Potência c.a. nominal
P_{mp}	Potência máxima
$P_{inv}^{máx}$	Potência máxima no 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
X_{TC}	Reatância do TC
R_{cabo}	Resistência do cabo
$R_{relé}$	Resistência do relé
R_{TC}	Resistência do TC
T_{noct}	Temperatura nominal da célula operacional
t_{dps}	Tempo de resposta típico DPS
$V_{cc,min}$	Tensão c.c. de partida
$V_{inv}^{máx}$	Tensão contínua máxima do inversor
V_b	Tensão de base
V_{oc}	Tensão de circuito aberto
V_{sec}	Tensão de isolamento seccionadora
V_{mp}	Tensão de máxima potência

$V_{s,max}$	Tensão de saturação nominal do TC
$V_{s,tc}$	Tensão induzida no secundário do TC
V_{dps}	Tensão máxima de operação contínua DPS
V_{ca}	Tensão nominal de saída c.a. (RMS)

Sumário

1-	ANÁLISE DO LOCAL DA INSTALAÇÃO.....	16
1.1	ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA.....	16
1.2	LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	17
1.3	ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO.....	23
2-	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	25
2.1	DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	25
2.2	DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES	27
2.3	DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO C.C. E C.A.....	33
2.4	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C.	35
2.5	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A.	36
2.6	ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO E ATERRAMENTO DA USINA FV	37
3-	DIMENSIONAMENTO DA CABINE PRIMÁRIA.....	39
3.1	TOPOLOGIA ADOTADA.....	39
3.2	CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E ELÉTRICAS DA SUBESTAÇÃO.....	42
3.3	COMPONENTES DO SISTEMA DE PROTEÇÃO: DISJUNTOR, RELÉ SECUNDÁRIO, TRANSFORMADORES DE TENSÃO E CORRENTE	46
3.4	COMPONENTES DO SISTEMA DE MEDIÇÃO.....	52
3.5	ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO	53
3.6	ESTUDOS DE PROTEÇÃO	54
3.6.1	CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO	54
3.6.2	PARAMETRIZAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO.....	58
3.6.3	ESTUDO DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO	59
4-	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA.....	61
4.1	PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO	61
4.2	CUSTO DE INSTALAÇÃO DA USINA FV.....	63
4.3	ANÁLISE DE DESPESAS: MANUTENÇÃO, LIMPEZA, CONCESSIONÁRIA, TROCA DE EQUIPAMENTOS.....	64
4.4	FLUXO DE CAIXA.....	65
4.5	ANÁLISE DA VIABILIDADE.....	66
5-	CONCLUSÃO.....	69
6-	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	70
7-	ANEXOS.....	71
	ANEXO A - FOLHA DE DADOS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	71
	ANEXO B - FOLHA DE DADOS DO INVERSOR.....	73

1- ANÁLISE DO LOCAL DA INSTALAÇÃO

O cliente é um supermercado no município de Estância Velha no estado do Rio Grande do Sul.

Possui um consumo anual de 221.700 kWh e está conectado à rede de distribuição de energia elétrica, na tensão de fornecimento 380/220 V, e dispõe de telhados metálicos para instalação da usina fotovoltaica (FV), conforme exposições apresentadas na Figura 4.

1.1 ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA

O consumo de energia do cliente foi obtido a partir do histórico do período compreendido entre outubro de 2019 e setembro de 2020. O consumo anual foi de 221.700 kWh, conforme apresentado na Tabela 1:

Tabela 1: Consumo anual da unidade consumidora.

Consumo anual da unidade consumidora	
Histórico de consumo	kWh
Outubro de 2019	18980
Novembro de 2019	20100
Dezembro de 2019	19340
Janeiro de 2020	22260
Fevereiro de 2020	19240
Março de 2020	21080
Abril de 2020	18940
Mai de 2020	17840
Junho de 2020	15160
Julho de 2020	15460
Agosto de 2020	16180
Setembro de 2020	17120
Total	221.700

O cliente relata a pretensão de aumento de consumo no futuro. Diante do exposto e do porte da usina FV necessária para suprir o consumo de energia atual, será construída uma subestação particular e a referida usina será conectada em média tensão na modalidade de minigeração.

O cliente passará a integrar o Grupo Tarifário A, grupamentos compostos de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV e caracterizado pela tarifa binômia. Como a demanda contratada será igual

a soma da potência dos inversores e superior a 112,5 kVA, o cliente não será enquadrado como Grupo B optante.

Para realizar o dimensionamento da usina e determinar o enquadramento tarifário adequado, foi instalado o analisador de energia POWERNET P-600 G4 da *IMS Power Quality* na unidade consumidora e coletadas as medidas de energia consumida entre os dias 13 e 20/05/2022. Dados os horários de instalação e retirada do medidor, foram utilizados na análise os dados coletados de 14 a 19/05/2022 para definir o percentual de consumo no horário de ponta.

O percentual de consumo no horário de ponta foi de 14,5% do total. Assim, a Tabela 1 pode ser reapresentada, conforme Tabela 2:

Tabela 2: Consumo anual da unidade consumidora.

Consumo anual da unidade consumidora		
Histórico de consumo	Horário Fora Ponta (kWh)	Horário Ponta (kWh)
Outubro de 2019	16228	2752
Novembro de 2019	17185	2915
Dezembro de 2019	16536	2804
Janeiro de 2020	19032	3228
Fevereiro de 2020	16450	2790
Março de 2020	18023	3057
Abril de 2020	16194	2746
Mai de 2020	15253	2587
Junho de 2020	12962	2198
Julho de 2020	13218	2242
Agosto de 2020	13834	2346
Setembro de 2020	14638	2482
Total	189.553	32.147

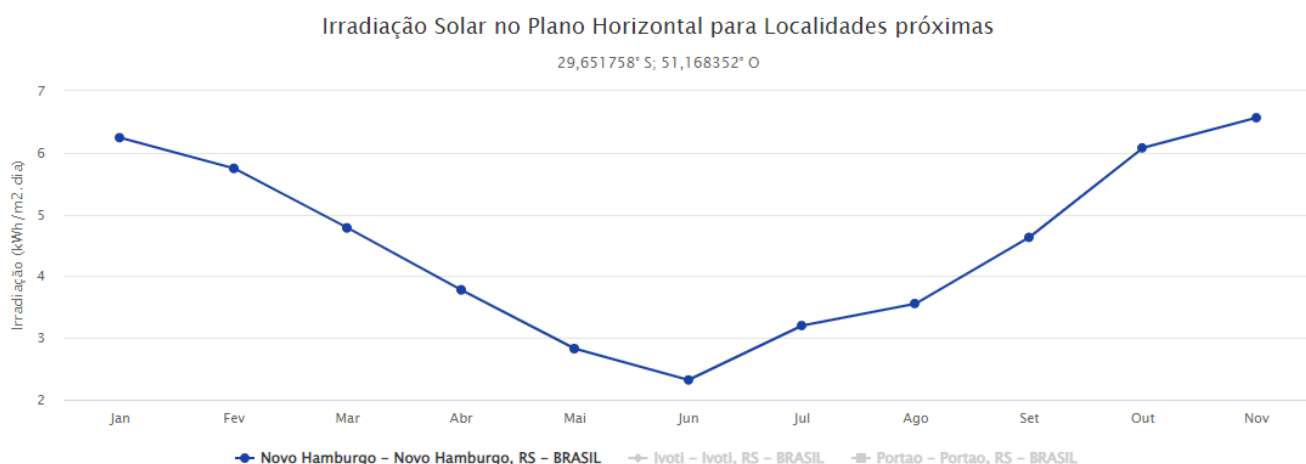
A partir da análise das medições, observa-se também que a demanda de potência é bastante semelhante nos horários ponta e fora-ponta. Portanto, foi adotada a tarifa A4 verde, com tarifa única para a demanda de potência.

Atualmente o cliente está conectado na baixa tensão e utiliza disjuntor trifásico de 125 A, com demanda atual de aproximadamente 80 kVA.

1.2 LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

A usina FV será alocada no município de Estância Velha. Segundo CRESESB, utilizando os dados de localidades próximas, município de Novo Hamburgo, a irradiação solar média diária no plano horizontal é 4,35 [kWh/m².dia], conforme apresentado na Figura 1.

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia]												Média	Delta				
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set			Out	Nov	Dez	
<input checked="" type="checkbox"/>	Novo Hamburgo	Novo Hamburgo	RS	BRASIL	29,701° S	51,149° O		5,8	6,24	5,75	4,78	3,78	2,83	2,32	2,53	3,20	3,56	4,63	6,08	6,57	4,35	4,25
<input checked="" type="checkbox"/>	Ivoti	Ivoti	RS	BRASIL	29,601° S	51,149° O		6,0	6,22	5,76	4,79	3,78	2,82	2,34	2,53	3,22	3,54	4,63	6,08	6,55	4,35	4,21
<input checked="" type="checkbox"/>	Portao	Portao	RS	BRASIL	29,701° S	51,249° O		9,5	6,26	5,80	4,86	3,78	2,82	2,34	2,54	3,23	3,57	4,66	6,11	6,62	4,38	4,29



Fonte: CRESESB

Figura 1: Localização do sistema.

Neste trabalho foi utilizado o *software* SOLergo que utiliza o Atlas Solarimétrico como fonte de dados climáticos e o Sul como referência do azimute. Na Figura 2 são apresentadas as coordenadas geográficas do município Estância Velha, no estado do Rio Grande do Sul e o albedo adotado.

Localização

Local de instalação do sistema fotovoltaico.

Localidade:

Latitude: Longitude: Altitude:

Fonte dados climáticos:

Albedo

Reflexão média do terreno (albedo):

Figura 2: Local de instalação do sistema fotovoltaico (tela SOLergo).

Em visita ao local de instalação da usina FV, foram coletadas imagens aéreas e obtidas inclinação e orientação solar dos telhados.

A Figura 3 é a foto aérea do local da instalação, captada com drone MAVIC PRO:



Figura 3: Imagem aérea do local de instalação da usina FV.

Na Figura 4 são apresentadas orientação e inclinação dos telhados disponíveis no local. Todos os telhados possuem cobertura metálica.

Exposições

Orientação e instalação de módulos fotovoltaicos, sombreamento e valores de irradiação sobre o plano dos módulos.



Descrição	Orientação	Inclinação	Inclinação da s...	Sombreamento	Radiação solar líquida
NORTE 1	-165°	6°	0°	0 %	1612,6 kWh/m ² a
SUL 1	15°	6°	0°	0 %	1528,9 kWh/m ² a
OESTE	105°	10°	0°	0 %	1581,7 kWh/m ² a
NORTE 2	-165°	6°	0°	0 %	1612,6 kWh/m ² a
SUL 2	15°	6°	0°	0 %	1528,9 kWh/m ² a

Orientação Sombreamento Radiação solar

Tipo de Instalação:

Orientação de módulos fotovoltaicos

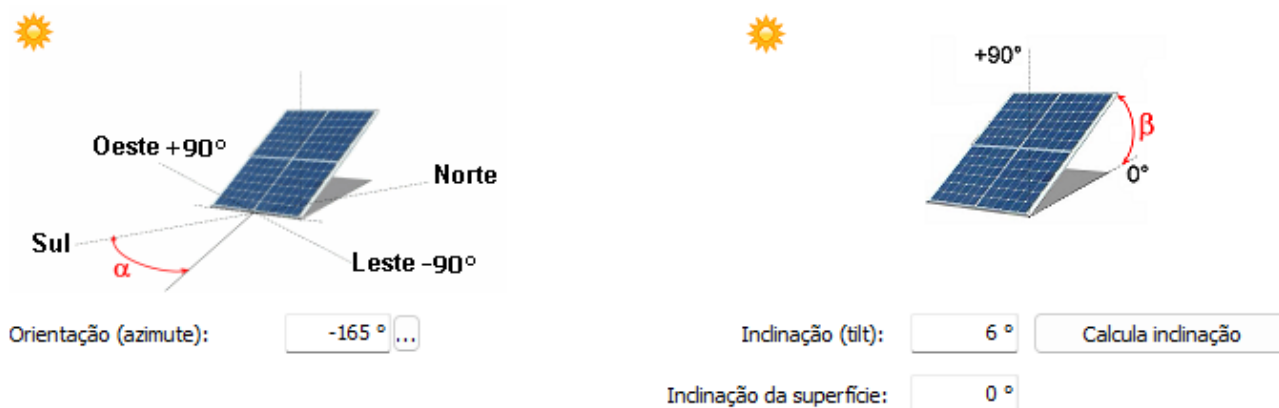


Figura 4: Exposições dos telhados.

Cabe explicar que não se utilizou o telhado designado por Oeste, uma vez que fica mais distante do prédio principal, disposto sobre lojas, é um prédio mais baixo em relação aos demais e possui sombreamento em razão das máquinas de ar condicionado. Também, o cliente aponta como mais inseguro quando comparado aos demais. Na Figura 3, os retângulos azuis e vermelhos representam os telhados orientados ao Sul e ao Norte, respectivamente. Os retângulos maiores estão indicados pelo número 1 e os menores pelo número 2.

Acrescenta-se que o sistema de exaustão instalado sobre os telhados Norte 1 e Sul 1 será retirado. Mantém-se a instalação do sistema de refrigeração sobre o telhado Sul 1.

A inclinação do telhado sul é de 6°, portanto, embora os módulos alocados na referida orientação estejam expostos sobre menor radiação quando

comparada ao telhado orientado ao norte, é viável a instalação nesta orientação.

Na Figura 5 observa-se a radiação solar direta, difusa e refletida diária média na superfície dos módulos nas exposições Norte 1 e Norte 2. A radiação solar diária é de 4,4 kWh/m²dia.

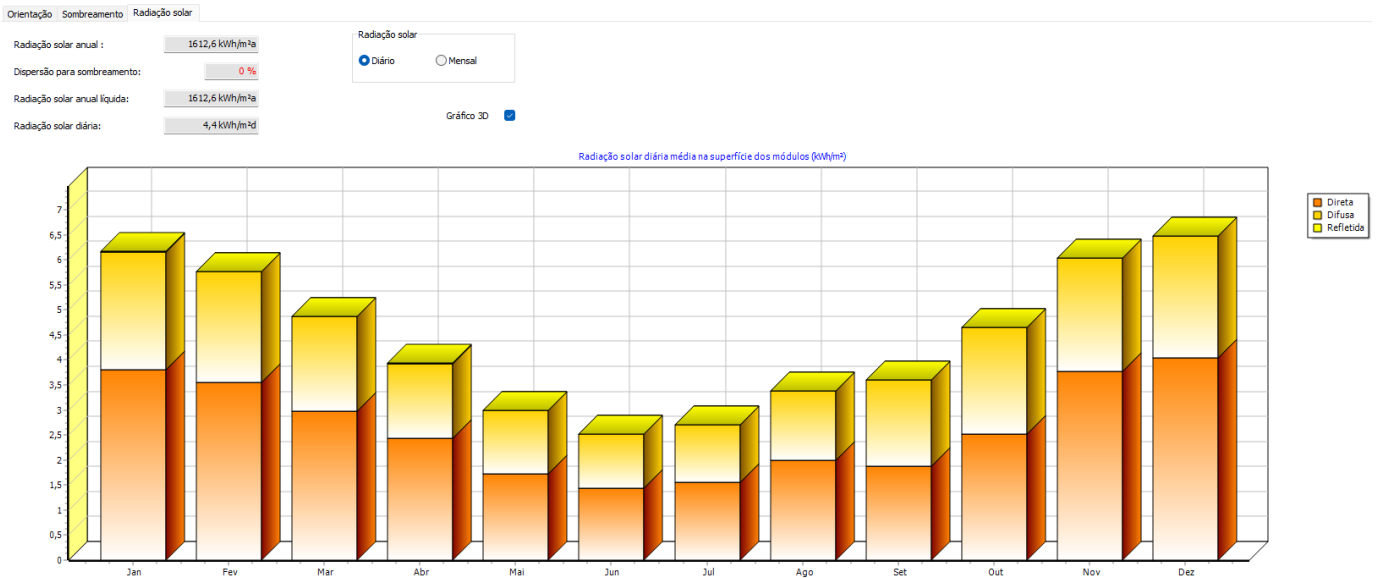


Figura 5: Radiação solar Direta, Difusa e Refletida nas exposições Norte 1 e Norte 2.

Na Figura 6 observa-se a radiação solar direta, difusa e refletida diária média na superfície dos módulos nas exposições Sul 1 e Sul 2. A radiação solar diária é de 4,2 kWh/m²dia.

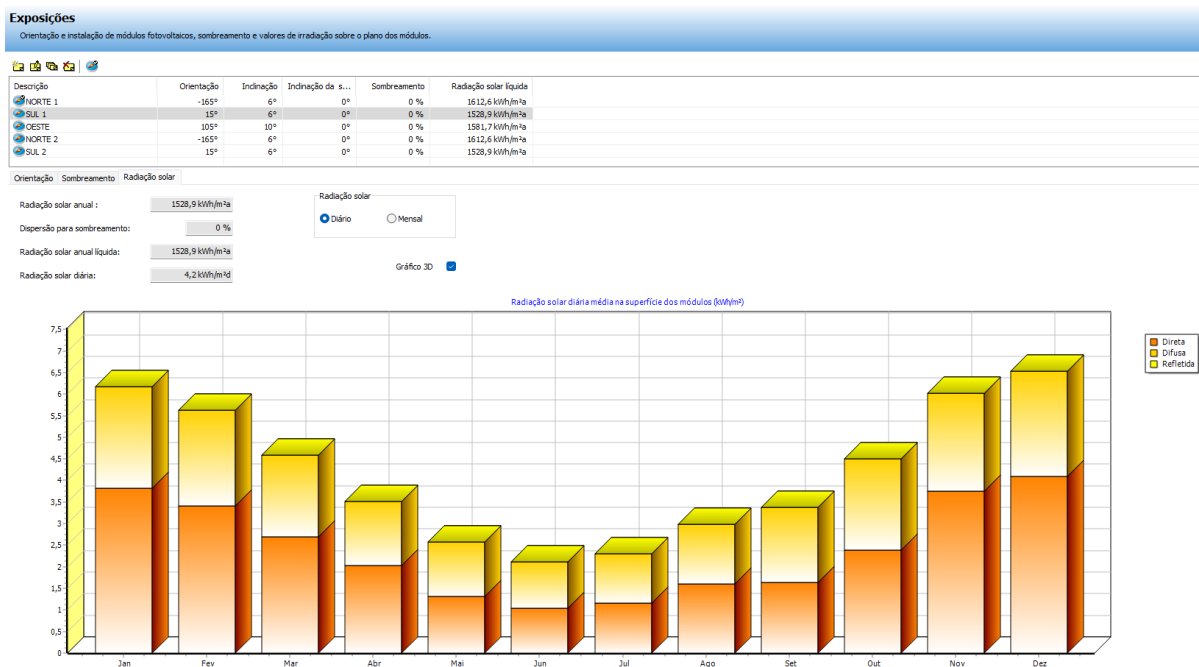


Figura 6: Radiação solar Direta, Difusa e Refletida nas exposições Sul 1 e Sul 2.

Na Figura 7, abaixo, são apresentados os módulos dispostos sobre os telhados orientados nas exposições Norte 1, Sul 1, Norte 2 e Sul 2.



Figura 7: Módulos fotovoltaicos dispostos sobre os telhados.

1.3 ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO

Nas exposições de alocação da usina FV não são observadas perdas por efeito de sombreamento. Entretanto, existem perdas por posicionamento dos módulos em diferentes exposições, em arranjos não ótimos e perdas pelos cabos elétricos. Os percentuais de perdas considerados são apresentados na Figura 8.

No SOLergo, a produção de energia é calculada nas exposições informadas, portanto, contempla as perdas nas exposições diferente do ideal (ao norte).

A janela 'Dissipações' do software SOLergo apresenta a seguinte configuração de perdas de potência:

Descrição	Valor (%)
Perdas de sombreamento:	0 %
Perdas para aumento de temperatura:	4,7 %
Perda de desacoplamento:	5 %
Perdas em corrente contínua:	1,5 %
Outras perdas (sujeira, tolerâncias, ...):	5 %
Perdas devido à conversão (inversor):	1,7 %
<input type="checkbox"/> Personalizar as perdas causadas pelo sombreamento	
<input type="checkbox"/> Avaliar as perdas em corrente contínua com base nas informações dos cabos e diodos	
Perdas totais:	16,7 %

Botões de controle: OK e Cancelar.

Figura 8: Dissipações

A Figura 9 mostra os componentes da usina FV, com os módulos alocados de acordo com a Figura 7 e considerando as dissipações apresentadas na Figura 8.

Componentes

Tipo de módulos fotovoltaicos, inversor e proteções. Dados de dimensionamento.

Módulo fotovoltaico

Módulo fotovoltaico: Selecionar... ▾

Potência nominal: Área: Propriedades

Usar otimizador de potência

Configuração de módulos Propriedades

Inversor

Temperatura de operação Mínimo: Máximo:

O número de módulos: Área total: Potência:

Inversor: Seleção manual

Número de inversores: Nº máximo de ingressos utilizados: Propriedades

Rastreadores simétricos:

Verificações elétricas

Tensão:

Corrente:

Potência:

Número de rastreadores	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3
Módulos em série	<input type="text" value="14"/>	<input type="text" value="14"/>	<input type="text" value="10"/>
Séries fotovoltaicas em paralelo	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="1"/>
Exposição	NORTE 2 ...	NORTE 2 ...	NORTE 2 ...
Tensão de MPP (STC)	586,9 V	586,9 V	419,2 V
Número de módulos	28	28	10

Mesma configuração para todos os inversores

Dimensionamento

Número total de módulos: Potência nominal:

Produção anual: Potência de pico:

Peso total dos módulos: Rácio dimensionamento:

Potência do sistema

Cálculo potência de instalação

Consumo anual usuário:

** Aumento:

Subtrair o custo de disponibilidade

Aumento do consumo:

* Radiação solar líquida:

Performance Ratio:

Potência:

* Calculada sobre a exposição predefinida
** Aumento estimado da produção de energia para compensação do horário de ponta

Figura 9: Inversores e módulos da usina FV.

Observa-se que a produção anual de energia estimada é de 251.948,2 kWh, o que atende o consumo anual do cliente. No próximo capítulo, será verificado que a produção anual está de acordo com o dimensionamento do sistema fotovoltaico, que utiliza o fator de ajuste para suprir o consumo de energia no horário de ponta.

2- DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Este capítulo tem por objetivo apresentar o dimensionamento do sistema fotovoltaico para atender o consumo do cliente, observado a partir do histórico apresentado no capítulo 1.

2.1 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

As características e especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos da marca Jinko de 565 Wp utilizados neste sistema estão apresentadas na Tabela 3. Mais informações podem ser encontradas na folha de dados do módulo fotovoltaico no ANEXO A.

Tabela 3: Características do módulo fotovoltaico utilizados na instalação.

Parâmetros	Símbolo	Valor
Modelo	-	JKM565N-72HL4-V
Garantia do produto	-	12 anos
Garantia de perda de produção	-	25 anos
Tecnologia das células	-	Silício mono-cristalino
Potência máxima*	P_{mp}	565 Wp
Tensão de máxima potência*	V_{mp}	41,92 V
Corrente de máxima potência*	I_{mp}	13,48 A
Tensão de circuito aberto*	V_{oc}	50,60 V
Corrente de curto-circuito*	I_{sc}	14,23 A
Coeficientes de temperatura	k_{pmax}	-0,30%/°C
	k_{voc}	-0,25%/°C
	k_{isc}	0,046%/°C
Número de células FV	N_{cel}	144
Temperatura operação nominal	T_{noct}	45±2 °C
Eficiência do módulo	η_{fv}	21,87%
Massa do módulo	m_{fv}	28 kg
Área do módulo	A_m	2,58 m ²
Dimensões do módulo	D_{fv}	2278×1134×35mm
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 3 são válidos para as condições climáticas no STC (do inglês *Standard test conditions*): 25 °C e 1000 W/m².

A seguir são apresentadas as equações referentes ao dimensionamento dos módulos fotovoltaicos e, conseqüentemente, da potência de pico da usina FV.

O dimensionamento do sistema fotovoltaico para clientes do Grupo A pressupõe calcular o fator de ajuste para obter a energia que deverá ser produzida para atender os consumos no horário fora ponta e ponta. Na Tabela 4 são apresentadas as tarifas da concessionária RGE. Tais valores foram utilizados na equação (1) e inseridos no SOLergo para fins de dimensionamento, bem como para análise de viabilidade econômica.

Tabela 4: Tarifas RGE sem tributos e impostos.

Subgrupo	R\$ kW	TUSD		TE (R\$/MWh) bandeira verde		Ultrapassagem (R\$/kW)
		Ponta R\$ MWh	Fora Ponta R\$ MWh	Ponta	Fora Ponta	
A4 (2,3 a 25kV)	27,18	1074,54	86,70	437,86	270,66	54,36

Fonte: <https://www.cpf.com.br/empresas/tarifas-cpf-empresas-rge#230548828-2731309749>

A equação (1) define o fator de ajuste que deve ser considerado a fim de suprir o consumo no horário de ponta, visto que a energia é produzida fora do horário de ponta, portanto em posto tarifário diferente.

$$\text{Fator Ajuste} = \frac{TE \text{ fora de ponta}}{TE \text{ ponta}} = \frac{0,27066}{0,43786} = 0,618. \quad (1)$$

Obtido o fator de ajuste em (1), a necessidade de kWh produzido no ano é encontrada pela equação (2).

$$\text{Necessidade kWh} = 189.553 + \frac{32.147}{0,618} = 241.570,8 \text{ kWh/ano} \quad (2)$$

Considerando:

N, o número de módulos fotovoltaicos;

W, a energia média gerada por dia;

Irradiância, a radiação solar diária média;

A, a área do módulo escolhido;

ϵ , eficiência do módulo fotovoltaico escolhido;

φ , eficiência do sistema.

Em (2) foi calculada a necessidade de energia gerada pelo sistema fotovoltaico no ano. Em (3) foi encontrado o valor diário.

$$W_{diária} = \frac{241.570,8}{365} = 661,84 \text{ kWh/dia} \quad (3)$$

Sabendo-se que:

$A = 2,278 \times 1,134 = 2,58 \text{ m}^2$; $\varepsilon = 0,2187$; $\varphi = 0,8$ e irradiância $4,35 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$, foi calculado em (4) o número de módulos fotovoltaicos necessários para suprir a energia consumida.

$$N = \frac{W}{\text{Irradiância} \times A \times \varepsilon \times \varphi} = \frac{661,84}{4,35 \times 2,58 \times 0,2187 \times 0,80} = 337 \text{ módulos} \quad (4)$$

Assim, a potência da usina em kWp é dada por (5):

$$\text{Potência (kWp)} = 337 \times 565 \text{ Wp} = 190,4 \text{ kWp} \quad (5)$$

Conforme a disponibilidade de geradores encontrados no mercado com melhor custo benefício e prevendo uma pequena sobra de energia, foi utilizado um gerador com 340 módulos, totalizando 192,1 kWp.

Diante da potência da usina FV necessária para atender o consumo atual do cliente, bem como sabendo-se do planejamento de ampliação da carga instalada, optou-se pela instalação de uma subestação particular.

2.2 DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES

O inversor é o equipamento responsável por realizar a interface elétrica entre os módulos fotovoltaicos (c.c.) e a rede elétrica (c.a.). Os inversores GROWATT são capazes de atender os 8 níveis de tensões do módulo 3 do Prodíst e contam com a certificação na ANATEL dos sistemas de monitoramento *Wi-Fi*. Possuem certificado de conformidade nas normas ABNT-NBR-16149, ABNTNBR-16150 e ABNT-NBR-IEC-62116. Mais informações podem ser encontradas na folha de dados do inversor no ANEXO B.

O inversor escolhido deve atender alguns critérios técnicos de dimensionamento, conforme será apresentado a seguir.

A partir da corrente de curto-circuito e da tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico escolhido, o inversor deve atender as seguintes inequações:

$$P_{inv}^{m\acute{a}x} > P_{arranjo} \quad (6)$$

$$I_{inv}^{m\acute{a}x} > 1,1 \times I_{SC} \quad (7)$$

$$V_{inv}^{m\acute{a}x} > 1,2 \times N \times V_{OC} \quad (8)$$

Sendo:

$P_{inv}^{m\acute{a}x}$, a potência máxima do inversor;

$P_{arranjo}$, a potência nominal do arranjo fotovoltaico;

$I_{inv}^{m\acute{a}x}$, a corrente c.c. máxima do inversor;

I_{SC} , a corrente de curto-circuito;

$V_{inv}^{m\acute{a}x}$, a tensão máxima do inversor;

N , o número de módulos fotovoltaicos;

V_{OC} , a tensão de circuito aberto.

No inversor 1 foram conectados 176 módulos e no inversor 2 foram conectados 164 módulos de 565 Wp cada, resultando nas seguintes potências c.c.:

$$P_{inversor\ 1} = 176 \times 565 = 99,44 \text{ kWp} \quad (9)$$

$$P_{inversor\ 2} = 164 \times 565 = 92,66 \text{ kWp} \quad (10)$$

Os inversores devem suportar pelo menos a corrente de curto-circuito do módulo, acrescida de 10%, conforme segue:

$$I_{inv}^{m\acute{a}x} > 1,10 \times I_{SC} = 1,10 \times 14,23 = 15,65 \text{ A} \quad (11)$$

A máxima tensão c.c. por série fotovoltaica deve:

$$V_{inv}^{m\acute{a}x} > 1,2 \times N \times V_{OC} \quad (12)$$

No inversor 1 a série com maior número de módulos possui 14 e no inversor 2 possui 16. Assim:

$$V_{inv,1}^{m\acute{a}x} > 1,2 \times 14 \times 50,60 > 850,08 \text{ V} \quad (13)$$

$$V_{inv,2}^{m\acute{a}x} > 1,2 \times 16 \times 50,60 > 971,52 \text{ V} \quad (14)$$

Na Tabela 5 são apresentados os resultados encontrados, a partir dos quais pode-se concluir que o inversor atende os critérios técnicos de dimensionamento, exceto pela corrente c.c. máxima por série FV. Observa-se que com o aumento da potência dos módulos, houve aumento da corrente de curto-circuito e os inversores não acompanharam tal evolução. Ainda assim, o fabricante assegura o funcionamento adequado bem como a garantia dos inversores trabalhando em conjunto com os módulos escolhidos.

Tabela 5: Características dos inversores fotovoltaicos utilizados na instalação.

GROWATT MAX 75KTL3 LV		Inversor 1	Inversor 2
Máxima potência CC	112,5 kW	99,44 kWp	92,66 kWp
Corrente c.c. máxima por série FV	13 A	15,65 A	15,65 A
Máxima tensão c.c. por série FV	1100 V	850,08 V	971,52 V

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

Tabela 6: Características dos inversores fotovoltaicos utilizados na instalação.

Parâmetros	Símbolo	Valor
Modelo	-	MAX 75KTL3 LV
Garantia do produto	-	5 anos
Máxima potência CC	-	112500 W
Máxima tensão c.c. por série FV	-	1100 V
Faixa de operação do MPPT	ΔV_{mppt}	195~1000 V
Tensão c.c. de partida	$V_{cc,min}$	250 V
Corrente c.c. máxima por série FV	$I_{serie,max}$	13 A
Corrente c.c. máxima por arranjo FV	$I_{arranjo,max}$	26 A
Número de séries FV permitidas	$N_{inv,serie}$	14
String box integrada	-	Seccionadora e DPS c.c. Tipo II
Potência c.a. nominal	P_{ca}	75 kW
Máxima corrente c.a. (RMS)	I_{ca}	120,8 A
Tensão nominal de saída c.a. (RMS)	V_{ca}	380/220 V ~ 60 Hz
Fator de potência	FP_{inv}	(0,8 cap. ou ind.)
Conexão c.a.	-	Trifásico (3F+N+PE)
Dimensões	D_{inv}	860×600×300 mm
Massa	m_{inv}	82 kg
Ambiente de operação	-	Externo com cobertura ou interno (IP 65)
Faixa de temperatura de operação	ΔT_{inv}	-25~60 °C

Serão conectados 340 módulos FV JKM565N-72HL4-V nas entradas c.c. dos dois inversores GROWATT MAX 75KTL3 LV, 176 no inversor 1 e 164 no inversor 2, conforme esquemas das Figura 10 e Figura 11, respectivamente.

No inversor 1 serão utilizadas 7 MPPT's, sendo 6 MPPT's compostas por 2 séries de 14 módulos e 1 MPPT composta por 1 série de 8 módulos. No inversor 2 também serão utilizadas 7 MPPT's, sendo 1 MPPT composta por 2 séries de 16 módulos, 4 MPPTs compostas por 2 séries de 14 módulos e 2 MPPT's compostas por 1 série de 10 módulos. As potências de pico por inversor, da usina FV, assim como outras características importantes do dimensionamento da usina estão resumidas na

Tabela 9. Um total de aproximadamente 878 m² de área serão necessários apenas para comportar os módulos FV.

A Tabela 7 e a Tabela 8 mostram a configuração das séries e arranjos FV conectados aos inversores 1 e 2, respectivamente.

Tabela 7: Configuração das séries e arranjos FV conectados ao inversor FV 1.

Número de rastreadores	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4	MPPT 5	MPPT 6	MPPT 7
Módulos em série	14	14	14	14	8	14	14
Séries fotovoltaicas em paralelo	2	2	2	2	1	2	2
Exposição	Norte 1	Norte 1	Norte 1	Norte 1	Norte 1	Sul 1	Sul 1
Tensão de MPP(STC)	586,9 V	586,9 V	586,9 V	586,9 V	335,4 V	586,9 V	586,9 V
Número de módulos	28	28	28	28	8	28	28

Tabela 8: Configuração das séries e arranjos FV conectados ao inversor FV 2.

Número de rastreadores	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4	MPPT 5	MPPT 6	MPPT 7
Módulos em série	14	14	10	14	14	10	16
Séries fotovoltaicas em paralelo	2	2	1	2	2	1	2
Exposição	Norte 2	Norte 2	Norte 2	Sul 2	Sul 2	Sul 2	Sul 1
Tensão de MPP(STC)	586,9 V	586,9 V	419,2 V	586,9 V	586,9 V	419,2 V	670,7 V
Número de módulos	28	28	10	28	28	10	32

Os diagramas unifilares dos inversores 1 e 2 são apresentados nas Figura 10 e Figura 11, respectivamente:

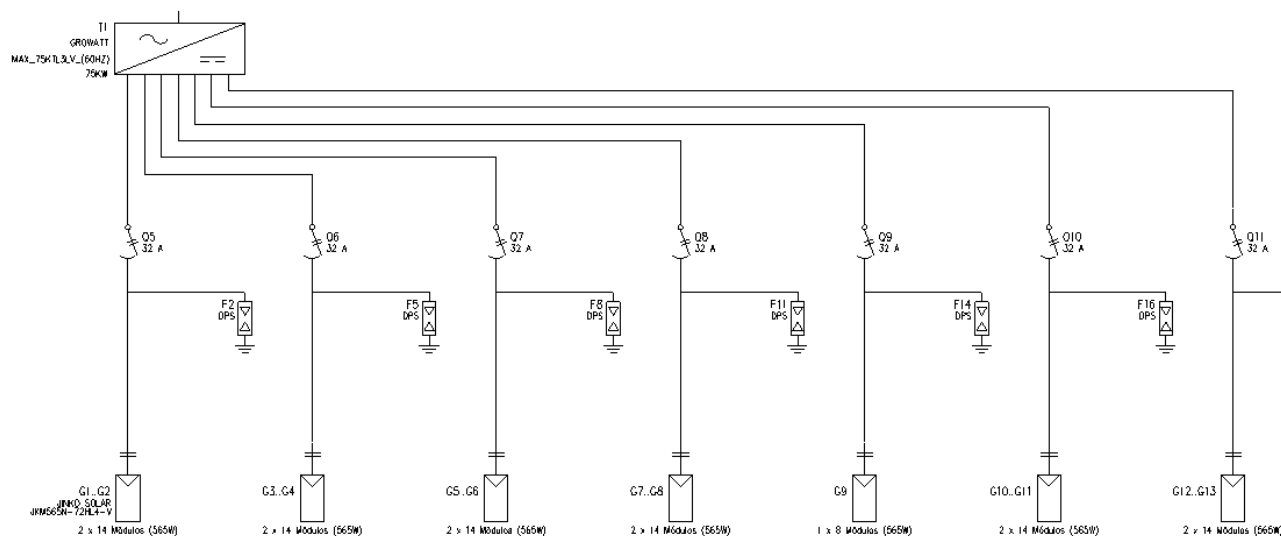


Figura 10: Configuração das séries e arranjos FV conectados ao inversor 1

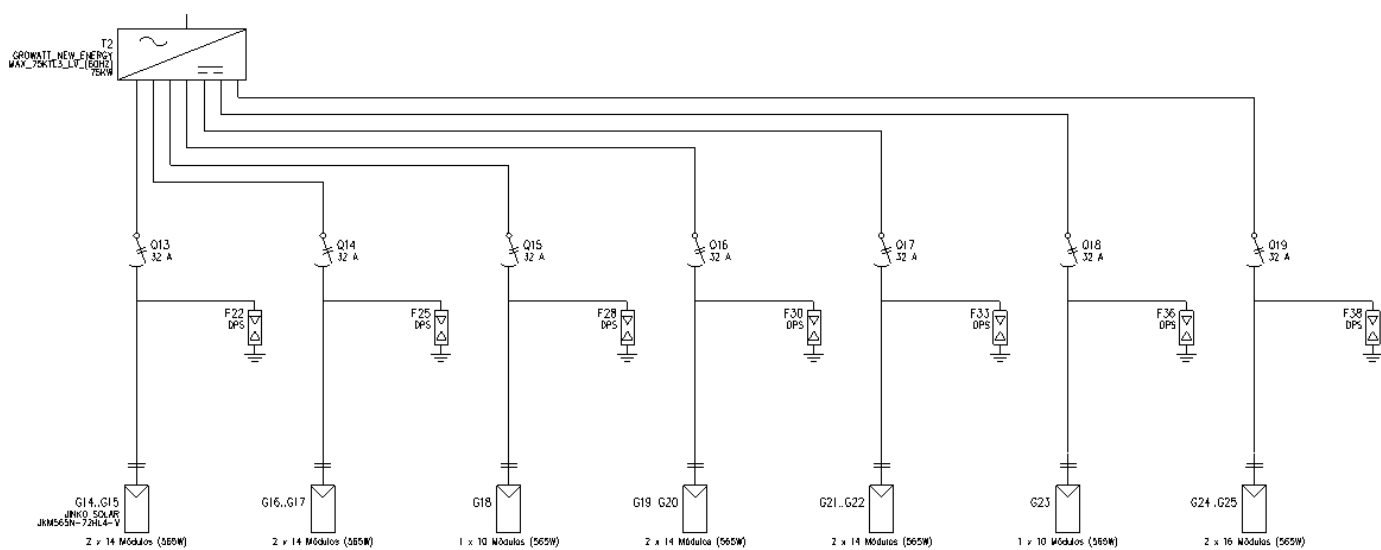


Figura 11: Configuração das séries e arranjos FV conectados ao inversor 2.

Tabela 9: Resumo do dimensionamento elétrico da usina FV.

Parâmetro	Símbolo	Valor	
Número de inversores fotovoltaicos	N_{inv}	2	
Número de módulos fotovoltaicos	N	340	
Parâmetro	Símbolo	Valor Inversor 1	Valor Inversor 2
Número de séries FV por inversor	$N_{série}$	13	12
Número de módulos FV por série fotovoltaica	N_{sfv}	8/14	10/14/16
Potência nominal da série fotovoltaica*	$P_{série}$	4520/7910 W	5650/7910/9040 W
Número de arranjos FV por inversor	$N_{arranjo}$	7	7
Número de módulos FV por arranjo fotovoltaico	N_{afv}	8/28	10/28/32
Potência nominal do arranjo fotovoltaico*	$P_{arranjo}$	4520/15820 W	5650/15820/18080 W
Número de módulos fotovoltaicos por inversor	$N_{fv,inv}$	176	164
Potência nominal c.c. por inversor*	P_{fv}	75 kW	75 kW
Fator de sobredimensionamento do inversor	FSI	1,33	1,24
Potência nominal c.c. da usina FV*	$P_{cc,usina}$	99,44 kW	92,66 kW
Potência nominal c.a. da usina FV	$P_{ca,usina}$	75 kW	75 kW

*Informações no STC: 25° e 1000°C

2.3 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO C.C. E C.A.

Para a proteção no lado c.c. da usina FV, são utilizados os dispositivos de proteção do inversor, que conta com interruptor (seccionadora) e proteção contra surtos.

- Dispositivo de proteção contra surtos (DPS) c.c., classe II, conforme informações elétricas da Tabela 10.
- Seccionadora bipolar c.c., conforme informações elétricas da Tabela 10;

Cabe observar que o inversor possui as proteções c.c. embarcadas, portanto, os cabos serão levados diretamente do telhado e conectados na *string* sem passar por *string box* c.c.

Tabela 10: Resumo das características elétricas dos equipamentos de proteção c.c. do inversor

Parâmetros DPS (IEC 61643-31)	Símbolo	Valor
Tensão máxima de operação contínua	V_{dps}	1040 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}	18 kA
Corrente de descarga máxima - 8/20 μ s	$I_{dsp,max}$	40 kA
Indicação de proteção funcional	–	Verde – ok Vermelho - defeito
Modo de proteção	–	+/-PE, -/PE, +/-
Classe	-	II
Nível de proteção	$V_{dps,max}$	5 kV
Parâmetros seccionadora (IEC609473)	Símbolo	Valor
Número de polos	N_{polos}	2
Corrente máxima por série fotovoltaica	I_{sec}	32 A
Tensão de isolamento	V_{sec}	1500 V
Seção máxima de condutor de entrada	-	6 mm ²

Para a proteção no lado c.a. da usina FV, são previstos quadros de junção c.a. conforme Figura 12. Dois inversores são conectados ao quadro de junção c.a., sendo necessários um total de 3 quadros c.a. compondo a usina FV. Estão previstos um disjuntor de 125 A para cada inversor, um disjuntor de 250 A com a finalidade de desligar a usina quando necessário, e um disjuntor de 300 A no quadro geral. Além disso, os seguintes dispositivos são destacados por quadro c.a.:

- 1 Disjuntor tripolar caixa moldada 300 A, 35 kA/380-400 Vca (DWP400L-300-3);
- 1 Disjuntor tripolar caixa moldada 250 A, 20 kA/380-400 Vca (DWP250L-250-3);
- 2 Disjuntores tripolares caixa moldada 125 A, 20 kA/380-400 Vca (DWP125L-125-3);
- 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 475 V;
 - Classe II;
 - Frequência de operação 60 Hz.

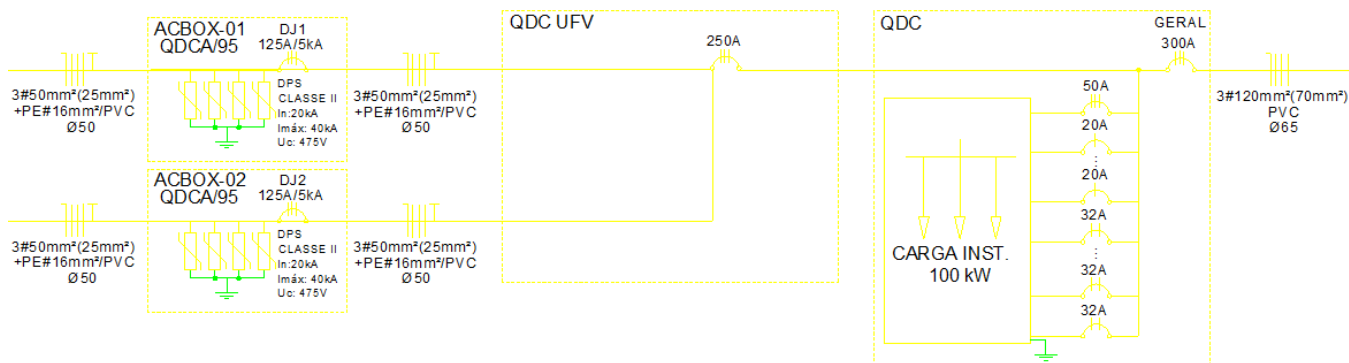


Figura 12: Quadro de junção c.a.

2.4 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C.

As premissas para dimensionamento dos cabos c.c. da série fotovoltaica são destacadas na Tabela 11. Cada série é conectada diretamente na entrada do inversor sem passar por caixa de junção c.c..

Tabela 11: 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: 50 m
Condutividade do cobre em 90° C: 44 m/Ωmm ²
Queda de tensão máxima (relação ao ponto de máxima potência): 3%

A partir das premissas da Tabela 11, 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 12.

Tabela 12: Dimensionamento dos cabos c.c. de acordo com a ABNT NBR 16690.

Crêterios	Bitola calculada
Se�o transversal mínima	2,5 mm ²
Máxima condu�o de corrente	4 mm ²
Queda de tensão	4 mm ²
Bitola do cabo c.c. final	4 mm²

2.5 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A.

As premissas para dimensionamento dos cabos c.a. são destacadas na Tabela 13. Os dimensionamentos levam em considera o as distâncias: (i) dos inversores ao quadro jun o c.a.;(ii) dos quadros de jun o c.a. ao quadro geral de baixa tensão (QDC UFV) da usina FV; e (iii) do QDC GERAL ao transformador abaixador.

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

Premissas e considera�es
Isola�o PVC, cabo unipolar 0,6/1 kV de cobre
Linha elétrica eletroduto de PVC, com três condutores carregados (um único circuito por linha elétrica)
Método de instala�o com cabos unipolar em eletroduto aparente sobre a parede ou ligeiramente espaçado
Distância máxima do inversor ao quadro de jun�o c.a.: 5 m
Distância máxima do quadro de jun�o c.a. ao QGBT da usina FV: 5 m
Distância máxima do QDC geral ao transformador: 15 m
Queda de tensão máxima inferior a 3%
Temperatura ambiente: 35�C
Prote�es de sobrecorrente e curto-circuito devidamente dimensionadas

A partir das premissas da Tabela 13, o dimensionamento dos cabos c.a.   desenvolvido de acordo com as diretrizes da ABNT NBR 5410, satisfazendo os critérios de se o transversal mínima, máxima condu o de corrente e queda de tensão, simultaneamente. Parte-se do pressuposto que os dispositivos de prote o foram devidamente dimensionados na se o anterior, de forma que os critérios de sobrecarga e curto-circuito já estão sendo satisfeitos. Os resultados dos dimensionamentos são mostrados na Tabela 14.

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

	Crítérios	Bitola calculada
Inversor ao quadro junção c.a.	Seção transversal mínima	2,5 mm ²
	Máxima condução de corrente	50 mm ²
	Queda de tensão	4 mm ²
	Bitola do cabo c.a. final	50 mm²
Quadro junção c.a. ao QDC UFV (300 A)	Seção transversal mínima	2,5 mm ²
	Máxima condução de corrente	120 mm ²
	Queda de tensão	10 mm ²
	Bitola do cabo c.a. final	120 mm²
QDC GERAL ao transformador	Seção transversal mínima	2,5 mm ²
	Máxima condução de corrente	120 mm ²
	Queda de tensão	10 mm ²
	Bitola do cabo c.c. final	120 mm²

2.6 ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO E ATERRAMENTO DA USINA FV

A usina FV é interligada ao eletrodo de aterramento da unidade consumidora previamente existente. A Tabela 15 apresenta a seção transversal dos condutores de aterramento do lado c.c. e c.a. da usina FV, devidamente dimensionada conforme ABNT NBR 5410 e 16690.

Tabela 15: Dimensionamento dos condutores de aterramento do lado c.c. e c.a. da usina FV.

Seção transversal dos condutores de aterramento	Valor
Aterramento de estruturas e carcaças metálicas no lado c.c.	16 mm ²
Aterramento de estruturas e carcaças metálicas no lado c.a.	16 mm ²
Condutor de cobre nu, constituindo eletrodo de aterramento	50 mm ²

No lado c.c. da usina FV, o condutor de aterramento utilizado para aterrar as partes metálicas expostas do arranjo fotovoltaico tem seção mínima de 16 mm² de cobre. No lado c.a., também se utiliza o condutor de 16 mm² de cobre para aterrar a carcaça do inversor, o DPS c.a e demais partes metálicas não destinada à condução de corrente. O condutor de cobre nu, constituindo o eletrodo de aterramento é de 50 mm², enquanto o condutor de fase até a chegada no QDC UFV é de 95 mm².

Com relação à montagem, os módulos são dispostos em perfis fixados no telhado metálico. O ângulo de instalação dos módulos, em relação a superfície, é de 6° (igual à inclinação dos telhados). Perfis e suportes são de alumínio liga 6063-T6 anodizado fosco e fixadores em aço Inox 304 para garantir maior resistência à corrosão. Os sistemas de fixação da estrutura resistem a cargas de vento, de acordo com a NBR 6123. A Tabela 16 apresenta uma estimativa de materiais necessários para implantação da usina FV, no que diz respeito às

estruturas de fixação e aterramento, bem como em relação aos cabos c.c. e c.a..

Tabela 16: Estimativa de materiais necessários para implantação da usina FV.

Materiais	Qtd. estimada
Cabo solar preto com proteção UV x 2,5 mm ²	1000 m
Cabo solar vermelho com proteção UV x 2,5 mm ²	1000 m
Cabo verde/amarelo flexível x 2,5 mm ²	300 m
Cabo c.a. 35 mm ² isolação PVC 750V preto	5 m
Cabo c.a. 35 mm ² isolação PVC 750V vermelho	5 m
Cabo c.a. 35 mm ² isolação PVC 750V branco	5 m
Conectores MC4 Macho+Fêmea	88 un.
Grampo intermediário 35 mm em alumínio	1240 un.
Terminal de aterramento	30 un.
Grampo terminador 35 mm em alumínio	60 un.
Clip de aço para aterramento estrutura e módulos	1240 un.
Perfil de alumínio 550 mm m anodizado para módulos	850 un.
Jumper de aterramento para perfil de alumínio	10 un.

3- DIMENSIONAMENTO DA CABINE PRIMÁRIA

3.1 TOPOLOGIA ADOTADA

A rede de Média Tensão (MT) está 1,8 quilômetros distante da subestação Estância Velha, conforme o trajeto apresentado na Figura 13. Está 15 metros distante da unidade consumidora, no outro lado da rua, conforme planta de localização apresentada da Figura 14.



Figura 13: Trecho da rede de MT entre a subestação Estância Velha e a Cabine Primária.

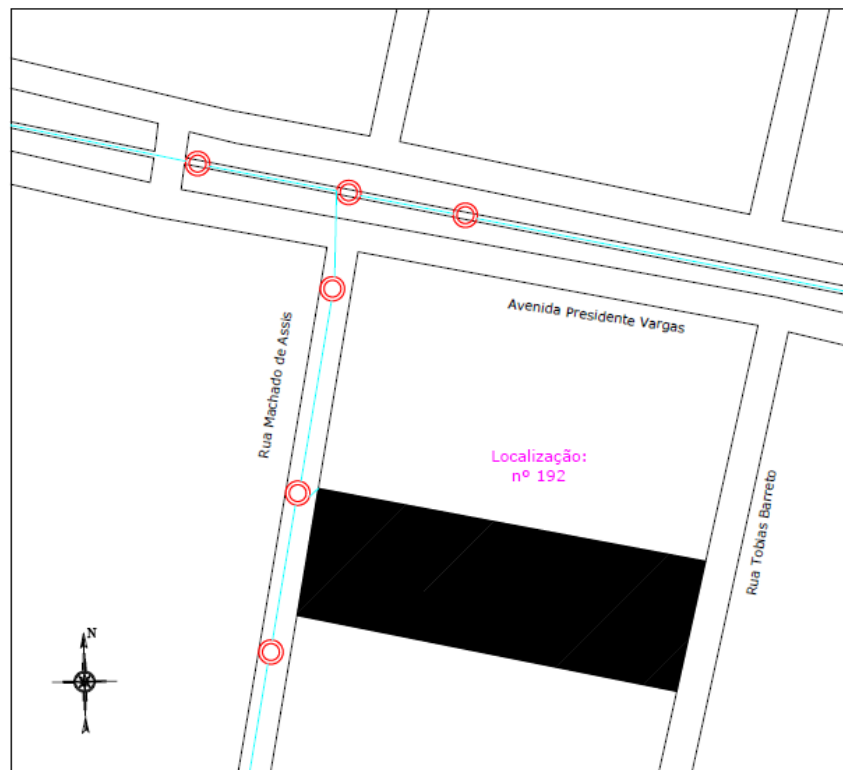


Figura 14: Planta de localização.

A Figura 15 mostra a topologia de cabine primária abrigada e todas as proteções necessárias.

A Tabela 17 é uma síntese do conjunto mínimo das funcionalidades requeridas pela RGE na conexão da central minigeradora à rede de distribuição através de inversores, com potência instalada entre 75 e 500 kVA. A proteção de medição de ângulo de fase (ANSI 78) e a taxa de variação de frequência (ANSI 81 df/dt) não constam na Tabela 17, uma vez que são facultadas aos geradores que se conectarem à rede de distribuição através de inversores.

A proteção anti-ilhamento também não consta na Tabela 17, visto que está embarcada no inversor. Cabe observar que a RGE exige proteção de sobrecorrente com restrição de tensão (50V/51V) apenas para potência instalada superior a 500 kW.

Tabela 17: Proteções requeridas pela RGE.

Potência Instalada (P), kW, $75 < P \leq 500$	
Proteção	Código ANSI
Sub e sobretensão	27/59
Sub e Sobrefrequência	81 U/O
Sobrecorrente direcional	67
Sincronismo	25
Sobrecorrente	50/51
Sobrecorrente de neutro	50N/51N/51G
Sobretensão de neutro	59N
Direcional de potência	32

Fonte: <http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-15303.pdf>

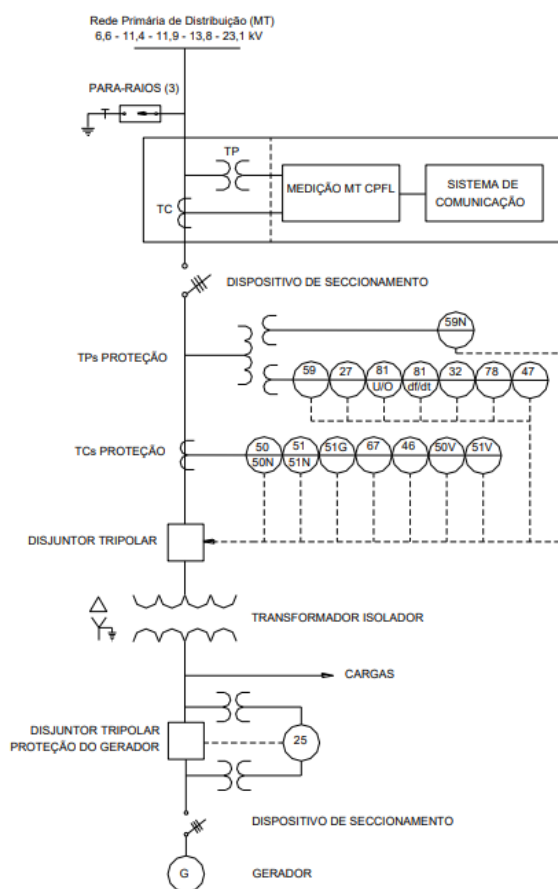


Figura 15: Topologia de subestação abrigada.

Fonte: <http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-15303.pdf>

Como características principais da topologia apresentada na Figura 15, nota-se proteção e medição em média tensão. O disjuntor de proteção MT é passivo à vácuo, cujos comandos de *trip* são provenientes de um relé de proteção.

Os sinais de tensão e corrente lidos pelo relé são condicionados por meios de transformadores de corrente (TCs) e potencial (TPs). Exige-se três transformadores de corrente (um por fase) e três transformadores de potencial para implementação das proteções direcionais e de sincronismo. Dois transformadores de potencial exclusivos para o relé de proteção e para alimentação das cargas da subestação também são previstos. Exige-se somente proteções direcionais de corrente e potência. Por fim, observa-se que neste projeto não será utilizado transformador isolador.

3.2 CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E ELÉTRICAS DA SUBESTAÇÃO

A Figura 16 apresenta os detalhes da entrada aérea para a cabine em alvenaria, com medição em média tensão, conforme documento CPFL/RGE GED-2859.

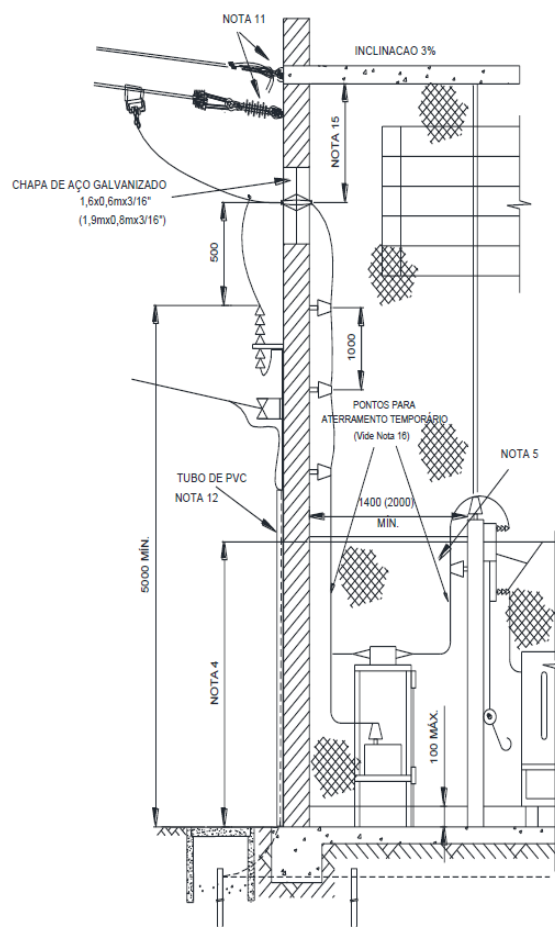


Figura 16: Cabine em alvenaria – medição em média tensão – detalhes da entrada aérea.

Notas retiradas do documento CPFL/RGE GED 2859, página 41:

"...

4) As telas devem ser instaladas a uma altura mínima de 1,80 metros, sendo que nos cubículos da mufla de entrada e de medição a tela deve ser até o teto, bipartida em parte fixa na alvenaria e parte móvel para acesso aos equipamentos e com dispositivos para lacre.

5) Deve-se instalar dispositivos para lacre nos quatro cantos de cada tela.

11) As alturas de ancoragem/fixação dos cabos na cabine, devem considerar os afastamentos mínimos apresentados nos desenhos 2 e 3, entre solo e condutor em sua flecha máxima.

12) A descida do cabo de aterramento dos para-raios pode ser feita internamente à cabine.

15) Distâncias e afastamentos mínimos entre fase-fase e fase-terra em função da tensão nominal da instalação. Para 23,1 kV, 160 mm fase/terra e 220 mm fase/fase. (Fonte: Tabela 21 da NBR-14039:2003).

16) Nos pontos indicados nos barramentos das 3 fases, antes e após os TPs e TCs de medição, deverá ser deixado um trecho de aproximadamente 15 cm, sem nenhum tipo de cobertura e/ou pintura, para implementação de aterramento temporário."

A Figura 17 mostra as dimensões projetadas para a subestação em alvenaria, entrada de fornecimento aéreo em 23,1 kV e pé direito de 6 m. A Tabela 18, por sua vez, apresenta os espaços mínimos dos compartimentos individuais. A largura do cubículo de medição é de mínimo 1,6 metros e o comprimento de 2 metros. Haverá espaçamento de 0,4 metros de ambos os lados do cavalete de medição para evitar transtornos de instalação.

O cubículo de proteção possui largura de 2,0 metros e o comprimento de 2,60 metros. Por outro lado, o tamanho do transformador define o tamanho do cubículo de transformação. A largura de 2 metros e profundidade de 2,60 metros do cubículo de transformação, acomoda perfeitamente o transformador a seco de 225 kVA de potência. Por fim, um vão livre de 2 m para boa circulação de pessoal é projetado.

Tabela 18: Dimensionamento dos equipamentos e compartimentos individuais.

Equipamento		Dimensões (mm)			Peso com óleo (kg)	Espaço mínimo do compartimento individual (mm)
		Comprimento	Largura	Altura		Largura x Profundidade
Transformador (kVA)	225	1705	1070	1340	1090	2000 x 2600
Disjuntor a seco		845	660	1580	210	2000x2600
Prateleira para TP e TC		1300	450	1400	-	

Fonte: <http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-2856.pdf>

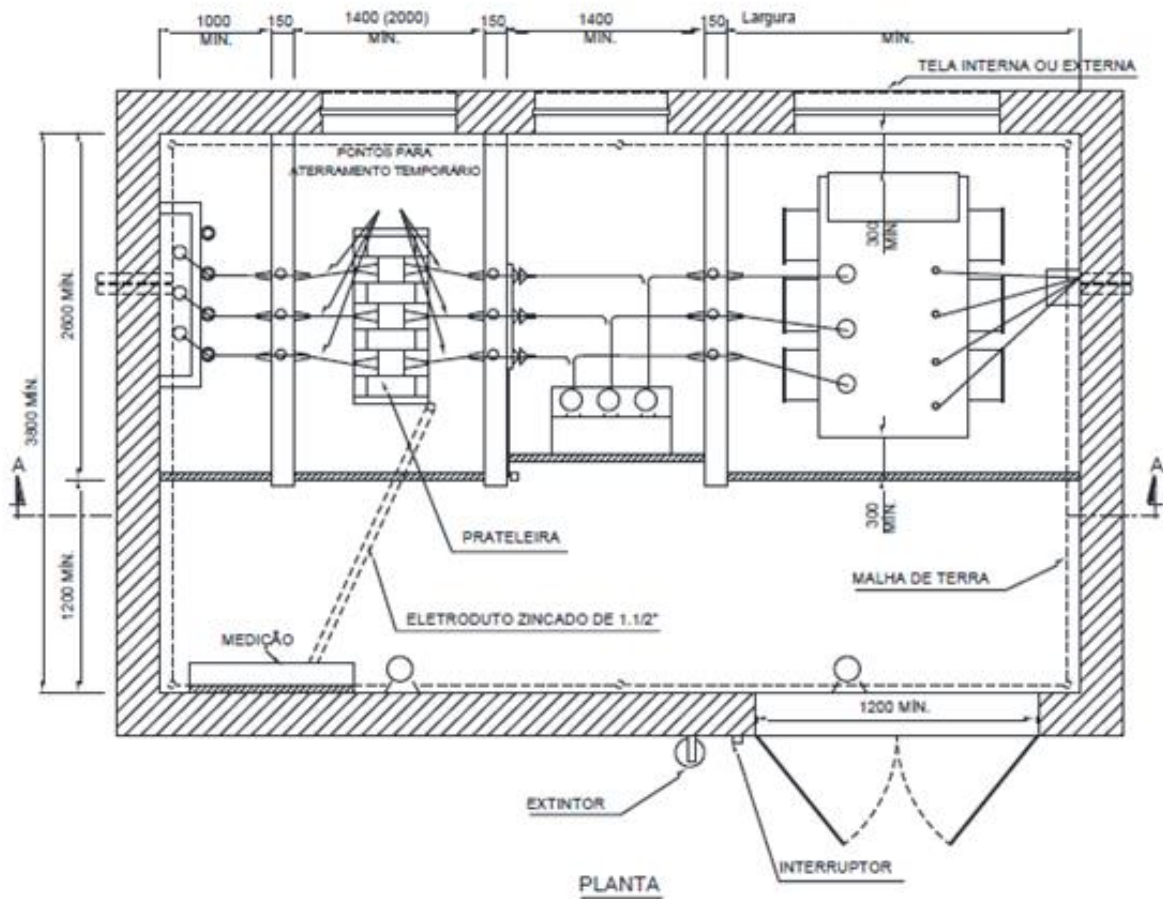
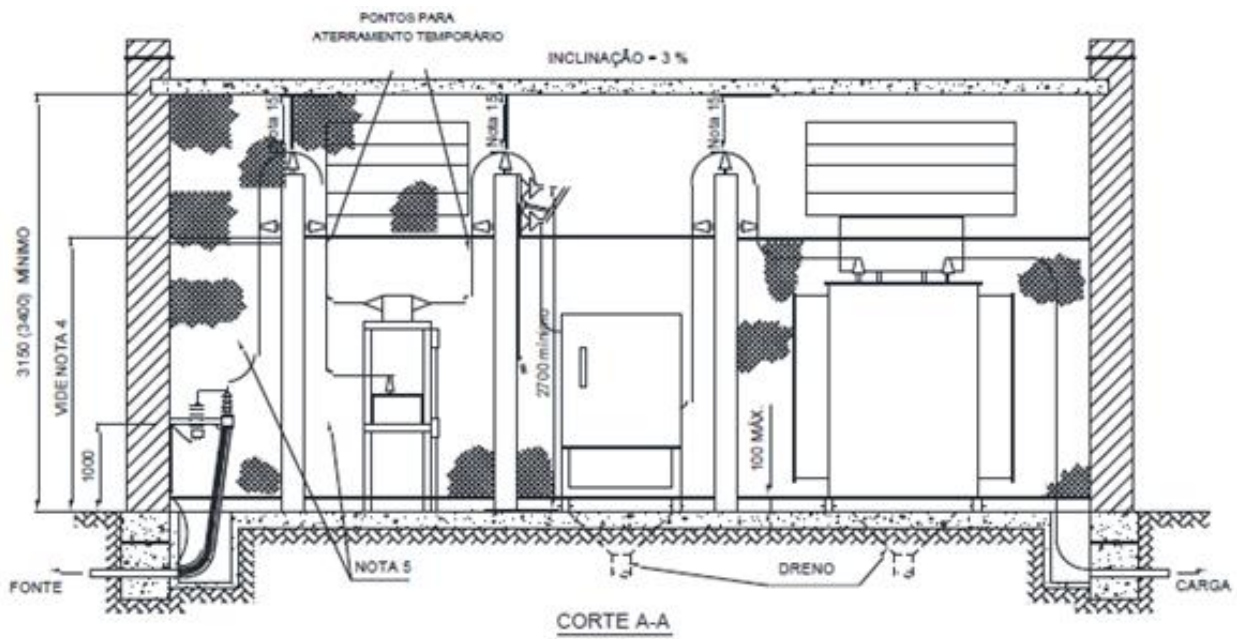


Figura 17: Dimensões da subestação projetada.

Ressalva-se que a Figura 17 apresenta uma entrada subterrânea e neste projeto a entrada será aérea, diretamente ancorada na parede da cabine primária. Quanto às dimensões e alocação de todos os demais equipamentos está conforme a mencionada figura.

A demanda contratada pelo cliente será de 150 kW, igual a potência c.a. dos inversores, uma vez que a demanda atual da instalação, sem a usina, é menor que 150 kW. Cabe destacar que em razão da expectativa de aumento da carga instalada, do consumo e da potência da usina, foi projetado um transformador de 225 kVA. Utilizou-se a corrente demandada, calculada na equação (15) para dimensionar os equipamentos.

$$I_{Demandada} = \frac{D}{\sqrt{3} \times V_p \times F_p} = \frac{150 \text{ kW}}{\sqrt{3} \times 23,1 \text{ kV} \times 0,92} = 4,08 \text{ A.} \quad (15)$$

A partir dos critérios de projeto e execução da NBR-14039 e com base nas tabelas da GED-2856, são apresentadas os equipamentos e materiais utilizados na entrada de serviço e os equipamentos da cabine primária.

Tabela 19: Ramal de ligação aéreo em classe de tensão primária de distribuição 25 kV.

Demanda calculada (kVA)	Cabo coberto
Até 1500	70 mm ² [1/0 AWG CA]

Fonte: <http://sites.cpf.com.br/documentos-tecnicos/GED-2856.pdf>

O barramento de média tensão da cabine primária será constituído de cobre nu, na forma de barra retangular de acordo com a Tabela 20 e pintado nas cores padrão, conforme determina a GED-2855 e elencadas abaixo:

- Fase "V" – cor vermelha (antiga fase A)(MUNSELL 5R-4/14)
- Fase "A" – cor azul escuro (azul royal) (antiga fase B) (MUNSELL 2,5PB-4/10)
- Fase "B" – cor branca (antiga fase C) (MUNSELL N9,5)

Tabela 20: Barramento para classe de tensão primária de distribuição 25 kV – uso interno.

Demanda (kVA)	Barramento de cobre – barra retangular
	polegadas
Até 1300	3/4 x 3/16

A Tabela 21 apresenta o dimensionamento dos equipamentos da subestação.

Tabela 21: Dimensionamento dos equipamentos da subestação.

Equipamento	Grandeza	Valor
Tirante da bucha de passagem	Diâmetro	3/8"
Barramento retangular de cobre	Polegadas	3/8"x 3/16
Cabos MT cobre ponto de entrega à mufla da subestação (ramal de entrada)	Seção nominal	25 mm ²
Terminais de MT 25 kV	Método de instalação	Enfaixado, sem saia
Condutores de aterramento cobre isolado	Seção transversal	35 mm ²
Base fusível da chave seccionadora	Corrente nominal	10 A
Elo fusível no poste de saída do ramal		15 K, conforme tabela 7 do documento RGE-GED 2856
Elo fusível transformador		6 K, conforme tabela 8 do documento RGE-GED 2856
Para raio polimérico	Tensão nominal	27 kV

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

O transformador de corrente é projetado conforme ABNT NBR 6856. A Figura 18 mostra o esquemático do TC, com as impedâncias considerada nos cálculos: impedância do secundário do TC Z_{tc} , impedância do cabo Z_{cabo} e impedância do relé $Z_{relé}$. Os critérios de sensibilidade e saturação são levados em consideração no projeto do TC. Neste caso, o RTC = 80 e TC 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 23.

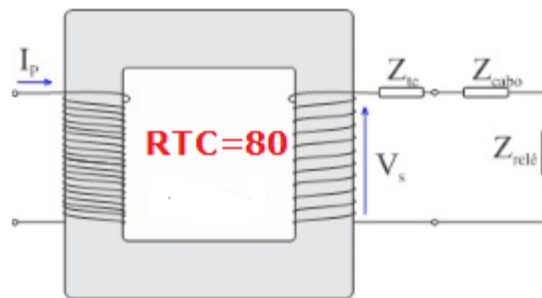


Figura 18: Esquemático utilizado para dimensionamento do TC.

Conforme notado na Tabela 23, o critério de sensibilidade é satisfeito se a corrente de partida for superior a 10% da corrente primária dos TC de proteção para assegurar uma melhor exatidão na medição e monitoramento da instalação. O critério da saturação exige que o TC não sature sob a pior condição de curto-circuito primária vista pelo relé de proteção (falta trifásica de 8 kA), conforme orientação da GED-2858 página 11. 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.

As equações (16) e (17) apresentam os critérios de saturação e de sensibilidade, respectivamente, os quais devem ser atendidos:

$$I_{p,tc} \geq \frac{I_{cc,3f}}{20} = \frac{8000}{20} = 400 \text{ A} \quad (16)$$

$$I_{p,tc} \leq \frac{I_{pick-up,neutro}}{0,1} \leq \frac{1,28}{0,1} \leq 12,8 \text{ A} \quad (17)$$

Como a corrente primária e, conseqüentemente, a corrente de partida da proteção de neutro são muito pequenas, foi necessário reduzir a sensibilidade, a fim de assegurar que o TC não irá saturar na pior condição de curto-circuito. Assim, garantiu-se que a corrente primária do TC seja igual a 500 vezes a corrente de partida de neutro, conforme equação (18).

$$I_{p,tc} \leq \frac{I_{pick-up,neutro}}{0,01} \leq \frac{1,28}{0,002} \leq 640 \text{ A} \quad (18)$$

A equação (19) apresenta quanto deve ser a corrente primária a fim de atender os critérios de sensibilidade e de saturação.

$$400 \leq I_{p,tc} \leq 640 \quad (19)$$

Diante dos critérios apresentados foi escolhido o TC de 400:5, RTC= 80.

Nas equações (20), (21), (22) e (23) são apresentados os cálculos das impedâncias do condutor, do relé PEXTRON 6100, da carga e de *burden*.

Entre o relé e o TC foram utilizados 3 m do cabo flexicom da Cobrecom de seção nominal 1,5 mm² e resistência elétrica de 13,30 Ω/km. Assim, na equação foi calculada a resistência do cabo:

$$R_{cabo} = Z_{cabo} = 2 \times Z_{condutor} \times distância = 2 \times \frac{13,3}{1000} \times 3 = 0,0798 \Omega \quad (20)$$

O relé PEXTRON 6100 apresenta impedância de 0,175 Ω e a corrente secundária do TC é 5 A.

$$R_{relé} = Z_{relé} = \frac{S_{carga}}{I_s^2} = \frac{0,175}{5^2} = 0,007 \Omega \quad (21)$$

A impedância da carga é dada pela equação (22) e a impedância de *burden* é dada pela equação (23), conforme segue:

$$R_{carga} = R_{relé} + R_{cabo} = 0,0798 + 0,007 = 0,0868 \Omega \quad (22)$$

$$Z_{burden} \geq 2 \times (R_{relé} + R_{cabo}) \geq 2 \times (0,0868) = 0,1736 \Omega \quad (23)$$

Os valores normalizados de potências e cargas com fator de potência 0,9 para corrente secundária nominal de 5 A são dados pela tabela 9 da NBR 6856/2015. O TC escolhido, ou seja, aquele que a potência aparente seja igual ou superior a impedância de *burden* será o de 5 VA pode ser visualizado na Tabela 22.

Tabela 22: Características das cargas com fator de potência 0,9 para corrente secundária nominal de 5A.

Potência aparente VA	Resistência Ω	Reatância indutiva Ω	Impedância Ω
5,0	0,18	0,087	0,2

A partir da tabela e com base na equação (24), segue o valor da impedância do TC:

$$Z_{TC} = R_{TC} + X_{TC} = 0,2R_B + j0,2X_b = 0,2 \times 0,18 + j0,2 \times 0,087 = 0,036 + j0,0174 \Omega \quad (24)$$

Na equação (25) é calculada a tensão induzida no secundário do TC na ocorrência de curto-circuito trifásico de 8 kA:

$$\begin{aligned} V_{s,tc} &= (R_{TC} + R_{relé} + R_{cabo} + jX_{TC}) \times \frac{I_{cc,3f}}{R_{TC}} = (0,036 + 0,007 + 0,0798 + j0,0174) \times \frac{8000}{80} \quad (25) \\ &= 12,28 + j1,74 = 12,4 \angle 8,06^\circ \text{ V} \end{aligned}$$

A tensão de saturação do TC é dada pela equação (26), onde:

- i. $V_{s,max}$ é a tensão de saturação do secundário;
- ii. I_{sat} é a corrente de saturação do secundário;
- iii. M é o fator de multiplicidade de corrente, 20 é o valor típico;
- iv. Z_b é a máxima impedância no secundário, *z burden*.

$$V_{s,max} = I_{sat} \times M \times Z_b = 5 \times 20 \times 0,2 = 20 \text{ V} \quad (26)$$

Como a tensão induzida no secundário no pior curto-circuito é menor que a tensão de saturação, conclui-se que o TC escolhido não satura por tensão.

Na Tabela 23 consta o memorial de cálculo do transformador de corrente.

Tabela 23: Memorial de cálculo do transformador de corrente.

Descrição	Equação	Valores calculados
Corrente mínima para sensibilização do relé	$I_{pick-up,n} = 0,3 \times I_{pick-up,n}$	1,28 A
Corrente máxima para sensibilização do relé sem causar saturação	$I_{cc,3f}$	8000 A
Critério de sensibilidade: Corrente primária do TC deve ser menor ou igual a $100 \times I_{pick-up,n}$	$I_{p,tc} \leq 500 \times I_{pick-up,n}$	$I_{p,tc} \leq 640$ 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 5VA 10P20.	$V_{s,tc} \leq V_{s,max}$	$Z_{cabo} = 0,0798 \Omega$ $Z_{relé} = 0,007 \Omega$ $Z_{tc} = 0,036 + j0,0174 \Omega$ RTC = 80 $V_{s,max} = 20$ V $V_{s,tc} = 12,4$ V

Com relação ao dimensionamento dos TPs de proteção, a Tabela 24 resume as principais especificações do equipamento projetado.

Tabela 24: Dimensionamento de TP de medição em 23,1 kV.

Parâmetro	Símbolo	Valor
Relação de transformação	RTV	120:1
Grupo (fase-terra)	-	2
Especificação	-	0,3P75
Tensão primária-secundária	$V_p: V_s$	23,1k/ $\sqrt{3}$: 115 V

No dimensionamento de TPs para proteção, deve-se atentar principalmente à potência nominal ou carga nominal do equipamento (para garantir a classe de exatidão). Por outro lado, para TPs de alimentação da proteção e/ou emergência, pode-se projetá-lo atendendo os critérios da potência térmica do transformador. As Tabelas 25 e 26 mostram as demandas da carga da subestação e da proteção, exigindo um TP com potência térmica de 1000 VA para alimentação auxiliar da SE e outro com potência térmica de 1500 VA para alimentação da proteção.

Tabela 25: Quadro de carga da subestação para alimentação auxiliar.

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

Tabela 26: Quadro de carga da subestação para alimentação da proteção.

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

Finalmente, as especificações do disjuntor de MT Schneider Eletric HVX EP são mostradas na Tabela 27.

Tabela 27: Especificação do disjuntor de MT.

Parâmetro	Valor
Tensão máxima de operação	24 kV
Tensão nominal de operação	23,1 kV
Corrente máxima de interrupção	25 kA
Tecnologia de interrupção	À vácuo
Corrente nominal	630 A
Vida útil (ciclos de manobra)	10.000
Tempo de fechamento	≤ 40 ms
Tempo de abertura	≤ 30 ms
Tensão nominal de impulso	50 kV
Massa	190 kg
Tensão nominal de alimentação auxiliar	220 Vcc 220 Vca

3.4 COMPONENTES DO SISTEMA DE MEDIÇÃO

Transformadores de corrente de medição são utilizados para fins de medição das correntes em um sistema de média tensão. A concessionária quem instala estes dispositivos. Por questões óbvias financeiras, é exigido características de boa precisão (ex.: 0,3%-0,6% de erro de medição) e baixa corrente de saturação (4 vezes a corrente nominal). Obs.: Podem saturar durante a ocorrência do curto-circuito, não trazendo prejuízos financeiros à concessionária com relação a consumo de energia elétrica (já que a duração do curto é muito pequena). O dimensionamento do TC de medição pode ser feito em função do fator térmico e demanda da instalação conforme Tabela 28. Para a demanda de 163 kVA, o transformador de corrente com fator térmico unitário de RTC igual a 10-5 atende as especificações de projeto. Entretanto, prevendo um aumento de demanda, foi escolhido RTC 15-5.

Tabela 28: Dimensionamento de TCs de medição em 23,1 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 23,1 kV, considera-se a Tabela 29.

Tabela 29: Dimensionamento de TP de medição em 23 kV.

Relação de transformação	Medição
120:1	A três elementos

3.5 ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO

A malha de aterramento do tipo quadrado cheio (conforme Figura 19) 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 9 eletrodos (hastes de aterramento+condutor), interligados por condutor de cobre nu, rígido, seção 50 mm², no mínimo a 60 cm de profundidade.

A distância l entre as hastes é igual ao comprimento dos eletrodos utilizados (2,4 m). As partes metálicas da subestação, tais como carcaças de transformadores, para-raios, equipamentos, portas, janelas, painel de tela zincado e suportes metálicos, deverão ser ligados diretamente à malha de aterramento através de condutores de cobre nu, rígido, com bitola de 50 mm² e através de solda exotérmica.

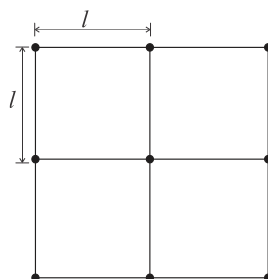


Figura 19: Malha de aterramento tipo quadrado cheio.

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.

3.6 ESTUDOS DE PROTEÇÃO

3.6.1 CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

Os valores base utilizados para os cálculos de curto-circuito estão apresentados na Tabela 30.

Tabela 30: Valores base utilizados nos estudos de proteção.

Grandezas	Símbolo	Valor
Potência aparente de base	S_b	100 MVA
Tensão primária de base	V_b	23,1 kV

Baseado na Tabela 30, a corrente de base (sistema pu) é definida como:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}V_b} = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 23,1 \text{ kV}} = 2.499,35 \text{ A.} \quad (27)$$

Os dados de nível de curto-circuito e impedância de sequência equivalente da subestação Estância Velha não foram fornecidos, por isso, foram utilizados os dados da subestação Viçosa conforme mostrado na Tabela 31.

Tabela 31: Impedância e correntes de curto-circuito fase-fase, fase-terra e trifásica utilizados para os cálculos na barra da SE Estância Velha.

Corrente de curto-circuito	Sequência + [A]	Sequência - [A]	Sequência 0 [A]
Falta fase-fase (L-L)	$1866 \angle -144,8^\circ$	$1866 \angle 35,2^\circ$	$0 \angle 0^\circ$
Falta fase-terra (L-G)	$1371,1 \angle -146,2^\circ$	$1371,1 \angle -146,2^\circ$	$1371,1 \angle -146,2^\circ$
Falta trifásica (3L)	$3724,1 \angle -144,8^\circ$	$0 \angle 0^\circ$	$0 \angle 0^\circ$
Impedância equivalente da barra da SE Viçosa	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 trifásica de 23,1 kV estão mostradas na Figura 20. Foram utilizadas as da SE Viçosa dada a semelhança da rede, visto que não foi obtido o parecer de acesso da SE

Estância Velha da RGE. Os cabos de alumínio são cobertos de isolamento XLPE 90°C 25 kV, apoiados em cruzetas com cabo mensageiro de sustentação mecânica. Para fins de informação, a rede de MT da RGE que atende o cliente é nua.

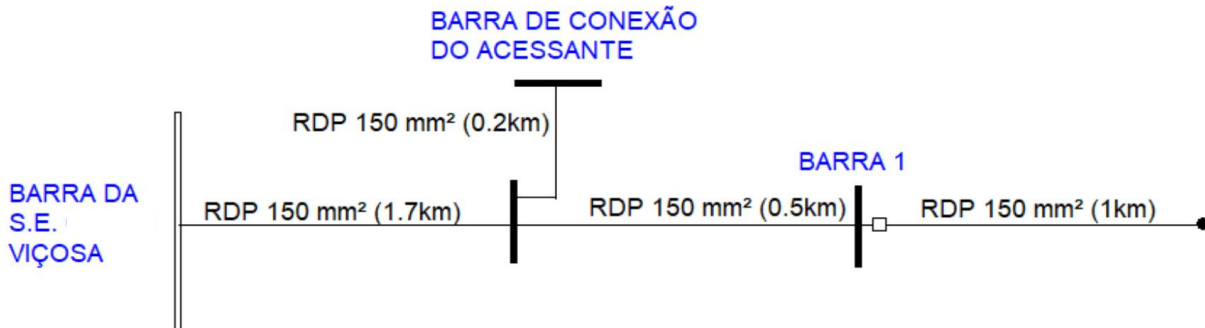


Figura 20: Configuração da rede aérea de distribuição protegida entre barra da SE Viçosa e barra do acessante.

Para os cálculos de curto-circuito, a resistência e reatância de seqüências dos cabos de alumínio das redes de distribuição compactas da concessionária são modeladas conforme Tabela 32.

Tabela 32: Dados de impedância de seqüência dos cabos da rede RDP da SE CEMIG Viçosa até a barra de conexão do acessante. *Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C.

Seção [mm ²]	Seqüência zero* - Z ⁰	Seqüência pos. e neg.* - Z ⁺ = Z ⁻
150	0,8236 + j1,9447 Ω/km	0,264 + j0,2417 Ω/km
OBS.: Temperatura ambiente considerada de 30°C		

Foi realizada mudança de base, uma vez que o alimentador da SE Viçosa é atendido em 13,8 kV e o alimentador da SE Estância Velha é atendido em 23,1 kV. Na equação (28) foi calculada a nova impedância base.

$$Z_{B2} = \frac{V_{B2}^2}{S_{B2}} = \frac{(23100)^2}{100 \times 10^6} = 5,3361 \Omega \quad (28)$$

As impedâncias de seqüência dos cabos de cobre da instalação do acessante, utilizadas no cálculo de curto-circuito, são mostradas na Tabela 34.

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. Foi utilizado o transformador seco 225 kVA 23.1/0,38 kV CST IP-OO NA, cujas informações estão apresentadas na Tabela 33.

Tabela 33: Características elétricas do transformador a seco.

Característica dos transformadores	Valor
Potência aparente [kVA]	225
Tensão primária [V]	23100
Tensão secundária [V]	380
Impedância [%]	5,5 %
Classe material isolante	F (155°C), refrigeração AN
Grupo de ligação	Dyn1
Frequência [Hz]	60
X/R	12

A Figura 21 mostra a tabela resumo das contribuições da RGE e da usina FV para as correntes de curto-circuito nas diversas barras. O diagrama de impedâncias também é mostrado na Figura 21 para consulta.

Contribuição concessionária:

BARRAS DO SISTEMA	I _{cc} 3F [A]	I _{cc} FT [A]
P2	6.504,42	7.181,68
P3	5.649,28	4.074,88
P4	5.644,73	4.066,33
P5	5.640,17	4.057,82
S1	30.259,70	31.153,22
S2	25.284,27	12.457,13

Contribuição acessante:

BARRAS DO SISTEMA	I _{cc} 3F [A]	I _{cc} FT [A]
P2	8,01	8,84
P3	8,01	5,78
P4	8,01	5,77
P5	8,01	5,76
S1	494,21	508,81
S2	495,44	244,09

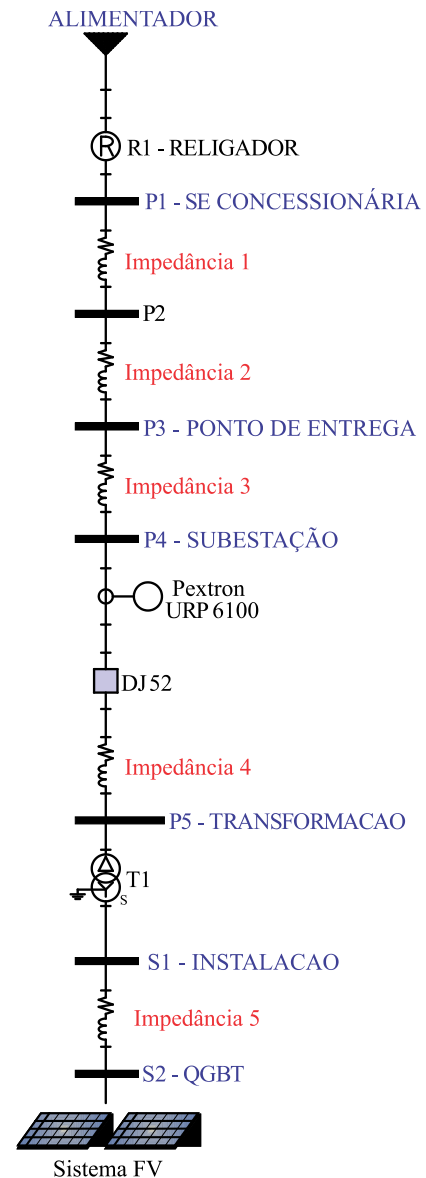


Figura 21: Resumo das contribuições da concessionária e da usina solar fotovoltaica para as correntes de CC nas diversas barras.

Nos cálculos de curto-circuito apresentados na Figura 21, as seguintes premissas foram adotadas:

- As impedâncias de sequência foram obtidas através das Tabela 32 e Tabela 34. A impedância do transformador foi obtida conforme Tabela 33. A Tabela 34 mostra as impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema, referenciadas à Figura 21.
- 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 34: Impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema.

Referência na 22	Comprimento [km]	Impedância eq. de sequência positiva [Ω]	Impedância eq. sequência zero [Ω]
Impedância 1	-	$0,1876 + j2,0418$	$0 + j1,4816$
Impedância 2	1,8	$0,2882 + j0,2705$	$3,5359 + j2,6291$
Impedância 3	0,005	$0,0047 + j0,0009$	$0,0141 + j0,0091$
Impedância 4	0,005	$0,0047 + j0,0009$	$0,0141 + j0,0091$
Impedância 5	0,01	$0,0024 + j0,0011$	$0,0204 + j0,0253$

Portanto, de acordo com estas informações, os estudos de curto-circuito consideram a contribuição de corrente de uma usina limitada em 2 pu com duração de até 10 ciclos (167 ms). Além disso, a corrente nominal da usina FV para um fator de potência de 0,92 é de 247,72 A.

3.6.2 PARAMETRIZAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

Não foi instalado religador, uma vez que o equipamento é exigido somente para instalações com potência instalada de geração superior a 300 kW.

A Figura 21 apresenta a configuração para conexão do gerador fotovoltaico com potência nominal de 150 kW, instalados em consumidores atendidos através de subestação de entrada abrigada. As funções de proteção exigidas pela GED 15303 para este acessante são:

- Função 32(1) e (2) - Direcional de potência (atuação quando a injeção de potência ultrapassa 105% da potência nominal da usina FV por 15s; atuação quando a absorção de potência ultrapassa 105% da potência demandada da instalação por 15s);
- Funções 67, 67N (1) e (2) - Direcional de corrente de fase e neutro.
- Funções 50/51 - Sobrecorrente.

Além disso, as proteções serão parametrizadas no relé de proteção PEXTRON URP 6100, instalado em cubículo de proteção abrigado. A Tabela 35 apresenta um resumo das proteções implementadas no relé Pextron URP 6100 e suas respectivas parametrizações/ajustes conforme norma GED-15303 (Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica) da CPFL energia (RGE). Conforme mostrado anteriormente, três TPs, conectados em estrela $23.100/\sqrt{3}$ - 115V (120:1) e três TCs 400:5A são utilizados para adequar os sinais primários aos níveis requeridos pelo relé.

Tabela 35: Definição das proteções e suas respectivas parametrizações.

Código ANSI	Descrição	Parâmetro	Ajuste
32 (1)	Direcional de Potência (Sentido RGE)	Potência Ativa	157,5 kW
		Tempo	15 s
32 (2)	Direcional de potência (sentido acessante)	Potência Ativa	210 kW
		Tempo	15 s
67	Direcional de sobrecorrente de fase (sentido conc.)	Pickup (A)	4,28
		Curva	EI
		Dial	0,2 s
		Tempo Adicional	-
		Instantâneo	Desativada
		Ângulo	45°
50/51	Sobrecorrente de fase (sentido acessante)	Pickup (A)	5,24 A
		Curva	EI
		Dial	0,1 s
		Instantâneo	47,24 A
		Tempo Adicional	-
67N (1)	Sobrecorrente de neutro	Pickup (A)	1,28 A
		Curva	Tempo definido
		Dial	-
		Tempo Adicional	5 a 9 s
		Instantâneo	Desativada
		Ângulo	110°
67N (2)	Direcional de Sobrecorrente de neutro	Pickup (A)	1,57 A
		Curva	Tempo definido
		Dial	-
		Tempo Adicional	1 a 3 s
		Instantâneo	14,17 A
		Ângulo	110°

3.6.3 ESTUDO DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO

A Figura 22 mostra o coordenograma em papel formatado bi-log tempo x corrente, onde se pode verificar a coordenação e seletividade da

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

- Corrente nominal demandada da instalação (I_n ou I_{dem});
- Corrente nominal da usina FV (I_{FV});
- Correntes de partida do relé de fase e neutro (Pickup);
- Correntes ANSI e NANSI dos transformadores;
- Correntes de curto-circuito trifásico ($I_{cc,3f}$) e fase-terra ($I_{cc,ft}$) fornecidos pela RGE;
- Corrente de magnetização dos transformadores (I_{mag});
- Curva temporizada IEC extremamente inversa de fase 67(1), sem unidade instantânea, do relé Pextron URP6100;
- Curva temporizada IEC extremamente inversa de fase 67(2), com unidade instantânea, do relé Pextron URP6100;
- Curva tempo definido de neutro 67N(1), sem unidade instantânea, do relé Pextron URP6100;
- Curva tempo definido de neutro 67N(1), com unidade instantânea, do relé Pextron URP6100.

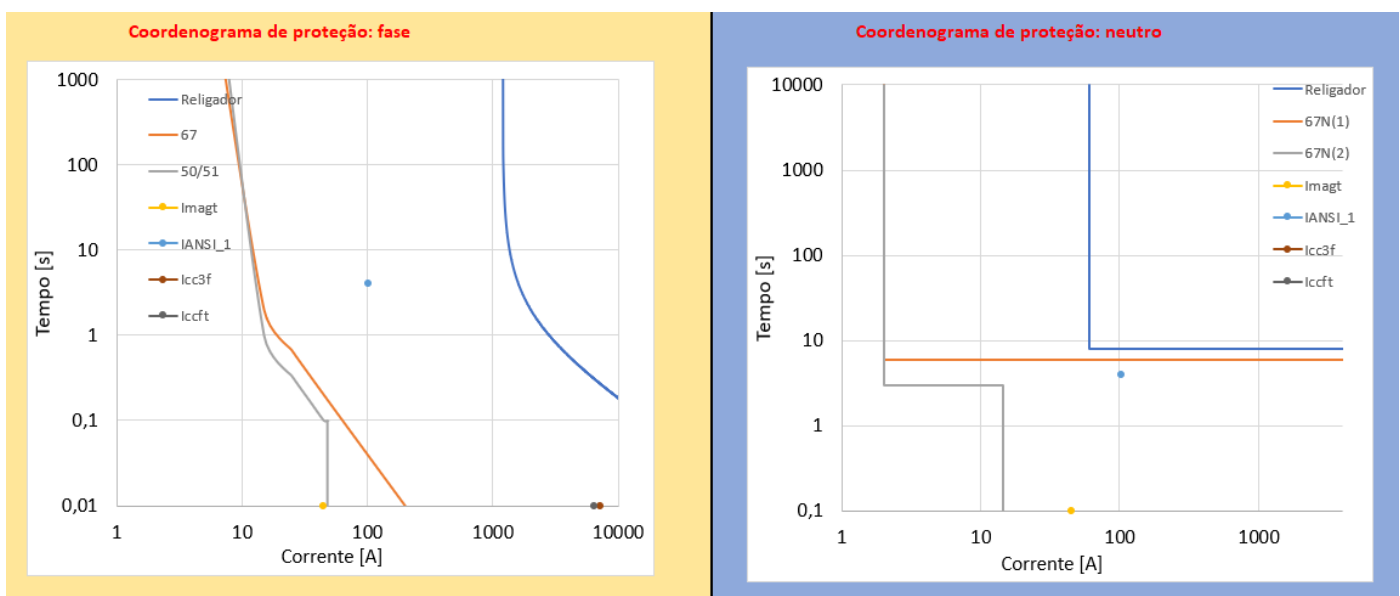


Figura 22: Coordenograma das proteções: (a) 67, (b) 50/51, (c) 67N(1), (d) 67N(2).

O religador foi mantido no coordenograma para fins de comparação com as proteções da concessionária. Foi optado por implementar as funções 67 (2) ao invés de 50/51.

O próximo capítulo apresenta a análise de viabilidade econômica do projeto.

4- ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Este capítulo tem como objetivo verificar a viabilidade econômica da implantação da usina fotovoltaica. A análise financeira não é única e o texto abaixo trata dos critérios adotados para classificar a viabilidade econômica do projeto, assim como as suas particularidades como suas receitas e despesas. Por fim, o estudo do fluxo de caixa mostra a taxa de retorno do investimento e o tempo que ele leva para dar retorno ao cliente.

4.1 PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO

A economia com a produção de energia elétrica através da conversão fotovoltaica é obtida tanto pela redução de consumo de energia da rede quanto pela poupança para a compensação de energia. Para avaliar a conveniência do investimento, são confrontados os custos de implantação da usina FV, de despesas de manutenção e extraordinárias com as futuras faturas de energia elétrica.

O fator de coincidência, indica a relação entre a energia injetada na rede e a energia produzida pelo sistema fotovoltaico, calculado pela equação (29) foi considerado 0,63.

$$\text{Fator de coincidência} = \frac{\text{Autoconsumo de energia}}{\text{Energia produzida}} = 0,63 \quad (29)$$

A Figura 23 apresenta a análise de consumo simultâneo a partir dos consumos mensais inseridos no perfil de carga do cliente. Também, apresenta mensalmente a energia produzida, o consumo simultâneo (autoconsumo) e a energia retirada da rede, indispensáveis para o cálculo da economia no consumo.

Consumo

Definição das cargas e análise dos consumos para o cálculo da energia instantânea consumida.

Perfil de carga

 Ativa

 Edite cargas

Cargas ativas

Consumo [kWh]

Janeiro Posto tarifário 1	19.201,2
Janeiro Posto tarifário 2	2.947,3
Fevereiro Posto tarifário 1	16.450
Fevereiro Posto tarifário 2	2.790
Março Posto tarifário 1	17.864,2
Março Posto tarifário 2	3.348,1
Abril Posto tarifário 1	16.194
Abril Posto tarifário 2	2.746

Consumo usuário

Consumo anual:

221.765,5 kWh ...

Autoconsumo de energia:

93.764,4 kWh ⓘ

Fator de coincidência

0,63 ⓘ

Energia introduzida na rede:

158.183,7 kWh

Energia comprada da rede:

128.001,2 kWh

Capacidade do acúmulo:

0 kWh

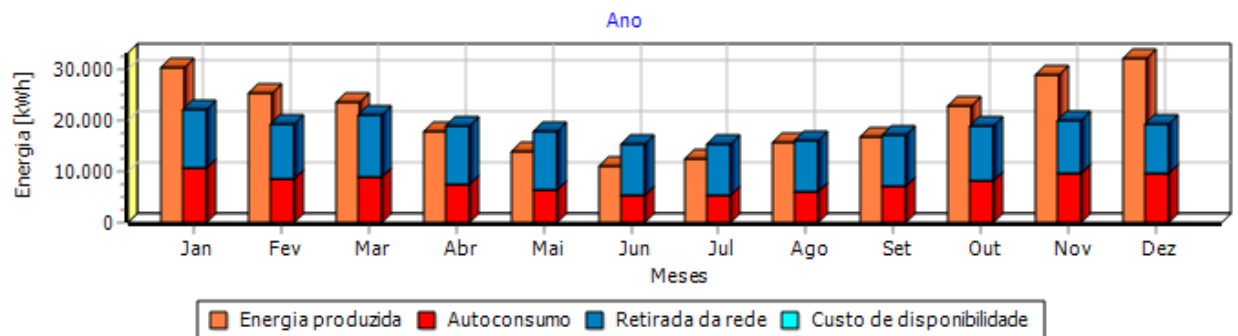
Ano 
 Sobreposição do gráfico de produção de energia fotovoltaica

Figura 23: Análise de consumos.

O custo da energia comprada, ou seja, o preço da energia consumida a partir da rede da concessionária é utilizado para calcular o valor da energia comprada, da energia produzida e da energia consumida simultaneamente. Na Figura 24 são apresentados os valores das tarifas da RGE nos diferentes postos tarifários, da demanda, dos impostos federais (PIS+COFINS), bem como da alíquota ICMS.

Detalhe da tarifa ✕

Lista de tarifas

Distribuidora de energia: Tarifa: Modalidade tarifária: Grupo:

Operador conectado ao Sistema Interligado Nacional - SIN PIS + COFINS:

Excluir ICMS do cálculo de compensação Potência de ponta:

Sobre quota TE Sobre quota TUSD

Detalhe da tarifa

Demanda (R\$/kW)	TE F.P. (R\$/kWh)	TUSD F.P. (R\$/kWh)	TE P. (R\$/kWh)	TUSD P. (R\$/kWh)	ICMS
27,18	0,27066	0,0867	0,43786	1,07454	18 %

Atribuição de posto tarifários

Dias \ Horas	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Dias úteis	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	P	P	P	FP	FP	FP
Sábado	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP
Domingo	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP	FP

Figura 24: Detalhe da tarifa.

No próximo item é apresentado o custo total de instalação da usina.

4.2 CUSTO DE INSTALAÇÃO DA USINA FV

Dada a complexidade para compor os custos da usina FV, que englobam além dos custos próprios da usina, os da cabine primária e os das eventuais adequações necessárias na rede de distribuição, foi adotado o valor de 4,11 R\$/Wp apontado no Estudo Estratégico de Geração Distribuída do Mercado Fotovoltaico da Greener de 2021/2º Semestre para sistemas industriais (1 MWp) na Região Sul. Foram comparados os valores para sistemas comerciais 4,05 R\$/Wp (50 kWp) e industriais 4,11 R\$/Wp (1MWp) e utilizado o que apresentou maior valor. O preço dos sistemas FV de 150 kWp em janeiro de 2022 no Brasil foi de 3,89 R\$/Wp de acordo com a pesquisa, não utilizado por não representar o preço por região do país.

No próximo item são avaliados os custos anuais e as despesas extraordinárias para gestão do sistema.

4.3 ANÁLISE DE DESPESAS: MANUTENÇÃO, LIMPEZA, CONCESSIONÁRIA, TROCA DE EQUIPAMENTOS

Na Figura 25 são apresentados os custos de implementação e manutenção da usina FV, a depreciação anual do sistema devido envelhecimento, bem como as taxas de reajuste da tarifa e de juros. Também, é apresentada a tarifa da energia comprada, já detalhada na Figura 24. Todas as despesas foram utilizadas no cálculo de viabilidade da usina.

O custo anual de manutenção foi estimado em 1% do custo da instalação. A troca dos inversores no décimo ano foi considerada como despesa extraordinária. Por fim, a depreciação anual do sistema devido ao envelhecimento de 0,5% ao ano foi estimada de forma conservadora, visto que na *datasheet* dos módulos é apresentado o percentual de 0,4% ao ano.

Resultado econômico

Custos de implementação e manutenção do sistema.

Dados gerais do sistema fotovoltaico

Sistema:		
Potência de pico:	192,1 kWp	Data de entrada em serviço do sistema: 01/10/2021
Energia produzida no 1º ano:	251.948,2 kWh	

Custos





Custo do sistema PV estimativa:	4.110,00 R\$/kWp	Depreciação anual do sistema devido ao envelhecimento:	0,5 %
Custo da instalação:	 789.531,00 R\$ 	Tarifa da energia comprada:	0,4912 R\$/kWh ...
Custos anuais:	7.895,31 R\$ 	Taxa de reajuste da tarifa:	5 %
Despesas extraordinárias:	65.398,00 R\$ 	Taxa de inflação:	5 %
		Taxa de juros ativo:	0 %
		<input type="checkbox"/> Taxa de juros passivo sobre descoberto de caixa:	0 %
		<input type="button" value="Recalcula custos"/>	

Figura 25: Custos de implementação e manutenção da usina FV.

4.4 FLUXO DE CAIXA

O fluxo de caixa, diferença entre receitas e saídas, e o fluxo de caixa acumulado, soma dos fluxos de caixa anuais subtraído o capital inicial, são apresentados na Figura 26 e Figura 28, respectivamente.

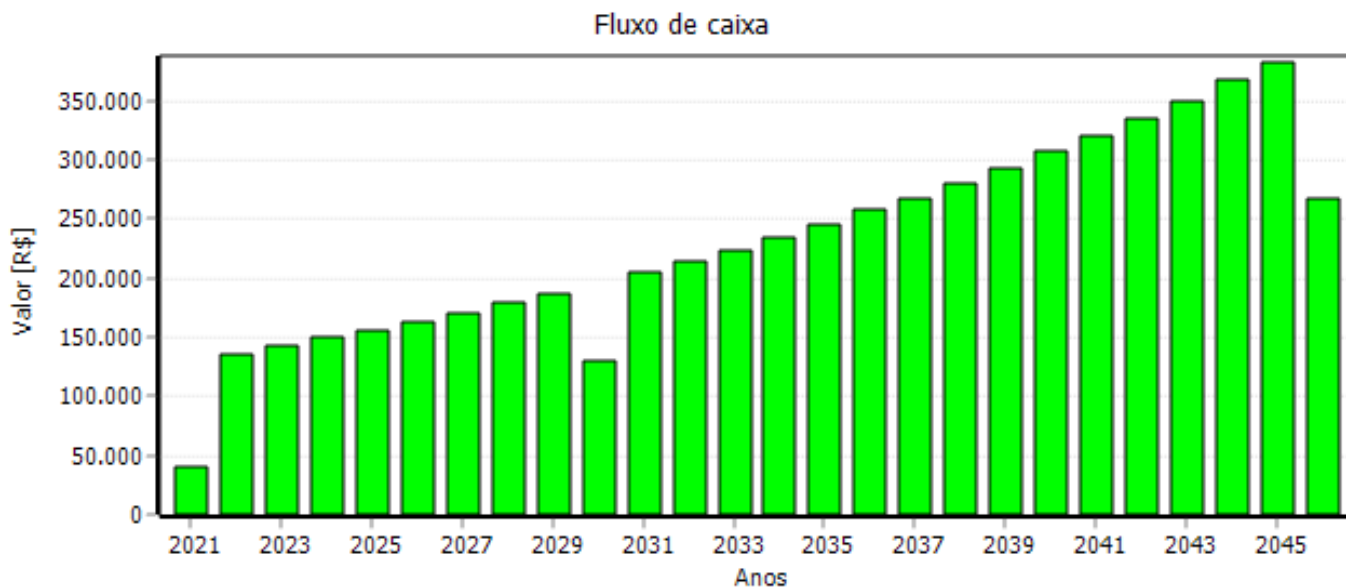


Figura 26: Fluxo de caixa.

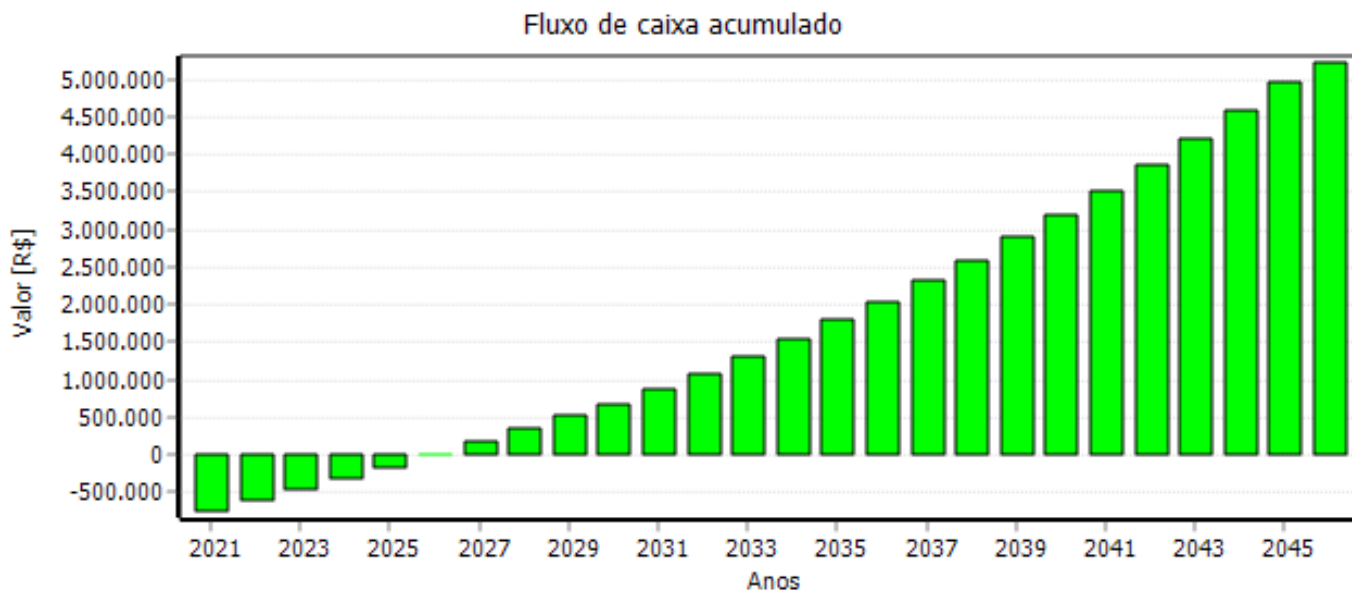


Figura 27: Fluxo de caixa acumulado.

4.5 ANÁLISE DA VIABILIDADE

O Valor Presente Líquido (VPL) determina o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de juros, menos o custo do investimento anual, ou seja, é o cálculo de quanto os futuros pagamentos somados a um custo anual estariam valendo atualmente. O VPL indica o lucro em R\$ que o projeto trará. Na Figura 28 é apresentado o VPL de R\$ 2.540.743,00 durante 25 anos.

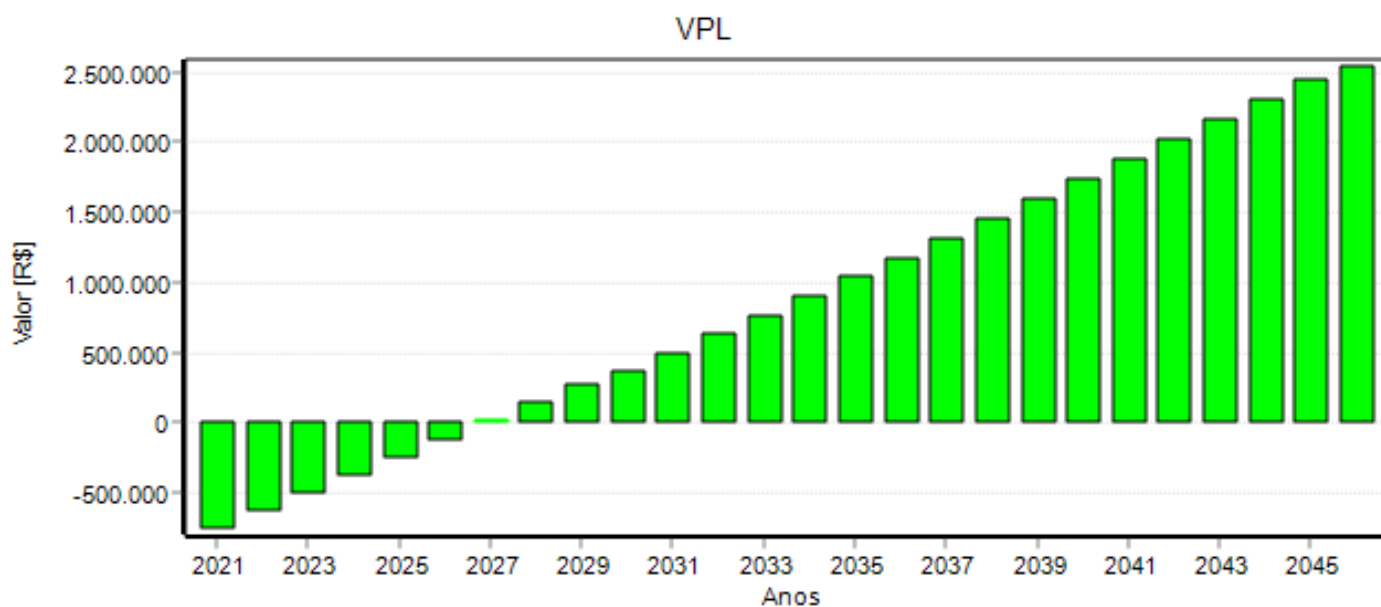


Figura 28: Valor Presente Líquido.

Na Figura 29 é apresentada a Taxa Interna de Retorno (TIR), a taxa de desconto hipotética, aplicada a um fluxo de caixa que faz com que os valores das despesas, trazidos ao valor presente, seja igual aos valores dos investimentos, também trazidos ao valor presente. Quanto mais elevada é a TIR, maior a rentabilidade do projeto. O valor calculado da TIR no período de 25 anos foi 18,92%.

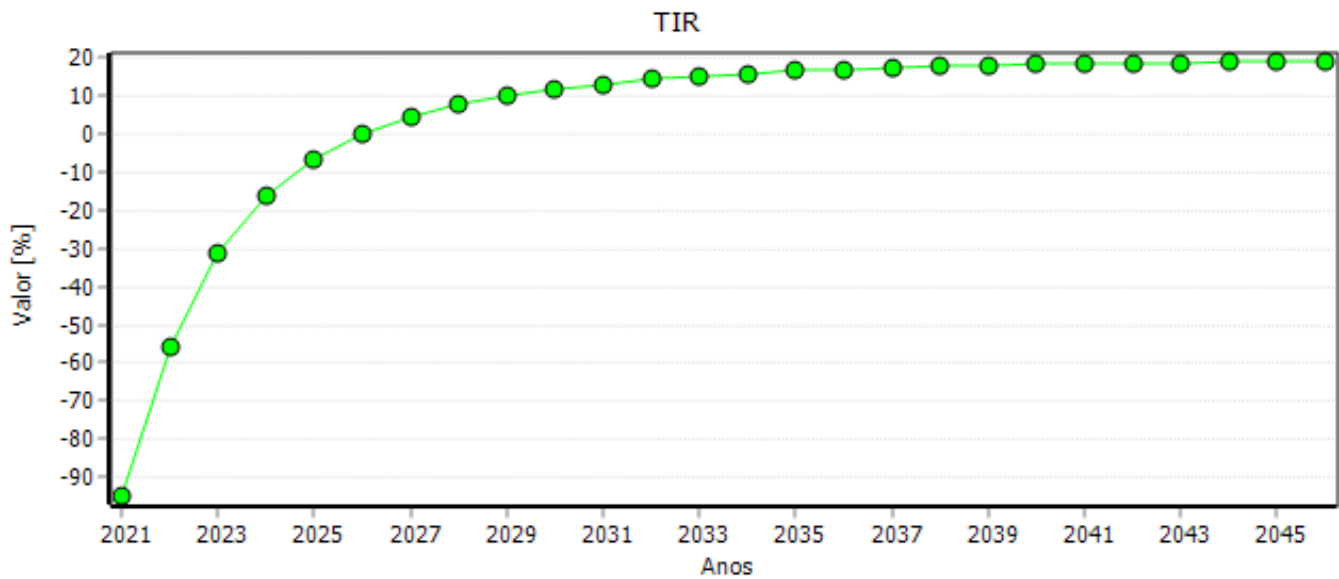


Figura 29: Taxa Interna de Retorno.

Por último, na Figura 30 é apresentada a rentabilidade do sistema no período de análise, 25 anos, com base nas premissas supramencionadas. Cabe lembrar que o cálculo de rentabilidade considera as receitas e as despesas para cada ano, subtrai da receita o montante devido à redução da produção de energia para a deterioração do sistema, aplica a taxa de inflação para o preço de energia e os custos anuais. Não aplica a taxa de juros ativo para o capital acumulado.

Retorno econômico

Simulação da rentabilidade do sistema.

Retorno econômico

Data de entrada em serviço do sistema:	01/10/2021	
Data final da análise:	30/09/2046	25 anos
Economia cons. simultâneo:	2.292.857,91 R\$	+
Juros ativos:	0 R\$	+
Economia para a compensação:	4.172.049,74 R\$	-
Deduzir os custos anuais e custo de energia:	456.310,28 R\$	=
Total:	6.008.597,37 R\$	
Capital próprio:	789.531,00 R\$	
Fluxo de caixa acumulado:	5.219.066,37 R\$	
Total de créditos de consumos:	41.948 kWh	
Período de amortização (anos):	7	

Situação após 26 anos*	
Taxa de atualização:	4%
VPL:	2.540.743,00 R\$
TIR:	18,92%
Taxa de rendimento composta:	8,119%

Figura 30: Rentabilidade da usina FV.

Analisando a rentabilidade do sistema no período de 25 anos, observa-se uma taxa interna de retorno de 18,92% e *pay-back* descontado de 7 anos. Portanto, mesmo considerando o investimento na construção da cabine primária e o incremento do custo mensal referente à demanda contratada, o projeto apresenta viabilidade.

Ainda que a rentabilidade do projeto apresentasse valores menos atrativos, este projeto agrega confiabilidade no atendimento, visto que a unidade consumidora será atendida em média tensão, através de cabine primária particular. Ademais, permite ampliação da carga instalada.

5- CONCLUSÃO

O objetivo deste trabalho foi dimensionar e analisar a viabilidade econômica de uma usina fotovoltaica para um supermercado no município de Estância Velha no estado do Rio Grande do Sul, a fim de reduzir os custos com energia elétrica. Nesse sentido, foi realizada a análise do consumo da unidade consumidora e avaliadas as características da instalação.

O resultado da análise apontou para a construção de uma subestação em média tensão trifásica 23,1 kV a 60 Hz, com transformador de 225 kVA e demanda contratada de 150 kW, bem como implementação de uma usina na modalidade de Minigeração Distribuída.

Para a irradiação solar média local estimada de 4,35 kWh/m².dia, a usina fotovoltaica foi dimensionada com uma potência CC instalada de 150 kW. Foram empregados 340 módulos de 565 Wp e 2 inversores de 75 kW. A instalação dos módulos será realizada em telhado, ocupando cerca de 878 m² de área.

Por fim, o projeto apresentou viabilidade econômica, com uma taxa interna de retorno de 18,92% a.a. e *pay-back* descontado de 7 anos, justificando o elevado investimento inicial com um rápido retorno.

Como sugestão para trabalhos posteriores, sugere-se aprofundar o estudo de viabilidade econômica do projeto, bem como compará-lo com o investimento e economia obtidos com a instalação de uma usina fotovoltaica atendida no limite de potência em baixa tensão, para atender parte do consumo.

6- REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Greener, “ESTUDO ESTRATÉGICO MERCADO FOTOVOLTAICO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA,” 2019.
- [2] CEMIG. [Online]. Available: <http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/corporativo/Paginas/manual-solicitacao-acesso.aspx>. [Acesso em 05 09 2018].
- [3] “RGE,” [Online]. Available: <https://www.rge-rs.com.br/normas-tecnicas#230548828-4087509327>. [Acesso em 10 08 2022].
- [4] “SBVC,” [Online]. Available: <https://sbvc.com.br/>. [Acesso em 03 09 2022].
- [5] “ALDO SOLAR,” [Online]. Available: <https://www.aldo.com.br/categoria/energia-solar/gerador-de-energia-solar-fotovoltaico/on-grid/growatt/telha-metalica-perfil-55cm/jinko>. [Acesso em 08 08 2022].
- [6] ANEEL, [Online]. Available: <https://www.gov.br/aneel/pt-br>. [Acesso em 20 08 2022].
- [7] ANEEL, [Online]. Available: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>. [Acesso em 20 08 2022].

7- ANEXOS

ANEXO A - FOLHA DE DADOS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO

www.jinkosolar.com



Tiger Neo N-type 72HL4-(V) 555-575 Watt

Módulo Monofacial

N-Type

Tolerância de potência positiva de 0~+ 3%

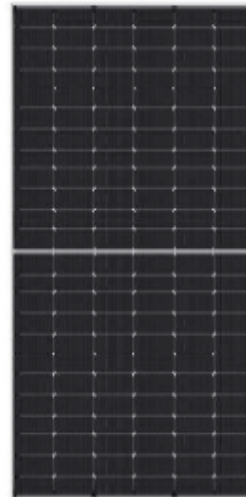
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Sistema de Gestão da Qualidade

ISO14001:2015: Sistema de Gestão Ambiental

ISO45001:2018

Sistemas de gestão de saúde e segurança ocupacional



Características Principais



Tecnologia Multi Busbar

Melhor captura de luz e coleta de corrente para melhorar a confiabilidade e a saída de energia do módulo.



Resistência PID

Excelente garantia de desempenho Anti-PID através de processo de produção em massa otimizado e controle de materiais.



Durabilidade contra condições ambientais extremas

Alta resistência à névoa de sal e amônia.



Perda de ponto 2.0 quente reduzida

O módulo tipo N com tecnologia Hot 2.0 tem melhor confiabilidade e menor LID / LETID

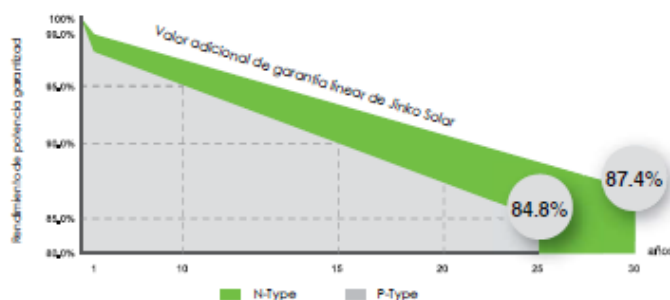


Economia no custo de BOS

Projetado para sistemas de alta tensão de até 1500 VDC, economizando em custo de BOS.



GARANTIA DE DESEMPENHO LINEAR

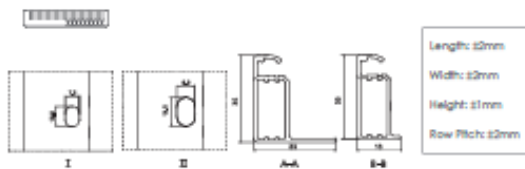
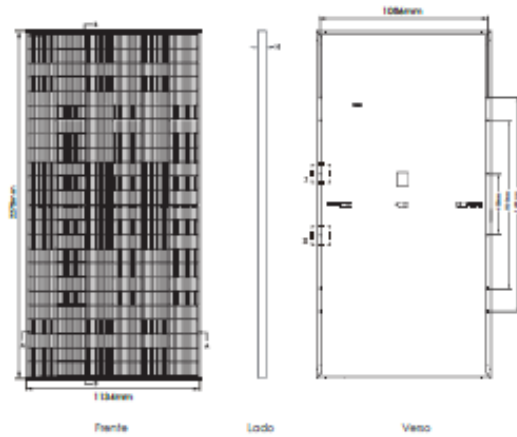


Garantia de produto de **12** anos

Garantia de energia linear de **30** anos

0,4% de degradação anual em 25 anos

Desenhos de engenharia

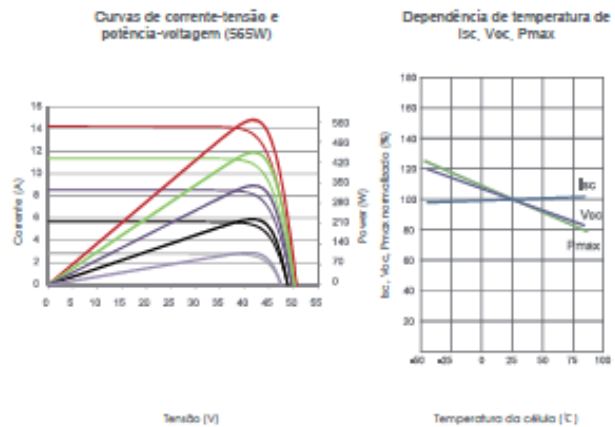


Configuração de embalagem

(Dois paletes = uma pilha)

31 pcs/ palete, 62 pcs/pilha, 620 pcs/container de 40'HQ

Desempenho elétrico e dependência de temperatura



Características mecânicas

Tipo de célula	N type Mono-crystalline
Nº de células	144 (6x24)
Dimensões	2278x1134x35mm (89.69x44.65x1.38 inch)
Peso	28 kg (61.73 lbs)
Vidro frontal	3,2 mm, revestimento anti-reflexo, alta transmissão, baixo teor de ferro, vidro temperado
Quadro	Liga de Alumínio Anodizado
Caixa de Junção	Classificação IP68
Cabos de saída	TUV 1 x 4,0 mm ² (+):400 mm, (-):200 mm ou comprimento personalizado

ESPECIFICAÇÕES

Tipo de Módulo	JKM555N-72HL4 JKM555N-72HL4-V		JKM560N-72HL4 JKM560N-72HL4-V		JKM565N-72HL4 JKM565N-72HL4-V		JKM570N-72HL4 JKM570N-72HL4-V		JKM575N-72HL4 JKM575N-72HL4-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potência máxima (Pmax)	555Wp	417Wp	560Wp	421Wp	565Wp	425Wp	570Wp	429Wp	575Wp	432Wp
Tensão máxima de energia (Vmp)	41.64V	39.12V	41.77V	39.25V	41.92V	39.38V	42.07V	39.51V	42.22V	39.60V
Corrente de potência máxima (Imp)	13.33A	10.67A	13.41A	10.73A	13.48A	10.79A	13.55A	10.85A	13.62A	10.92A
Tensão de circuito aberto (Voc)	50.34V	47.82V	50.47V	47.94V	50.60V	48.06V	50.74V	48.20V	50.88V	48.33V
Corrente de curto-circuito (Isc)	14.07A	11.36A	14.15A	11.42A	14.23A	11.49A	14.31A	11.55A	14.39A	11.62A
Eficiência do Módulo STC (%)	21.48%		21.68%		21.87%		22.07%		22.26%	
Temperatura de operação (°C)	-40°C~+85°C									
Tensão máxima do sistema	1000/1500VDC (IEC)									
Classificação máxima do fusível em série	25A									
Tolerância de potência	0~+3%									
Coefficientes de temperatura de Pmax	-0.30%/°C									
Coefficientes de temperatura de Voc	-0.25%/°C									
Coefficientes de temperatura de Isc	0.046%/°C									
Temperatura nominal da célula operacional (NOCT)	45±2°C									

*STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 🌡 Temperatura da célula 25 °C ☁ AM=1.5
 NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 🌡 Temperatura ambiente 20 °C ☁ AM=1.5 🌪 Velocidade do vento 1m/s

©2021 Jinko Solar Co., Ltd. Todos os direitos reservados.
 As especificações incluídas nesta folha de dados estão sujeitas a alterações sem aviso prévio. JKM555-575N-72HL4-(V)-F1-PT (IEC 2016)

ANEXO B - FOLHA DE DADOS DO INVERSOR

GROWATT · PRODUTO

Ficha de dados	MAX 50KTL3 LV	MAX 60KTL3 LV	MAX 70KTL3 LV	MAX 75KTL3 LV	MAX 80KTL3 LV
Dados de entrada					
Máxima potência CC	75000W	90000W	105000W	112500W	120000W
Máxima tensão de CC	1100V				
Tensão de partida	250V				
Faixa de tensão MPPT	200V-1000V	200V-1000V	200V-1000V	195V-1000V	200V-1000V
Tensão nominal	585V	585V	600V	600V	600V
Máxima corrente de entrada por MPPT	26A				
Número de MPPT independentes / strings por MPPT	6/2	6/2	7/2	7/2	7/2
Saída (CA)					
Potência nominal de saída CA	50000W	60000W	70000W	75000W	80000W
Máxima Potência aparente de CA	55500VA	66600VA	77700VA	83300VA	88800VA
Máxima corrente de saída	80,5A	96,6A	112,7A	120,8A	128,8A
Tensão nominal CA	220V/380V	220V/380V	220V/380V	220V/380V	220V/380V
Frequência de grade CA	50Hz/60Hz				
Factor de potência	0,8/0,8c				
THDI	<3%				
Tipo de conexão de rede CA	3W+N+PE				
Eficiência					
Máxima eficiência	98,8%	98,8%	99%	98,8%	98,8%
Eficiência europeia	98,3%	98,3%	98,4%	98,3%	98,3%
Eficiência MPPT	99,9%				
Dispositivos de proteção					
Proteção de polaridade reversa CC	sim				
Interruptor CC	sim				
Proteção contra surtos CC	Tipo II				
Monitoramento de falha à terra	sim				
Proteção contra curto-circuito de saída	sim				
Proteção contra surtos de CA	Tipo II				
Monitoramento de falha de string	sim				
Proteção anti-PID	opcional				
Dados Gerais					
Dimensões (L/A/P)	860/600/300mm				
Peso	82kg				
Faixa de temperatura operacional	-25°C ~ +60°C				
Auto-consumo à noite	< 1W*				
Topologia	Sem transformador				
Forma de refrigeração	Resfriamento Inteligente				
Grau de proteção ambiental	IP65				
Altitude	4000m				
Humidade relativa	0-100%				
Características					
Exibição	LED/WIFI+APP				
Interfaces:USB/R485/GPRS	Sim/sim/opcional				
Garantia: 5 anos / 10 anos	Sim/opcional				

CE , VDE0126, Greece, EN50438, EN50549, C10/C11, UTE C 15-712, IEC62116, IEC61727, IEC 60068, IEC 61683, CEI 0-21, CEI 0-16, N4105, BDEW, DRRG, TOR Erzeuger, G98/G99, G100, AS/NZS3100, AS4777, UNE21 7001, UNE206007, PO12,2, NRS 097-2-1, MEA , PEA , KSC8565, IEC61000-6/3, IEC62109-1/2.

