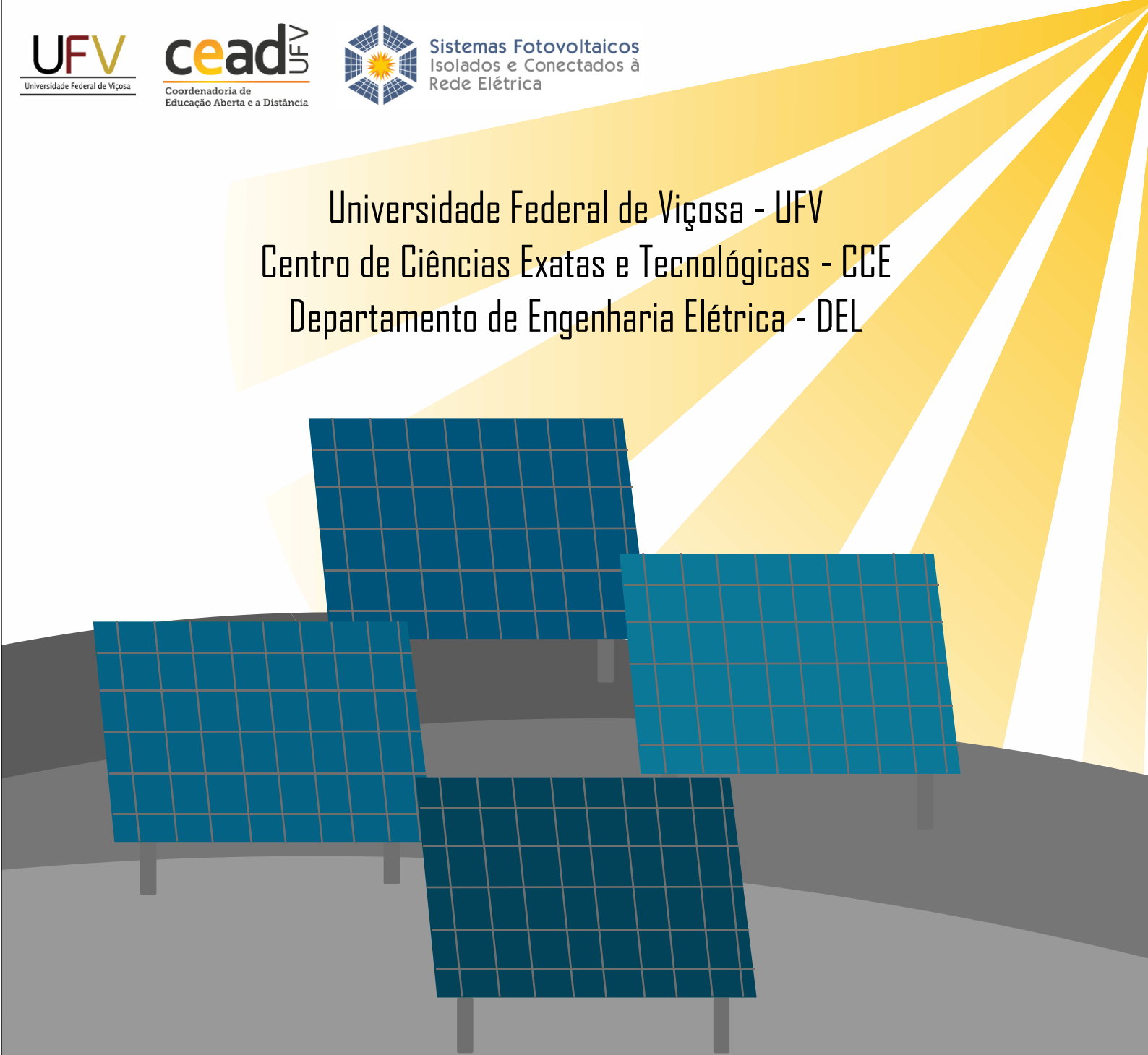


Universidade Federal de Viçosa - UFV
Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas - CCE
Departamento de Engenharia Elétrica - DEL



**Estudo de Implantação de Sistema Fotovoltaico de
150 kW para Segmento Comercial Localizado em
Sorocaba-SP**

ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Aluno: Luis Flávio Gomes Magri
ORIENTADOR: Prof. Me. João Marcus Soares Callegari

Viçosa, 09 de Setembro de 2022.

Luís Flávio Gomes Magri

Estudo de Implantação de Sistema Fotovoltaico de 150 kW para
Segmento Comercial Localizado em Sorocaba-SP

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

Orientador: Prof. Me. João Marcus Soares Callegari

Viçosa, 09 de Setembro de 2022.

ATA DE APROVAÇÃO

Luis Flávio Gomes Magri

Minigeração Distribuída aplicada em empreendimentos Comerciais

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 09 de Setembro de 2022.

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

Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira

Universidade Federal de Viçosa

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

Universidade Federal de Viçosa

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho

À todos que acreditam na capacidade de aprender, pois acreditar na capacidade de aprender é acreditar na construção coletiva de um mundo melhor

AGRADECIMENTOS

Agradeço as pessoas que ao longo de minha trajetória de crescimento intelectual, profissional e pessoal, continuam me apoiando. Agradeço a Universidade Federal de Viçosa pela oportunidade de desenvolvermos ao longo deste ano habilidades inimagináveis, e também à todo o staff do curso, em especial o João Marcus que me orientou ao longo deste trabalho.

RESUMO

Atualmente, os sistemas fotovoltaicos vêm se destacando como uma das fontes de energia mais atrativas da matriz energética brasileira. Nos últimos anos, uma evolução exponencial tem sido observada no número de sistemas fotovoltaicos de pequeno, médio e grande porte em operação. Com o aumento de densidade de potência dos módulos fotovoltaicos, a implantação de usinas fotovoltaicas de pequeno, médio e grande porte em estabelecimentos comerciais e industriais são investimentos altamente atrativos e sustentáveis. Ao longo deste trabalho será discutido um estudo de caso para implantação de uma usina solar fotovoltaica enquadrada no âmbito da minigeração distribuída para uma empresa do segmento Moteleiro, localizada em Sorocaba-SP, atendida em tensão trifásica 23,1 kV, 60 Hz, tarifa A4 verde. O sistema dimensionado conta com 350 módulos fotovoltaicos de 500 Wp e 2 inversores de 75 kW. A demanda contratada é aumentada de 78 para 150 kW. A instalação dos módulos será feita sobre telhado, ocupando uma área de aproximadamente 826m² dos mais de 2300m² disponíveis. Além disso, a estrutura, parâmetros de proteção e conexão necessários para a produção da energia elétrica e devida conexão à rede foram calculados e apresentados neste trabalho, assim como uma análise de viabilidade técnico-financeira desta usina fotovoltaica. É sem dúvida chegaremos à conclusão de que o futuro da energia solar, é algo que nos reserva resultados positivos.

Palavras-chave: Energia Solar, Sistemas Fotovoltaicos, Minigeração Distribuída, Cálculo e Dimensionamento de Sistema Fotovoltaicos, Energia Limpa.

Lista de Figuras

Figura 1: Comparação Radiação Solar Média: Sudeste x Nordeste.	13
Figura 2: Local de instalação da usina solar fotovoltaica.	14
Figura 3: Conta de energia do cliente.	15
Figura 4: Conta de energia do cliente.	16
Figura 5: Vista em perspectiva do local da instalação da usina solar fotovoltaica.	17
Figura 6: Ortomapa – levantamento realizado através de drone.	18
Figura 7: Simulação da geração desprezando perdas diversas.	21
Figura 8: Telhados do empreendimento disponíveis para instalação dos módulos FV.	23
Figura 9: Irradiação média nos telhados.	24
Figura 10: Disposição proposta de módulos FV nos telhados do cliente.	25
Figura 11: Layout adotado para o projeto.	26
Figura 12: Configuração de módulos conectados ao inversor 1 SOLIS 75K-5G.	29
Figura 13: Configuração de módulos conectados ao inversor 2 SOLIS 75K-5G.	31
Figura 14: Quadro de junção CC.	32
Figura 15: Quadro de junção CA.	33
Figura 16: Topologia da subestação existente incluindo usina solar fotovoltaica.	37
Figura 17: Dimensões da subestação existente.	38
Figura 18: Plaqueta de identificação de transformador existente.	39
Figura 19: Esquemático utilizado para dimensionamento do TC.	41
Figura 20: Disjuntor existente.	44
Figura 21: Malha de aterramento tipo quadrado cheio.	45
Figura 22: Resumo das contribuições das correntes de curto nas diversas barras.	48
Figura 23: Coordenograma das proteções direcionais de sobrecorrente.	51
Figura 24: Simulação CDC Solar, taxa de 1,35%.	53
Figura 25: Gráfico comparativo de custos: sem e com a UFV.	54
Figura 26: Ilustração de análise de viabilidade por meio de VPL ou TIR.	60
Figura 27: Sequência para conexão de minigeração distribuída.	64

Lista de Tabelas

Tabela 1: Potencial dos municípios de São Paulo.	14
Tabela 2: Resumo de consumo mensal do cliente.	16
Tabela 3: Características do módulo fotovoltaico utilizados na instalação.	20
Tabela 4: Perdas consideradas.	22
Tabela 5: Cálculo de produção efetiva, com perdas por posicionamento.	24
Tabela 6: Verificação dos cálculos de produção da usina FV.	25
Tabela 7: Características dos inversores fotovoltaicos utilizados na instalação.	27
Tabela 8: Resumo das características elétricas para os inversores 1 e 2.	32
Tabela 9: Premissas para dimensionamento de cabos CC.	34
Tabela 10: Dimensionamento dos cabos CC de acordo com a ABNT NBR 16690.	34
Tabela 11: Premissas para dimensionamento de cabos CA.	34
Tabela 12: Dimensionamento dos cabos CA de acordo com a ABNT NBR 5410.	35
Tabela 13: Dimensionamento dos condutores de aterramento do lado CC e CA da UFV.	35
Tabela 14: Estimativa de materiais necessários para implantação da UFV.	36
Tabela 15: Dimensionamento dos equipamentos da subestação.	39
Tabela 16: Dimensionamento de TP de medição em 23,1kV.	43
Tabela 17: Quadro de carga da subestação para alimentação auxiliar.	43
Tabela 18: Quadro de carga da subestação para alimentação da proteção.	43
Tabela 19: Especificação do disjuntor de MT.	44
Tabela 20: Valores base utilizados nos estudos de proteção.	46
Tabela 21: Impedância e correntes de curto-circuito disponibilizados	46
Tabela 22: Dados de impedância de sequência.	46
Tabela 23: Características elétricas do transformador a seco.	47
Tabela 24: Impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema.	48
Tabela 25: Ajustes de religadores para coordenação, fornecidas pela concessionária.	48
Tabela 26: Definição das proteções e suas respectivas parametrizações	49
Tabela 27: Custos com energia antes da UFV.	52
Tabela 28: Custos com energia após a UFV.	52
Tabela 29: Custos de implantação do sistema FV.	53
Tabela 30: Tabela de degradação de módulos fotovoltaicos.	55
Tabela 31: Histórico efeito médio de reajuste, fonte: portal CPFL.	56
Tabela 32: Variáveis consideradas para cálculo.	56
Tabela 33: Custo operacional do sistema.	56
Tabela 34: Cálculo de Receita e Saldo de Energia (Fora Ponta).	57
Tabela 35: Cálculo de Receita e Saldo de Energia (Ponta).	58
Tabela 36: Fluxo de caixa em 25 anos.	59
Tabela 37: Resultados dos cálculos obtidos.	62
Tabela 38: Resultado dos cálculos obtidos.	63

Lista de Abreviação

TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido
TIR	Taxa Interna de Retorno
LCOE	Custo Nivelado de Energia
HP	Hora Ponta
HFP	Hora Fora Ponta
UFV	Usina Fotovoltaica
FV	Fotovoltaico
CC	Corrente Contínua
SE	Subestação
CA	Corrente Alternada
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potência

Lista de Símbolos

A_m	Área do módulo
k_{isc}	Coeficientes de temperatura
k_{pmax}	Coeficientes de temperatura
k_{voc}	Coeficientes de temperatura
$I_{arranjo,max}$	Corrente CC máxima por arranjo FV
$I_{serie,max}$	Corrente CC máxima por série FV
I_{sc}	Corrente de curto-circuito
I_{mp}	Corrente de máxima potência
I_{sec}	Corrente máxima por série fotovoltaica
D_{inv}	Dimensões
D_{fv}	Dimensões do módulo
η_{fv}	Eficiência do módulo
ΔV_{mppt}	Faixa de operação do MPPT
ΔT_{inv}	Faixa de temperatura de operação
FP_{inv}	Fator de potência
FSI	Fator de sobredimensionamento do inversor

Sumário

1-	ANÁLISE DO LOCAL DE INSTALAÇÃO	13
1.1	ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA	15
1.2	LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	17
1.3	ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO	17
2-	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO E CABINE PRIMÁRIA	19
2.1	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	19
2.1.1	DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	19
2.1.2	DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES	26
2.1.3	DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO CC E CA	32
2.1.4	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CC	33
2.1.5	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CA	34
2.1.6	ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO E ATERRAMENTO DA UFV	35
2.2	DIMENSIONAMENTO DA CABINE PRIMÁRIA	36
2.2.1	TOPOLOGIA EXISTENTE	36
2.2.2	CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E ELÉTRICAS DA SUBESTAÇÃO	38
2.2.3	COMPONENTES DO SISTEMA DE PROTEÇÃO	39
2.2.4	ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO	45
2.3	ESTUDOS DE PROTEÇÃO	46
2.3.1	CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO	46
2.3.2	PARAMETRIZAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO	48
2.3.3	ESTUDO DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO	50
3-	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	52
3.1	PERCENTUAL DE REDUÇÃO DA CONTA DE LUZ	52
3.2	PERDA DE EFICIÊNCIA GRADATIVA DOS MÓDULOS	54
3.3	TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE	55
3.4	REAJUSTE ANUAL DO VALOR DA TARIFA DA CONCESIONÁRIA DE ENERGIA	55
3.5	FLUXO DE CAIXA	56
3.6	ANÁLISE DA VIABILIDADE	59
3.7	SUSTENTABILIDADE	62
4-	PROJETO ELÉTRICO	64
4.1	DIVISAS DO TERRENO	65
4.2	SUBESTAÇÃO	65

4.3 PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR.....	66
5- CONCLUSÃO	67
6- REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICAS	68
7- ANEXOS	69

1-Análise do local de instalação

Este primeiro capítulo segue a linha de raciocínio que talvez seja a mais utilizada pelos engenheiros, técnicos e projetistas em geral. Todo e qualquer projeto fotovoltaico (FV) depende de uma série de variáveis que afetam diretamente seu desempenho final. Portanto, deve-se fazer uma análise cautelosa do local de instalação levando em considerações aspectos geográficos amplos como a posição global de Longitude e Latitude que se pretende instalar e também aspectos locais como regiões montanhosas, vales, inundações, períodos de estiagem, edificações, entre outros.

No caso de estudo específico deste trabalho, na cidade de Sorocaba, no estado de São Paulo e na região Sudeste do país, foi avaliado previamente as condições do local levando-se em consideração fatores que propiciam êxito ao final do estudo.

Por tratar-se de um ponto localizado na região Sudeste do Brasil, é possível notar no Atlas Solarimétrico do Brasil Figura 1 que a região escolhida apresenta insolação diária média (h) e radiação solar global diária média (MJ/m².dia) muito parecidas com as encontradas em grandes áreas do nordeste brasileiro (que é referência nacional nestes parâmetros).

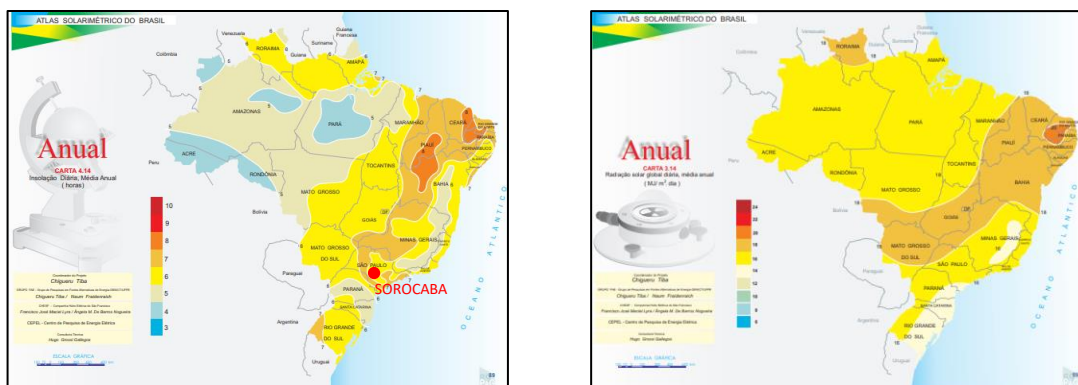


Figura 1: Comparação Radiação Solar Média: Sudeste x Nordeste.

Fonte: Atlas Solarimétrico do Brasil.

Com base nesta premissa, parte-se para análise geral do local, e então observa-se características importantes dentro do estado de São Paulo, onde Sorocaba aparece à frente de outros municípios em valores de energia global diária incidente, conforme mostrado na Tabela 1.

Tabela 1: Potencial dos municípios de São Paulo no que diz respeito a irradiação solar média para instalação de usinas fotovoltaicas.

Município	Anual	(kWh /m ² . dia)			
		Primavera	Verão	Outono	Inverno
Araçatuba	5,520	6,672	5,970	4,697	4,741
Barretos	5,509	6,711	6,057	4,474	4,794
Bauru	5,466	6,540	5,919	4,581	4,824
Campinas	5,388	6,347	6,147	4,402	4,658
Franca	5,484	6,385	6,133	4,618	4,801
Marília	5,384	6,590	5,786	4,573	4,588
P. Prudente	5,401	6,578	6,039	4,517	4,468
Registro	4,388	5,239	5,560	3,482	3,273
Ribeirão Preto	5,489	6,545	6,117	4,476	4,819
Santos	4,709	5,747	5,455	3,881	3,753
São Carlos	5,444	6,390	6,089	4,480	4,819
S. J. Campos	5,053	6,002	5,625	4,227	4,357
S. J. R. Preto	5,512	6,695	5,876	4,597	4,878
São Paulo	4,589	5,251	5,352	3,967	3,784
Sorocaba	5,126	6,105	5,933	4,237	4,231

Observadas e avaliadas as condições globais e gerais do local objeto de estudo, e já convicto que os dados apresentados são favoráveis para implementação do projeto, parte-se então para o estudo específico do local de instalação. A Figura 2 mostra uma imagem obtida através do software de mapeamento Google Earth, onde observa-se que se trata de um ponto localizado distante de região metropolitana, que está no meio de algumas indústrias de edificação relativamente baixa, residências fixas, e também grandes áreas de cultivo próximas e de frente com uma rodovia que tornam as chances de obstáculos futuros e possíveis sombreamentos pouco prováveis.



Figura 2: Local de instalação da usina solar fotovoltaica.

Fonte: Google Earth.

1.1 ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA

Levaremos para efeito de estudo de caso, uma conta de energia de um empreendimento do setor moteleiro, localizado em Sorocaba-SP, da distribuidora CPFL, onde os dados foram obtidos em junho de 2022 com base no mês de referência de maio de 2022, conforme detalhado nas Figuras 3 e 4. Trata-se de um cliente atendido em média tensão trifásico 23,1 kV e 60 Hz, grupo A4 tarifação verde, consumo mensal médio de 16685 kWh/mês no horário fora de ponta (HFP) e consumo mensal médio de 1759 kWh/mês no horário ponta (HP), conforme detalhado na Tabela 2. A demanda contratada é de 78 kW, enquanto é utilizado atualmente aproximadamente 75% da demanda contratada. Outro ponto interessante diz respeito ao consumo no HP ser de somente 10% o consumo no HFP, não exigindo conversão de muitos créditos de energia para diferentes postos horários.

DADOS DO SEU CÓDIGO													
[REDACTED]										Classificação: Tarifa Verde-A4 Comercial Outros Serviços Atividades			
[REDACTED]										Conta Contrato N°. 220000025884			
ATENDIMENTO CPFL		PN	SEU CÓDIGO		CONTA MÊS		VENCIMENTO		TOTAL A PAGAR				
0800 721 1294 www.cpfempresas.com.br		60018188	2036291001		MAI/2022		09/06/2022		12.707,67				
DISCRIMINAÇÃO DA OPERAÇÃO - RESERVADO AO FISCO													
Cod. 115	Descrição da Operação N° 917600336779	Mês Ref.	Quant. Registrada	Quant. Faturada	Unid. Med.	Tarifa com Tributos R\$	Valor Total Operação R\$	Base Cálculo ICMS R\$	Aliq. ICMS%	ICMS	Base Cálculo PIS/COFINS	PIS 0,86%	COFINS 3,98%
0605	Consumo Ponta [KWh] - TUSD	MAI/22	1.679,780	1.679,780	KWh	1,09098216	1.832,61	1.832,61	18,00	329,87	1.502,74	12,92	59,81
0605	Consumo Fora Ponta [KWh]-TUSD	MAI/22	16.174,840	16.174,840	KWh	0,09156567	1.481,06	1.481,06	18,00	266,59	1.214,47	10,44	48,34
0601	Cons Ponta - TE	MAI/22	1.679,780	1.679,780	KWh	0,64648347	1.085,95	1.085,95	18,00	195,47	890,48	7,66	35,44
0601	Cons FPonta TE	MAI/22	16.174,840	16.174,840	KWh	0,39971153	6.465,27	6.465,27	18,00	1.163,75	5.301,52	45,59	211,00
0601	Consumo Reativo Exc Ponta	MAI/22	204,554	204,554	KVr	0,42027924	85,97	85,97	18,00	15,47	70,50	0,61	2,81
0601	Consumo Reativo Exc Fora Ponta	MAI/22	1.451,700	1.451,700	KVr	0,42027254	610,11	610,11	18,00	109,82	500,29	4,30	19,91
0602	Demanda [KW] - TUSD	MAI/22	48,160	48,160	KW	15,78862127	760,38	760,38	18,00	136,87	623,51	5,36	24,82
0602	Demanda [KW] - TUSD	MAI/22		29,840	KW	12,94638070	386,32				386,32	3,32	15,38
	Subtotal						12.707,67						
	Total Distribuidora						12.707,67						
	Total a Pagar						12.707,67						

Figura 3: Conta de energia do cliente.

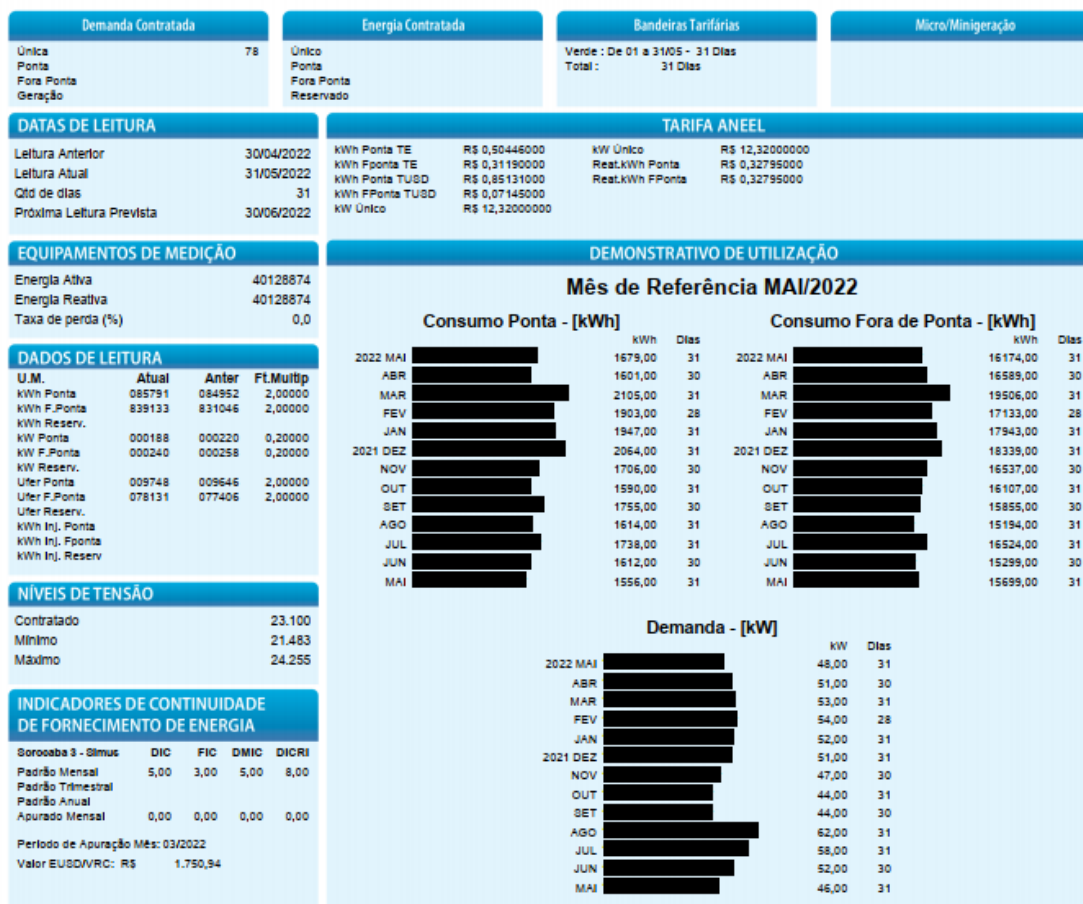


Figura 4: Conta de energia do cliente.

Tabela 2: Resumo de consumo mensal do cliente.

Mês	Energia (kWh)		Demanda (kW)
	HP	HFP	HP
1	1679	16174	48
2	1601	16589	51
3	2105	19506	53
4	1903	17133	54
5	1947	17943	52
6	2064	18339	51
7	1706	16537	47
8	1590	16107	44
9	1755	15855	44
10	1614	15194	62
11	1738	16524	58
12	1612	15299	52
13	1556	15699	48
Média	1.759	16.685	51

1.2 LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

A empresa está localizada na cidade da Sorocaba, no estado do São Paulo. Ela é estruturada basicamente em 4 prédios, com uma área administrativa e outra alocação de clientes. A área contempla mais de 2300m² é composta pela união de 4 blocos, todos com coberturas em 4 águas (veja a Figura 5). Apenas a superfície das coberturas com boa orientação solar será utilizada para a instalação dos módulos fotovoltaicos.



Figura 5: Vista em perspectiva do local da instalação da usina solar fotovoltaica.

1.3 ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO

Dentre os diversos problemas que se encontra durante um projeto de sistema fotovoltaico, um dos que mais se deve prestar atenção para diminuição de perdas de produção é o efeito causado pelo sombreamento. Um projeto pode se beneficiar de uma excelente área de instalação de módulos e diversas possibilidades de configurações de arranjo, porém, de nada adianta se o local escolhido estiver submetido a longos períodos de sombreamento parcial ou total. Lembre-se que apenas uma pequena parcela de sombra pode vir a prejudicar a capacidade de geração de uma série inteira de módulos. Portanto,

a análise pontual do cenário local e um estudo mais abrangente e profundo são fatores demandados de extrema importância, onde deve-se verificar as tendências de crescimento do local e, se possível, ter acesso ao plano diretor local. Estes cuidados de projeto podem evitar que uma usina concebida no intuito de permanecer por longa data (pelo menos 25 anos) gerando próximo de sua capacidade máxima de projeto, possa vir a perder grande parte de sua capacidade devido à construção de grandes edificações em seu entorno.

Neste projeto, para estudo de efeito de sombreamento no dimensionamento do local da instalação mostrado na Figura 6, levar-se-á em conta diversos fatores como a angulação do telhado, posicionamento das placas, presença de obstáculos específicos como árvores, caixa de água e beiral da edificação. O cálculo efetivo e o dimensionamento serão avaliados no próximo capítulo.



Figura 6: Ortomapa – levantamento realizado através de drone.

2-Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico e Cabine Primária

Este capítulo tem como objetivo definir as condições de projeto, como o número e posicionamento no telhado dos módulos fotovoltaicos, configurações dos arranjos e demais detalhes previstos em projeto.

2.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Para dimensionamento, são desenvolvidas análises da energia necessária para suprir o consumo da Tabela 2 e perdas vinculadas às características específicas do telhado objeto de estudo e demais variáveis.

2.1.1 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

O cálculo de energia gerada necessária é baseado no consumo médio da unidade consumidora, dada pela equação (1):

$$\text{CONSUMO} \left(\frac{\text{m\u00e9dio}}{\text{nec}} \right) = [\text{CONSUMO}(\text{HFP})] + [(\text{CONSUMO}(\text{HP})) * \text{REL} \left(\frac{\text{P}}{\text{FP}} \right)] \quad (1)$$

onde CONSUMO(HP) e CONSUMO(HFP) são os consumos no horário de ponta e fora de ponta, respectivamente. REL(P/FP) é o fator de ajuste dado pela relação da tarifa de energia (TE) no horário ponta pelo fora ponta. Tem-se que:

$$\text{CONSUMO} \left(\frac{\text{m\u00e9dio}}{\text{nec}} \right) = \frac{(16684,5) + (1759,2 * 1,61)}{30} = 650,7\text{kWh/dia} \quad (2)$$

onde CONSUMO(m\u00e9dio/nec) \u00e9 de 650 kWh/dia. Com base neste c\u00e1lculo podemos partir para o c\u00e1lculo de m\u00f3dulos fotovoltaicos necess\u00e1rios para atingir esta demanda. Para tanto, adota-se o m\u00f3dulo FV CS3Y-500MS do fabricante Canadian, com capacidade nominal para 500 W.

As características e especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos utilizados neste sistema estão apresentadas na tabela 3.

Mais informações podem ser encontradas nas folhas de dados do módulo fotovoltaico nos Anexos.

Tabela 3: Características do módulo fotovoltaico utilizados na instalação.

Parâmetros	Símbolo	Valor
Modelo	-	CS3Y-500MS
Garantia do produto	-	12 anos
Garantia de perda de produção	-	25 anos
Tecnologia das células	-	Silício mono-cristalino
Potência máxima*	P_{mp}	500 W
Tensão de máxima potência*	V_{mp}	45,00 V
Corrente de máxima potência*	I_{mp}	11,12 A
Tensão de circuito aberto*	V_{oc}	53,0,7 V
Corrente de curto-circuito	I_{sc}	11,77 A
Coeficientes de temperatura	k_{pmax}	-0,35%/°C
	k_{voc}	-0,27%/°C
	k_{isc}	0,05%/°C
Número de células FV	N_{cel}	156
Temperatura operação nominal	T_{noct}	42±3 °C
Eficiência do módulo	η_{fv}	21,2%
Massa do módulo	m_{fv}	26,3 kg
Área do módulo	A_m	2,36 m ²
Dimensões do módulo	D_{fv}	2250×1048×35mm
Bitolas dos cabos CC de saída	-	4 mm ²

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.

Uma vez definidos qual módulo FV a ser utilizado, é possível iniciar a análise quantitativa e de posicionamento dos mesmos. Para tanto, considera-se inicialmente as condições ideais de projeto, isto é:

- Dados de irradiação média local, obtidos através do portal Global Atlas, reconhecido internacionalmente como fonte confiável: Para Sorocaba localizada nas coordenadas de Latitude e Longitude do empreendimento, com ângulo azimutal igual a zero e inclinação de placa equivalente a latitude 23° (mesmo do empreendimento). Neste cenário idealizado, o resultado de 5.425 kWh/dia é obtido, conforme ilustrado na simulação feita na Figura 7.

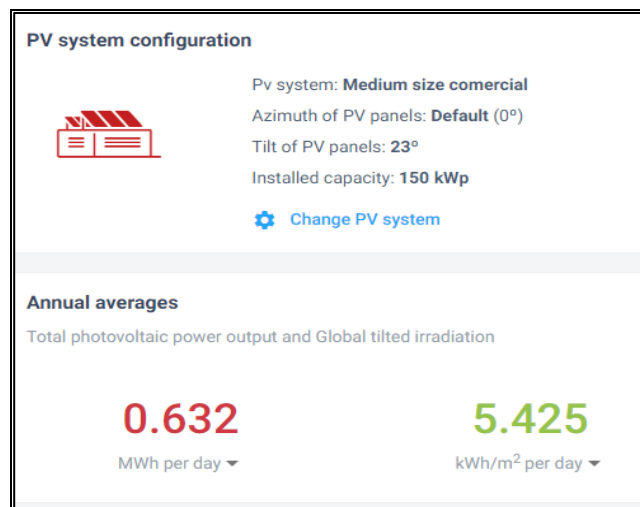


Figura 7: Simulação da geração desprezando perdas diversas.

Fonte: Global Atlas

Para efeito de cálculos, considera-se perdas diversas com valores tipicamente empregados em projetos fotovoltaicos, através de dados coletados em campo, experimentos práticos e também por simulações através de algoritmos e *softwares* específicos já consagrados (como os renomados PVsyst, PVSol, Solergo entre outros).

A Tabela 4, abaixo apresenta perdas de 25% estimadas devido sombreamento, temperatura, descasamento (ou *mismatch*), sujidade e cabeamento/conversão.

Tabela 4: Perdas consideradas.

PERDAS POR SOMBREAMENTO				7%
PERDAS POR AQUECIMENTO				6%
PERDAS POR DESCASAMENTO (MISMATCH)				6%
PERDAS POR CORRENTE CONTÍNUA				3%
PERDAS POR SUJEIRA				3%
TOTAL				25%

Desta forma, é possível realizar calculo prévio de quantidade estimada de módulos fotovoltaicos necessária para continuidade do projeto, através da fórmula de energia produzida por um único módulo FV, conforme abaixo:

$$W_{\text{módulo}} = HSP \times [\text{Área}] \times [ef] \times [\phi] \quad (3)$$

onde $W_{\text{módulo}}$ é a energia gerada por um módulo fotovoltaico, Área é a área de silício do módulo, ef é a eficiência do módulo e ϕ é o rendimento global de 75% do sistema. Logo,

$$W_{\text{módulo}} = 5425 \times [2,36] \times [21,2] \times [75\%] = 2,04 \text{ kWh/dia} \quad (4)$$

Com a energia necessária diária calculada para suprir a demanda do empreendimento e a energia de cada módulo, conclui-se que serão necessários $N_{\text{módulos}}$ igual a 320, conforme equação abaixo:

$$N_{\text{módulos}} = \frac{\text{Energia(necessária)}}{\text{Energia(cada módulo)}} = \frac{650,7}{2,04} = 318,97 \rightarrow 320 \text{ módulos} \quad (5)$$

A Figura 8 mostra a configuração do telhado para o empreendimento. Nota-se 4 posições diferentes de instalação de módulos FV. Uma delas possui pequena área e está orientada à direção Sudoeste, tornando a utilização desta área pouco viável.

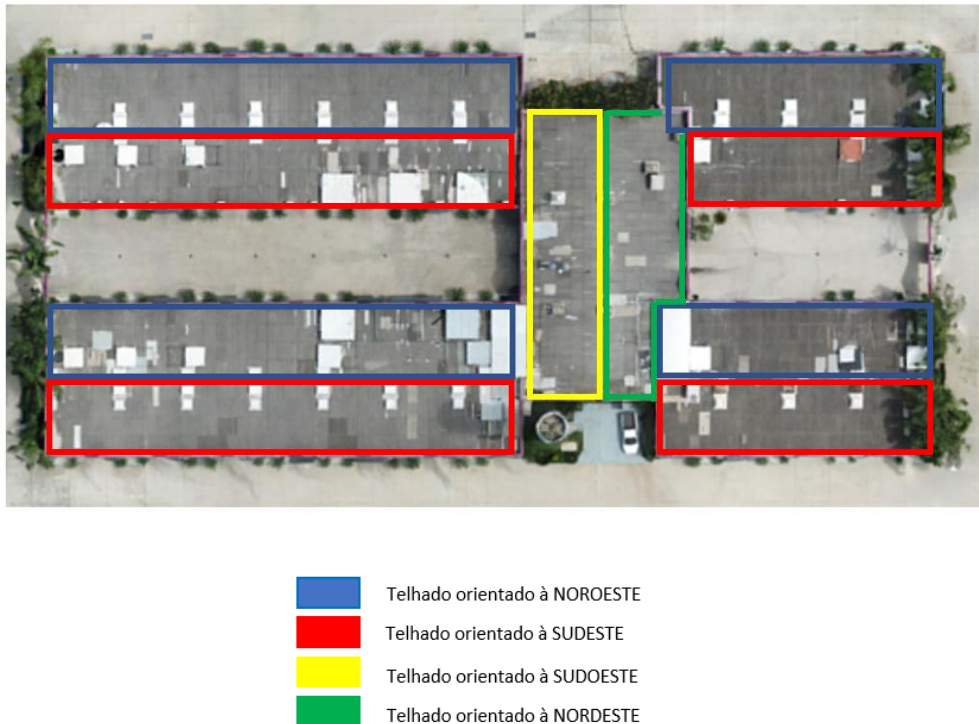


Figura 8: Telhados do empreendimento disponíveis para instalação dos módulos FV.

Para o cálculo de perdas por posicionamento/sombreamento, foi realizado o estudo de irradiação média levando em consideração o ângulo azimutal dos módulos FV previamente posicionadas e as angulações de cada módulo FV tendo em vista que o telhado analisado possui pelo menos 3 situações distintas através do Global Atlas, conforme mostrado na Figura 9. Resumidamente,

- Telhado voltado à noroeste (Azimutal = 311° e ângulo inclinação 4°);
- Telhado voltado à nordeste (Azimutal = 41° e ângulo inclinação 5°);
- Telhado voltado à sudeste (Azimutal = 131° e ângulo inclinação 4°);



Figura 9: Irradiação média telhado NO (esq.), telhado NE (centro), c) telhado SE (dir.)

Fonte: Global Atlas.

Calcula-se, então, as perdas envolvidas em cada uma das águas do telhado, tendo como resultado de cálculo de produção por módulo, conforme Tabela 5:

Tabela 5: Cálculo de produção efetiva, com perdas por posicionamento.

CÁLCULO DE PRODUÇÃO EFETIVA - COM PERDAS POR POSICIONAMENTO							
TELHADO	EXPOSIÇÃO	QUANTIDADE DE MÓDULOS	RADIAÇÃO SOLAR [kWh/m² DIA]	ÁREA	EFICIÊNCIA	ENERGIA [kWh]	PERDAS
NOROESTE	INCLINAÇÃO 4° E AZIMUTAL 311°	1	5,111	2,36	21,2	1,918	5,8%
SUDESTE	INCLINAÇÃO 4° E AZIMUTAL 131°	1	4,969	2,36	21,2	1,865	8,4%
NORDESTE	INCLINAÇÃO 5° E AZIMUTAL 41°	1	5,156	2,36	21,2	1,935	5,0%
NORTE (REFERÊNCIA)	INCLINAÇÃO 24° E AZIMUTAL 0°	1	5,425	2,36	21,2	2,036	

Através dos cálculos, pode-se concluir perdas de até 8,4% devido à orientação e posicionamento dos módulos FV. Desta forma, vamos aumentar o número de módulos para aproximar da energia gerada necessária:

$$N(\text{módulos} - \text{ajustado}) = N(\text{módulos}) + 8,4\% \tag{6}$$

$$N(\text{módulos} - \text{ajustado}) = 320 \times 1,084 = 347 \rightarrow 350 \text{ módulos} \tag{7}$$

A partir deste ponto, o software de desenho gratuito da Solaredge é utilizado. E por tentativa e erro, dando prioridade aos telhados com as menores perdas, chega-se na configuração conforme Figura 10, contendo 350 módulos FV.



Figura 10: Disposição proposta de módulos FV nos telhados do cliente.

Fonte: autor (Solaredge design)

Neste ponto, deve-se conferir se a configuração dos arranjos vai suprir ao consumo necessário, calculando novamente as potências geradas em cada um dos telhados estudados de acordo com a Tabela 6. Observe que a soma das potências efetivas geradas é igual a 664 kWh/dia, que supre a demanda de 650 kWh/dia, deixando uma pequena folga. Portanto, 350 módulos fotovoltaicos de 500Wp da Canadian Solar são empregados na usina solar fotovoltaica.

Tabela 6: Verificação dos cálculos de produção da usina FV.

CALCULO DE PRODUÇÃO EFETIVA - COM PERDAS POR POSICIONAMENTO						
TELHADO	EXPOSIÇÃO	QUANTIDADE DE MÓDULOS	RADIAÇÃO SOLAR [kWh/m ² DIA]	ÁREA	EFICIÊNCIA	ENERGIA [kWh/dia]
NOROESTE	INCLINAÇÃO 4° E AZIMUTAL 311°	180	5,111	2,36	21,2	345
SUDESTE	INCLINAÇÃO 4° E AZIMUTAL 131°	150	4,969	2,36	21,2	280
NORDESTE	INCLINAÇÃO 5° E AZIMUTAL 41°	20	5,156	2,36	21,2	39
TOTAL - PRODUÇÃO EFETIVA						664

A Figura 10 mostra o layout final dos 350 módulos FV dispostos nas diversas abas do telhado do cliente.

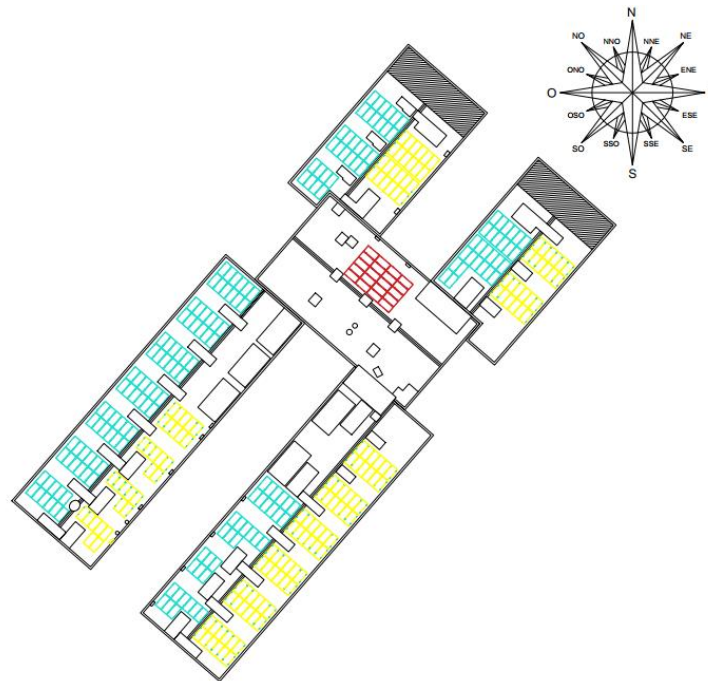


Figura 11: Layout adotado para o projeto.

2.1.2 DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES

O inversor é o equipamento responsável por realizar a interface elétrica entre os módulos fotovoltaicos (CC) e a rede elétrica (CA). O dimensionamento do inversor considera a utilização de 350 módulos fotovoltaicos de 500Wp da seguinte forma:

$$P(\text{total}) = N(\text{módulos}) \times P(\text{módulos}), \quad (8)$$

onde $P(\text{total})$ é a potência total dos inversores, $N(\text{módulos})$ o número de módulos e $P(\text{módulos})$ é a potência individual de cada módulo. Logo:

$$P(\text{total}) = 350 \times 500 = 175\text{kW} \quad (9)$$

Como os inversores disponíveis no mercado operam com 20% até 50% de sobredimensionamento, este estudo conservador adota no máximo 20%. O inversor escolhido é o SOLIS-75K-5G que tolera até 50% de sobredimensionamento. Os inversores SOLIS 75K-5G estão devidamente homologados junto ao INMETRO e contam com a certificação na ANATEL dos sistemas de monitoramento Wi-Fi. Além disso, atendem as normas ABNT-NBR-16149, ABNTNBR-16150 e ABNT-NBR-IEC-62116.

Para evitar eventual inoperação total da usina fotovoltaica, uma estratégia de redundância de inversores é adotada para utilizar pelo menos 2 equipamentos. Para dimensionamento, segue cálculo:

$$P(\text{inv}) = \frac{P(\text{total})}{2}, = 87,5 \text{ kW}_p \quad (10)$$

onde $P(\text{inv})$ é a potência de um inversor e $P(\text{total})$ a potência total necessária do sistema. Desta forma, conclui-se que serão necessários 2 inversores recebendo potência igual a 87,5kWp no lado CC. Um inversor de 75 kW pode ser utilizado sem problema algum, já que o sobredimensionamento é de apenas 16,6% para atingir os 87,5 kWp de módulos fotovoltaicos. As características e especificações técnicas principais deste equipamento estão apresentadas na Tabela 7.

Tabela 7: Características dos inversores fotovoltaicos utilizados na instalação.

Parâmetros	Símbolo	Valor
Modelo	-	SOLIS-75K-5G
Garantia do produto	-	5 anos
Máxima tensão CC por série FV	-	1100 V
Faixa de operação do MPPT	ΔV_{mppt}	180~1000 V
Tensão CC de partida	$V_{cc,min}$	195 V
Corrente CC máxima por série FV	$I_{serie,max}$	13 A
Corrente CC máxima por arranjo FV	$I_{arranjo,max}$	26 A
Número de séries FV permitidas	$N_{inv,serie}$	18
String box integrada	-	Seccionadora e DPS c. II
Potência CA nominal	P_{ca}	75 kW
Máxima corrente CA (RMS)	I_{ca}	114 A
Tensão nominal de saída CA (RMS)	V_{ca}	220V ~ 60 Hz
Fator de potência	FP_{inv}	>0,99(0,8 cap. ou ind.)
Conexão CA	-	Trifásico (3F+N+PE)
Dimensões	D_{inv}	1050×567×315 mm
Massa	m_{inv}	82 kg
Ambiente de operação	-	Externo ou interno (IP 66)
Faixa de temperatura de operação	ΔT_{inv}	-25~60 °C

176 módulos CS3Y-500MS são conectados à entrada CC do **INVERSOR 1** SOLIS 75K-5G, conforme esquema da Figura 12. São formados 9 arranjos fotovoltaicos com 2 séries fotovoltaicas cada. Um total de aproximadamente 826m² de área serão necessários apenas para comportar os módulos FV desta usina FV, para ambos inversores. A seguir será demonstrado se o projeto atende aos requisitos do inversor.

Para o **INVERSOR 1**, considera-se o pior caso dimensionado, contemplando 14 módulos em uma mesma série fotovoltaica:

- **Conferência da corrente máxima por série do inversor:**

Sabe-se que $I_{inv} > 1,1 \times I_{sc}$, logo:

$$\begin{aligned} 26A &> 1,1 \times 11,77 \\ 26A &> 12,94A \text{ (OK!)} \end{aligned} \quad (11)$$

- **Conferência da tensão máxima por série do inversor:**

Sabe-se que $V_{m\acute{a}x_{inv}} > N \times V_{oc}$, logo:

$$\begin{aligned} 1000V &> 14 * 53,7 \\ 1000V &> 751,8V \text{ (OK!)} \end{aligned} \quad (12)$$

- **Conferência da potência CC máxima do inversor:**

Sabe-se que $P_{m\acute{a}x_{inv}} < 1,5 \times P_n$, logo:

$$\begin{aligned} 88kWp &< 1,5 * 75 \\ 88kWp &< 112,5kWp \text{ (OK!)} \end{aligned} \quad (13)$$

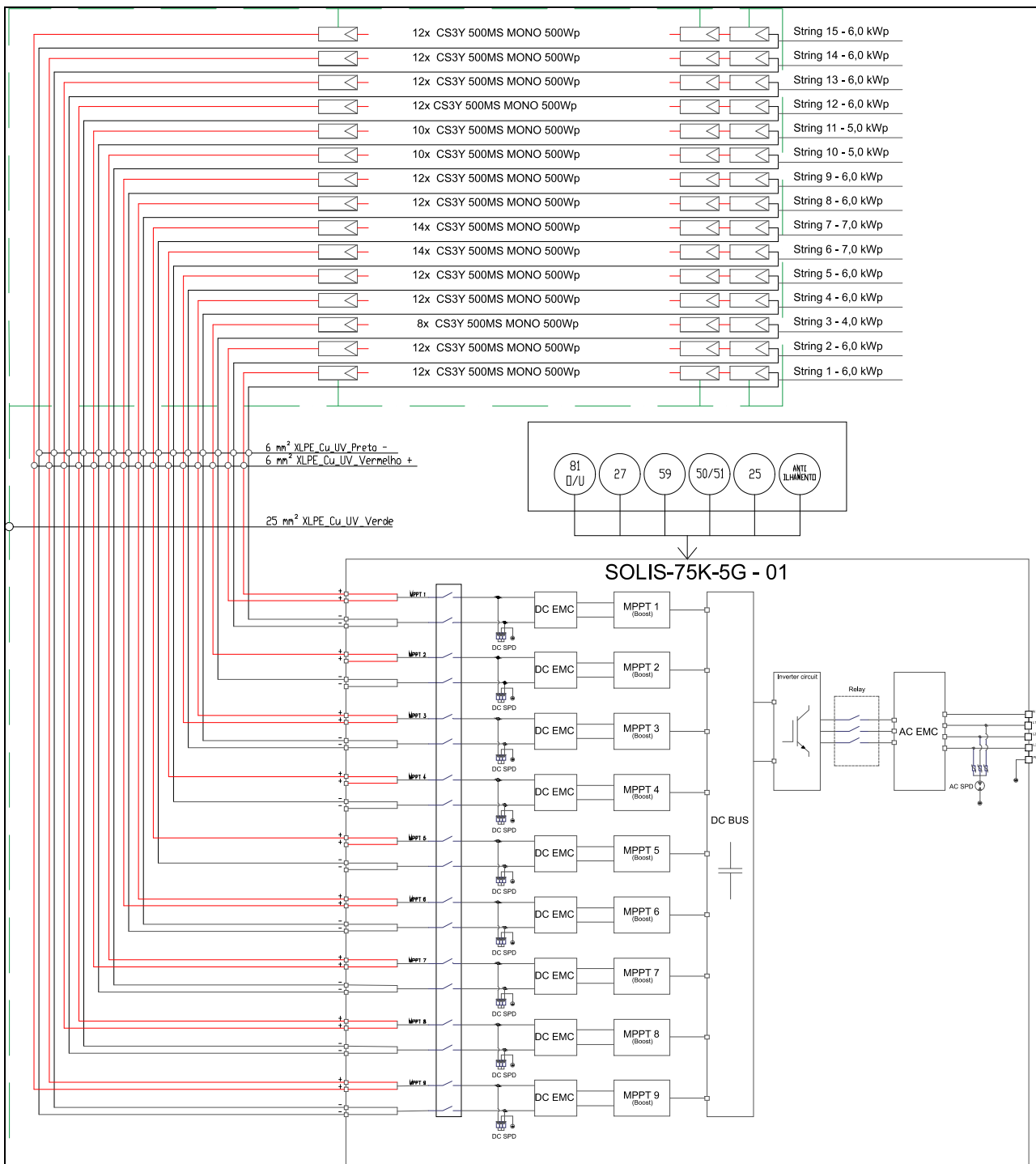


Figura 12: Configuração de módulos conectados ao inversor 1 SOLIS 75K-5G.

174 módulos CS3Y-500MS são conectados à entrada CC do **INVERSOR 2** SOLIS 75K-5G, conforme esquema da Figura 12. Para o **INVERSOR 2**, considera-se o pior caso com 16 módulos fotovoltaicos em uma mesma série fotovoltaica.

- **Conferência da corrente máxima por série do inversor:**

Sabe-se que $I_{inv} > 1,1 \times I_{sc}$, logo:

$$\begin{aligned} 26A &> 1,1 \times 11,77 \\ 26A &> 12,94A \text{ (OK!)} \end{aligned} \quad (14)$$

- **Conferência da tensão máxima por série do inversor:**

Sabe-se que $V_{máx_{inv}} > N \times V_{oc}$, logo:

$$\begin{aligned} 1000V &> 16 * 53,7 \\ 1000V &> 859,2 V \text{ (OK!)} \end{aligned} \quad (15)$$

- **Conferência da potência CC máxima do inversor:**

Sabe-se que $P_{máx_{inv}} < 1,5 \times P_n$, logo:

$$\begin{aligned} 87 \text{ kWp} &< 1,5 * 75 \\ 87 \text{ kWp} &< 112,5 \text{ kWp (OK!)} \end{aligned} \quad (16)$$

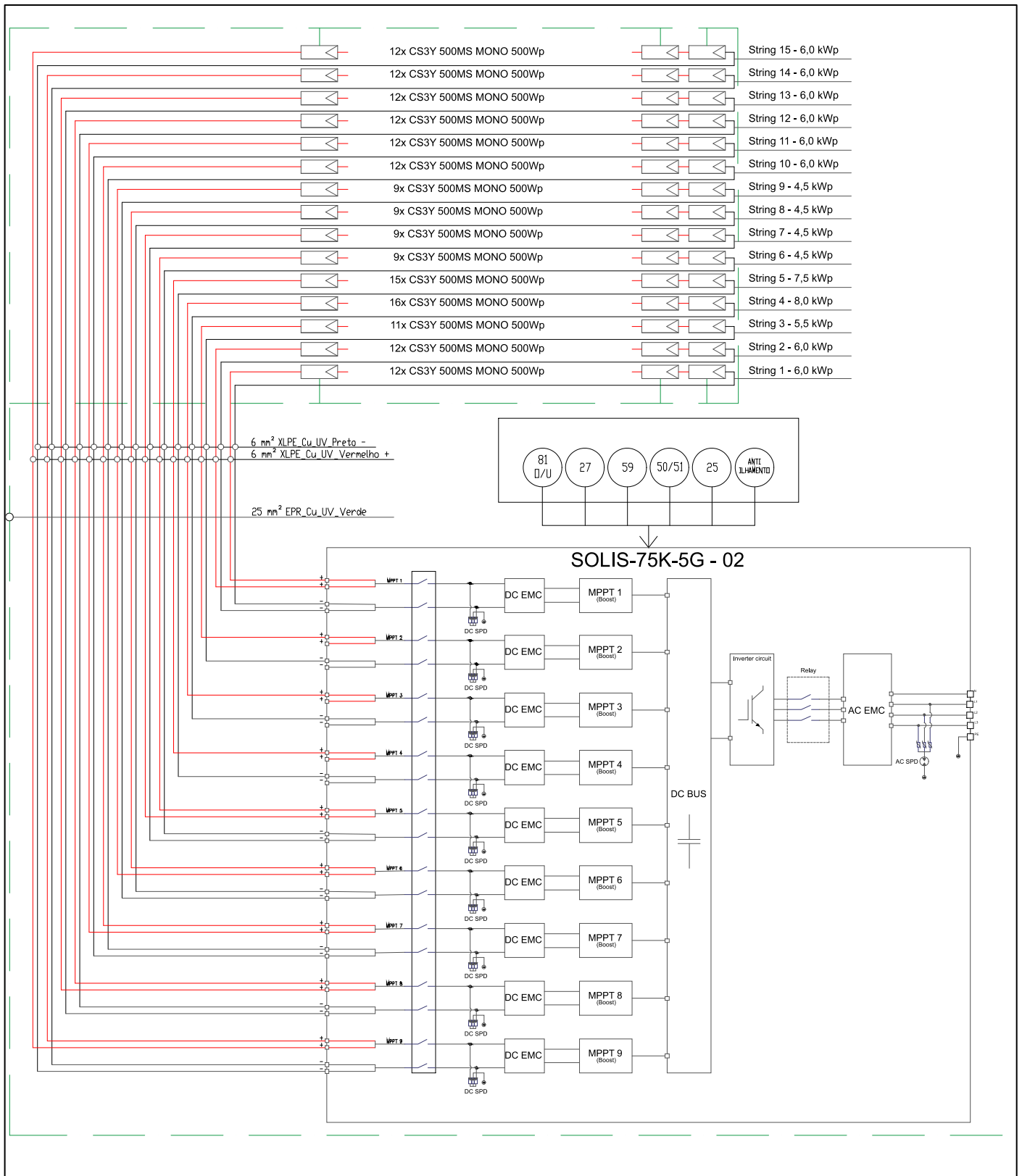


Figura 13: Configuração de módulos conectados ao inversor 2 SOLIS 75K-5G.

2.1.3 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO CC E CA

Para a proteção no lado CC da UFV, são previstos quadros de junção CC (ou *string box*) com possibilidade de conexão de até duas séries fotovoltaicas. O quadro de junção CC utilizado no projeto da usina solar fotovoltaica é mostrado na Figura 14, do tipo embutido/incluso no equipamento, no qual os seguintes dispositivos são destacados:

- Dispositivo de proteção contra surtos (DPS) CC, classe II, conforme informações elétricas da Tabela 8.
- Seccionadora bipolar CC, conforme informações elétricas da Tabela 8;
- Fusíveis CC 20 A, conforme informações elétricas da Tabela 8.

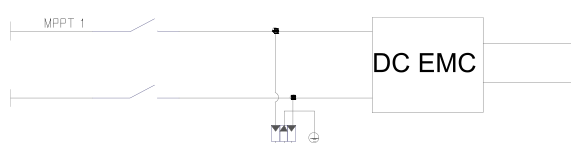


Figura 14: Quadro de junção CC.

Tabela 8: Resumo das características elétricas para os inversores 1 e 2.

Parâmetros gerais	Símbolo	Valor
Número de caixas CC por inversor	$N_{jun,cc}$	9
Número total de caixas CC	$N_{t,cc}$	36
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
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 e Vermelho
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}	1200 V
Seção máxima de condutor de entrada	-	6 mm ²
Parâmetros fusível	Símbolo	Valor
Tensão de isolamento	V_{fus}	1000 V
Corrente de fundição	I_{fus}	20 A

Para a proteção no lado CA da UFV, são previstos quadros de junção CA conforme Figura 15. Dois inversores são conectados ao quadro de junção CA, sendo necessários um total de 1 quadro CA compondo a UFV. Além disso, os seguintes dispositivos são destacados por quadro CA:

- 2 x Disjuntores tripolar caixa moldada 150 A, 20kA;
- 1 x Disjuntor tripolar caixa moldada 300 A, 20kA.
- Dispositivo de proteção contra surtos elétricos CA:
 - Corrente de descarga nominal 20 kA;
 - Corrente de descarga máxima 45 kA;
 - Tensão máxima de operação contínua 275V;
 - Classe II;
 - Frequência de operação 60 Hz.

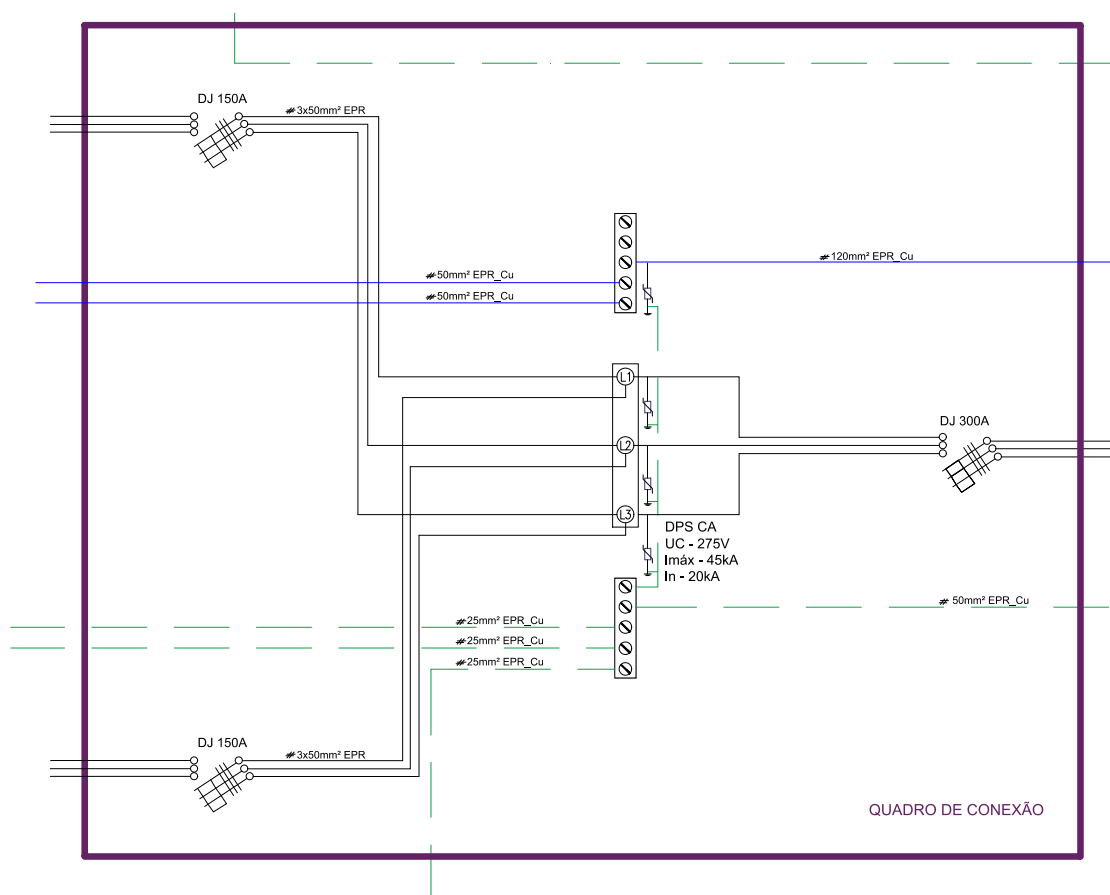


Figura 15: Quadro de junção CA.

2.1.4 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CC

As premissas para dimensionamento dos cabos CC da série e arranjo fotovoltaico são destacadas na Tabela 9.

Tabela 9: Premissas para dimensionamento de cabos CC.

Premissas e considerações
Cabos satisfazem NBR 16612 e 16690
Temperatura ambiente: 30°C
Temperatura de operação: 90°C
Cabos instalados ao ar livre protegidos do sol
Método de instalação com dois cabos unipolares encostados um ao outro na horizontal
Distância máxima da série fotovoltaica ao respectivo inversor: 50m
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 9, o dimensionamento dos cabos CC é desenvolvido de acordo com as diretrizes da ABNT NBR 16690, satisfazendo os critérios de seção transversal mínima, máxima condução de corrente e queda de tensão, simultaneamente. Os resultados dos cálculos são mostrados na Tabela 10.

Tabela 10: Dimensionamento dos cabos CC de acordo com a ABNT NBR 16690.

Crítérios	Bitola calculada
Seção transversal mínima	2,5 mm ²
Máxima condução de corrente	6 mm ²
Queda de tensão	6 mm ²
Bitola do cabo CC final	6 mm²

2.1.5 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CA

As premissas para dimensionamento dos cabos CA são destacadas na tabela 11. Os dimensionamentos levam em consideração as distâncias: (1) dos inversores ao quadro junção CA; e (2) dos quadros de junção CA ao quadro geral de baixa tensão (QGBT) da usina solar fotovoltaica.

Tabela 11: Premissas para dimensionamento de cabos CA.

Premissas e considerações
Isolação EPR, cabo unipolar 0,6/1 kV de cobre
Linha elétrica eletrocalha de aço, com três condutores carregados (um único circuito por linha elétrica)
Método de instalação com cabos unipolar em eletroduto aparente sobre a parede ou ligeiramente espaçado
Distância máxima do inversor ao quadro de junção CA: 25 m
Distância máxima do quadro de junção CA ao QGBT da usina FV: 10 m
Queda de tensão máxima inferior a 4%
Temperatura ambiente: 30°C
Proteções de sobrecorrente e curto-circuito devidamente dimensionadas

A partir das premissas da Tabela 11, o dimensionamento dos cabos CA é desenvolvido de acordo com as diretrizes da ABNT NBR 5410, satisfazendo os critérios de seção transversal mínima, máxima condução de corrente e queda de tensão, simultaneamente. Parte-se do pressuposto que os dispositivos de proteção foram devidamente dimensionados na seção anterior, de forma que os critérios de sobrecarga e curto-circuito já estão sendo satisfeitos. Os resultados dos dimensionamentos são mostrados na Tabela 12.

Tabela 12: Dimensionamento dos cabos CA de acordo com a ABNT NBR 5410.

	Crítérios	Bitola calculada
Inversor ao quadro junção CA	Seção transversal mínima	2,5 mm ²
	Máxima condução de corrente	50 mm ²
	Queda de tensão	50 mm ²
	Bitola do cabo CA final	50 mm²
Quadro junção CA ao QGBT da UFV	Seção transversal mínima	2,5 mm ²
	Máxima condução de corrente	120 mm ²
	Queda de tensão	120 mm ²
	Bitola do cabo CA final	120 mm²

2.1.6 ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO E ATERRAMENTO DA UFV

A usina fotovoltaica é interligada ao eletrodo de aterramento da unidade consumidora previamente existente. A Tabela 13 apresenta a seção transversal dos condutores de aterramento do lado CC e CA da usina solar fotovoltaica, devidamente dimensionada conforme ABNT NBR 5410 e 16690.

Tabela 13: Dimensionamento dos condutores de aterramento do lado CC e CA da UFV.

Seção transversal dos condutores de aterramento	Valor
Aterramento de estruturas e carcaças metálicas no lado CC	6 mm ²
Aterramento de estruturas e carcaças metálicas no lado CA	25 mm ²
Condutor de cobre nu, constituindo eletrodo de aterramento	50 mm ²

No lado CC da usina solar fotovoltaica, o condutor de aterramento utilizado para aterrar as partes metálicas expostas do arranjo fotovoltaico tem seção mínima de 6 mm² de cobre. No lado CA, com seção mínima de 25 mm².

Com relação à montagem, os módulos são dispostos em perfis fixados no telhado. O ângulo de instalação dos módulos, em relação a superfície, é de 4° (igual à inclinação do telhado). Perfis e suportes são de alumínio liga 6063-T5 anodizado fosco e periféricos em aço Inox 304 para garantir maior resistência à corrosão. Os sistemas de fixação da estrutura resistem a rajadas de vento, com velocidade de até 120km/h. A Tabela 14 apresenta uma estimativa de

materiais necessários para implantação da UFV, no que diz respeito às estruturas de fixação e aterramento.

Tabela 14: Estimativa de materiais necessários para implantação da UFV.

Materiais	Qtd. estimada
Cabo solar preto com proteção UV x 6mm ²	1400 m
Cabo solar vermelho com proteção UV x 6mm ²	1400 m
Cabo solar Verde/Amarelo com proteção UV x 6mm ²	200 m
Cabo CA x 50mm ² isolação EPR 1kV preto	150 m
Cabo CA x 120mm ² isolação EPR 1kV preto	30 m
Cabo CA x 50mm ² isolação EPR 1kV azul	50 m
Cabo CA x 50mm ² isolação EPR 1kV verde	50 m
Cabo CA x 25mm ² isolação EPR 1kV verde	50 m
Conectores MC4 Macho+Fêmea	36 un.
Perfil de alumínio 2,40m	390 un.
Grampo intermediário 2 peças	280 un.
Haste suporte 4 peças	151 un.
Suporte L 4 peças	151 un.
Grampo final/terminação	70 un.
Emenda para perfil de alumínio	340 un.
Split Bolt PF150	6 un.

2.2 DIMENSIONAMENTO DA CABINE PRIMÁRIA

2.2.1 TOPOLOGIA EXISTENTE

A Figura 16 mostra a topologia de cabine primária abrigada para geração distribuída solar fotovoltaica já existente, contemplando também o ponto de conexão e a usina fotovoltaica. Como características principais, nota-se proteção e medição em média tensão, para esta faixa de potência. O disjuntor de proteção MT é do tipo PVO (pequeno volume de óleo), sem motorização e bobina de mínima. Para implantação do projeto será necessário o retrofit do disjuntor de média tensão, contemplando a inclusão de motorização e também com bobina de abertura e mínima.

Neste ponto é importante salientar, que antes de uma possível apresentação de projeto para um possível cliente, as características da subestação existentes devem ser seriamente levadas em consideração na análise do projeto como um todo. Os custos de adequação e adaptação de estruturas existentes podem vir a minar as análises de investimento, colocando o cliente de frente com uma situação de investimento prévio a ser realizado, que será determinante no processo de homologação junto à concessionária de energia do projeto do sistema fotovoltaico. Neste estudo, portanto serão considerados os custos para melhor análise de viabilidade.

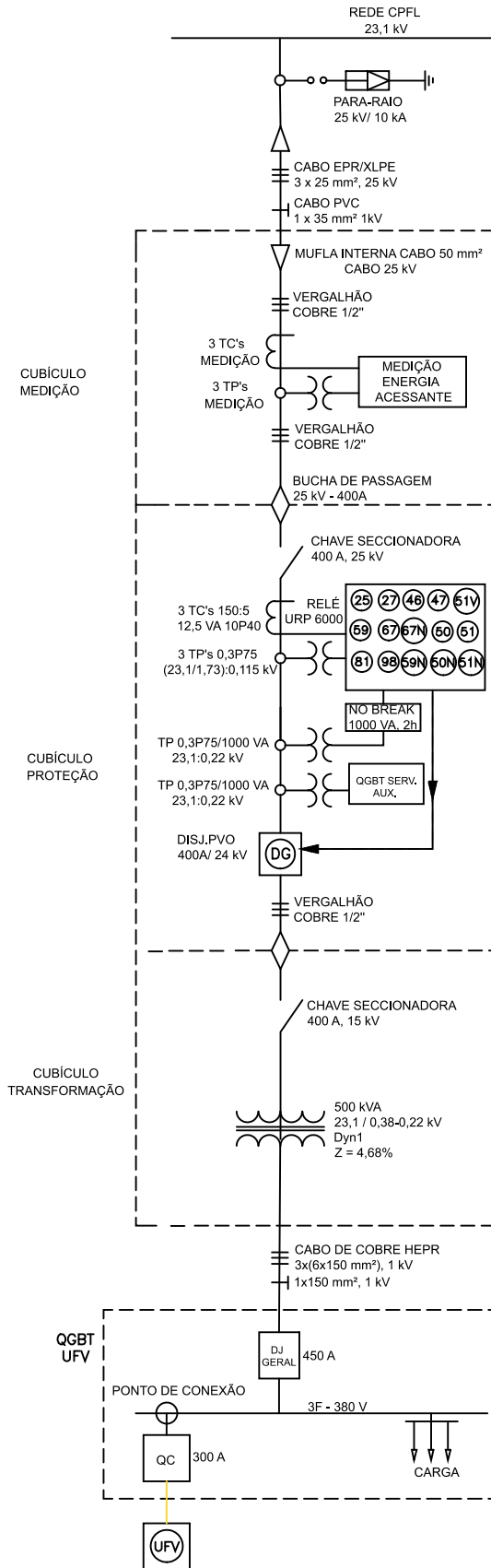


Figura 16: Topologia da subestação existente incluindo usina solar fotovoltaica.

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

2.2.2 CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS E ELÉTRICAS DA SUBESTAÇÃO

O cliente já possui no local, subestação abrigada com transformador de 500 kVA. Portanto, não é necessária a construção de uma cabine e ou cubículo blindado. Somente será calculado a adequação da proteção seguindo critérios normativos.

Como a demanda contratada do cliente atualmente é de 78 kW e o projeto da usina solar fotovoltaica comporta 150kW, será encaminhado junto da consultade acesso a solicitação apenas de aumento de demanda, visto que a capacidade da cabine existente é satisfatória.

A Figura 17 mostra as dimensões da subestação em alvenaria já existente, com entrada de fornecimento subterrâneo de 21,3kV.

Já a Tabela 15 apresenta as características dos equipamentos da subestação: tirante da bucha de passagem, barramento de vergalhão, cabos de MT de cobre, terminais de MT 25 kV, condutores de aterramento do cubículo de transformação.

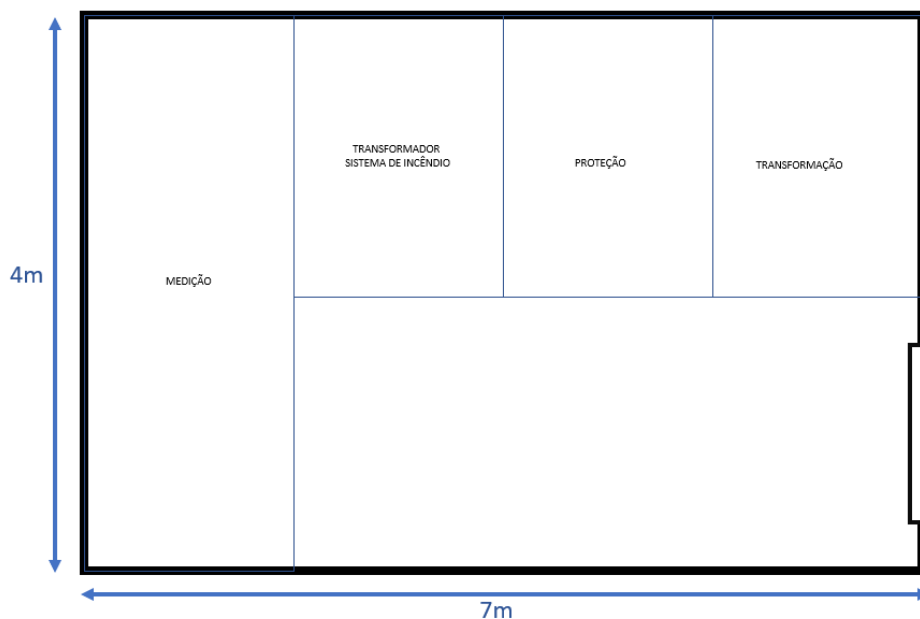


Figura 17: Dimensões da subestação existente.

Tabela 15: Dimensionamento dos equipamentos da subestação.

Equipamento	Grandeza	Valor
Tirante da bucha de passagem	Diâmetro	1/2"
Barramento de vergalhão MT	Diâmetro	1/2"
Cabos MT cobre ponto de entrega à mufla da subestação (ramal de entrada)	Seção nominal	25 mm ²
Terminais de MT 25kV	Seção nominal	25 mm ²
Condutores de aterramento cobre nu	Seção transversal	50 mm ²

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

Tendo em vista que os TCs e TP's da SE existente são demasiadamente antigos, com aproximadamente 30 anos de instalação, recomenda-se a troca por modelos modernos e atuais. Para tanto, a especificação correta a ser utilizada será calculada e ofertada ao cliente a possibilidade de *upgrade* uma vez que será realizado *retrofit* do disjuntor de média tensão.

Para correto dimensionamento dos TCs, é preciso que se tenha uma correta interpretação das correntes de defeito, sem sofrer os efeitos de sensibilidade e saturação. Somente devem entrar em saturação para valores de elevada indução magnética, tipicamente utilizado uma corrente de 30 vezes a corrente nominal primária do TC. A Figura 18 retrata o transformador abaixador existente na subestação do cliente, onde observa-se a potência de 500 kVA e impedância $Z=4,68\%$.



Figura 18: Plaqueta de identificação de transformador existente.

O dimensionamento do TC leva em consideração a maior e menor corrente circulante neste equipamento. Tipicamente, a menor corrente é dada pela corrente de pick-up das proteções de sobrecorrente direcionais, enquanto a maior corrente é dada pela corrente de defeito na respectiva barra em que o TC está conectado. As correntes de pick-up ou partida são dadas por 105% da corrente demandada para proteção rede-acessante e 105% da corrente da usina fotovoltaica para proteção acessante-rede, conforme equações (16) e (17). Para cálculo de corrente de partida de fase $I_{pickup(67-1)}$ [Acessante - Rede]:

$$I_{pickup(67-1)F} = \frac{P_{usina(FV)} * 1,05}{\sqrt{3} * V_{linha} * FP} = 4,62 \text{ A} \quad (17)$$

onde:

- $P_{usina(FV)}$: Potência total dos inversores, igual a 150kW;
- V_{linha} =Tensão de linha da rede, igual a 23,1kV
- FP=Fator de potência de 0,92.

Para cálculo de corrente de partida fase (A) [Rede- Acessante]

$$I_{pickup(67-2)F} = \frac{PGD * 1,05}{\sqrt{3} * V_{linha} * FP} = 4,62 \quad (18)$$

onde:

- PGD=Potência Geral Demandada, igual a 150kW (solicitado aumento);
- A nova demanda contratada é igual a 32,6% da capacidade do transformador;
- V_{linha} =Tensão de linha da rede, igual a 23,1kV;
- FP=Fator de potência de 0,92;

Também pode-se calcular as correntes de partida de neutro das proteções temporizadas, direcionais de sobrecorrente, sabendo que elas são (i) 30% da corrente de partida de fase ajustada na proteção rede-acessante, (ii) 30% da corrente de partida de fase ajustada proteção acessante-rede. Logo:

Para cálculo de corrente de partida de neutro (A) [Acessante - Rede]

$$I_{pickup(67-1)N} = 30\% * I_{fase} = 1,39 \text{ A} \quad (19)$$

Para cálculo de corrente de partida de neutro (A) [Rede-Acessante]

$$I_{pickup(67-2)N} = 30\% * I_{fase} = 1,39 \text{ A}$$

(20)

Em acordo com a NBR6856/2015 e pelos critérios de SENSIBILIDADE e de SATURAÇÃO, a correta especificação dos TCs será calculada a seguir.

Para sensibilidade, considera-se que a menor corrente de partida (calculadas nas equações (17) à (20)) seja no mínimo superior a 0,8% da corrente primária do TC:

$$I_{\text{primárioTC}} \leq \frac{I_{\text{mínima}}}{0,8\%} = 173,7 \text{ A} \quad (21)$$

Para saturação, leva-se em conta os níveis de curto circuito do barramento fornecidos pela concessionária mostrado na Figura 19, adotando a relação de corrente de 40 vezes a primária do TC. Logo,

$$I_{cc3f} (\text{assimétrico}) \leq 30 * I_{\text{primáriaTC}} \rightarrow I_{\text{primáriaTC}} \geq 128,85 \text{ A} \quad (22)$$

Adotando-se a corrente secundária do TC igual a 5A, a relação de transformação deve ficar entre: $25,77 \leq RTC \leq 34,75$. A partir deste ponto, o valor de mercado de 30 é adotado, e portando $RTC=30$.

O transformador de corrente deve ser projetado conforme ABNT NBR 6856. A Figura 19 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 $RTC=30$ e TC 12,5VA 10P40, classe de exatidão 10% e fator de multiplicidade de corrente nominal igual a 40 são utilizados para atender ambos os critérios. O detalhamento e valores dos cálculos são mostrados a seguir.

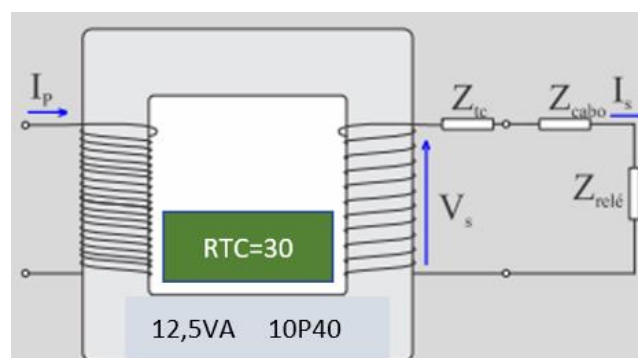


Figura 19: Esquemático utilizado para dimensionamento do TC.

Cálculo de saturação dos TCs

Utilizando um relé com carga de 0,3 VA e 15 metros de condutores de cobre de 2,5 mm², temos:

$$\begin{aligned} Z_{\text{total}} &= Z_{\text{cabo}} + Z_{\text{relé}} + Z_{\text{tc}} \\ Z_{\text{cabo}} &= 0,02 \times L/S \rightarrow Z_{\text{cabo}} = 0,02 \times 15/2,5 = 120 \text{ m}\Omega \\ Z_{\text{relé}} &= Z_{\text{fase}} + (3 \times Z_{\text{neutro}}) \rightarrow Z_{\text{relé}} = 7 + (3 \times 7) = 28 \text{ m}\Omega \end{aligned} \quad (23)$$

A impedância dos TC deve ser obtida com o fabricante. Na falta de maiores informações, e considerando-se um TC com baixa reatância de dispersão, apenas a resistência é importante e pode ser considerada com 20% da carga do TC. Assim, para o TC que estamos verificando, com impedância de carga 0,5 Ω (obtido da tabela 10 da ABNT NBR 6856):

$$\begin{aligned} Z_{\text{tc}} &= 100 \text{ m}\Omega \\ Z_{\text{total}} &= Z_{\text{cabo}} + Z_{\text{relé}} + Z_{\text{tc}} = 120 + 28 + 100 = 248 \text{ m}\Omega \end{aligned} \quad (24)$$

Para o caso da corrente de falta trifásica:

$$\begin{aligned} I_{\text{cc}} &= I_{\text{cc}} (3\Phi \text{ sim}) / RTC \\ I_{\text{cc}} &= 5154 / RTC = 5154 / 30 = 171,8\text{A} \end{aligned} \quad (25)$$

Logo,

$$\begin{aligned} V_{\text{sat}} &= I_{\text{cc}} \times Z_{\text{total}} \\ V_{\text{sat}} &= 171,8 \times 0,248 \\ \mathbf{V_{\text{sat}} \sim 42,60V} \end{aligned} \quad (26)$$

Para confirmação, calcula-se $V_{\text{sat}}(\text{máx})$:

$$\begin{aligned} V_{\text{sat}}(\text{máx}) &= I_{\text{secundário}} \times F_{\text{multiplicidade}} \times Z_{\text{carga}} \\ V_{\text{sat}}(\text{máx}) &= 5 \times 30 \times 0,5 \\ \mathbf{V_{\text{sat}}(\text{máx}) \sim 75V} \end{aligned} \quad (27)$$

Como a $V_{\text{sat}}(\text{tc}) \leq V_{\text{sat}}(\text{máx})$, conclui-se que o TC não satura. Assim, **3 TCs tipo 12,5VA 10P40** terão as seguintes características técnicas:

- Relação \rightarrow **150/5**
- Classe de exatidão \rightarrow **10B100**
- Classe de tensão \rightarrow **25kV**

- Carga nominal → **12,5 VA**
- Fator térmico → **1,2 x In**

Com relação ao dimensionamento dos TPs de proteção, a Tabela 16 resume as principais especificações do equipamento projetado. No total serão 5 TPs sendo 3 para proteção e 2 para alimentação.

Tabela 16: Dimensionamento de TP de medição em 23,1kV.

Parâmetro	Símbolo	Valor
Relação de transformação	RTV	70:1
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 17 e 18 mostram as demandas da carga da subestação e da proteção, exigindo dois TPs com potência térmica de 1500 VA.

Tabela 17: 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 18: Quadro de carga da subestação para alimentação da proteção.

Carga	Qtd.	Potência individual			Potência total		FD	Demanda	
		kW	FP	kVA	kW	kVA		kW	kVA
Lâmpada disjuntor ON	1	0,003	0,85	0,003	0,003	0,003	0,5	0,001	0,002
Lâmpada disjuntor OFF	1	0,003	0,85	0,003	0,003	0,003	0,5	0,001	0,002
Lâmpada mola carregada	1	0,003	0,85	0,003	0,003	0,003	1	0,003	0,003

Motor carregamento mola	1	0,6	0,85	0,7	0,6	0,7	1	0,6	0,7
Bobinas de fechamento e abertura	2	0,085	0,85	0,1	0,17	0,2	1	0,17	0,2
Cargas no no-break	1	0,085	0,85	0,1	0,085	0,85	1	0,085	0,85
Carga relé	1	0,005	0,85	0,006	0,005	0,006	1	0,085	0,85
Demanda total em kVA									1,013

Finalmente, as especificações do disjuntor de MT já existente no local, porém por não possuir motorização para comando das proteções via relé, deverá ser previsto o *upgrade/retrofit* do mesmo para correta operação.

Tabela 19: Especificação do disjuntor de MT.

Parâmetro	Valor
Tensão máxima de operação	kV
Tensão nominal de operação	24 kV
Corrente máxima de interrupção	12,5 kA
Tecnologia de interrupção	PVO
Corrente nominal	400 A
Tempo de fechamento	60 ms
Tensão nominal de impulso	125 kV
Massa	100 kg
Tensão nominal de alimentação auxiliar	220 Vca

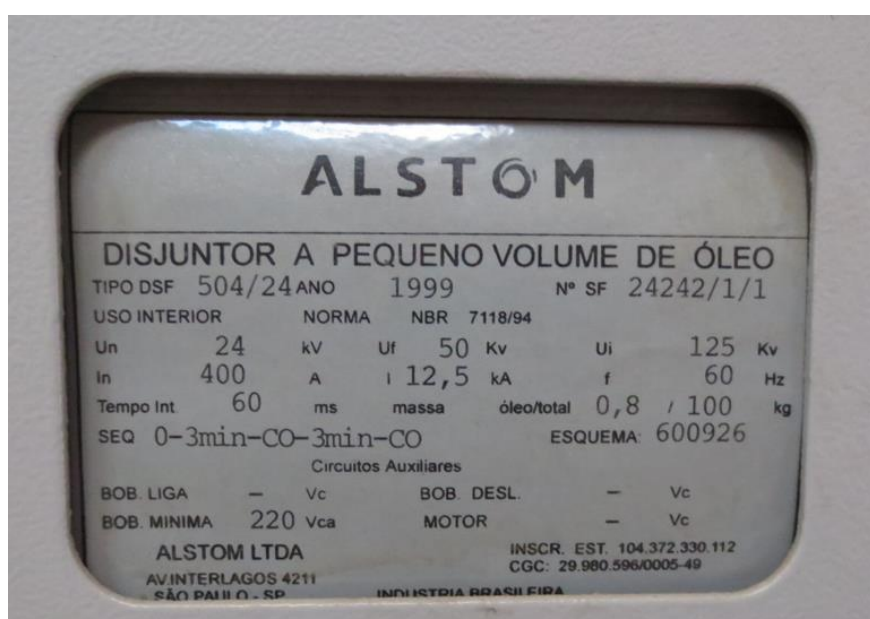


Figura 20: Disjuntor existente.

2.2.4 ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO

Como a subestação já está instalada, foi possível detectar malha de aterramento do tipo quadrado cheio (conforme Figura 21) composta por 4 eletrodos (hastes de aterramento+condutor), interligados por condutor de cobre nu, rígido, seção 50 mm².

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

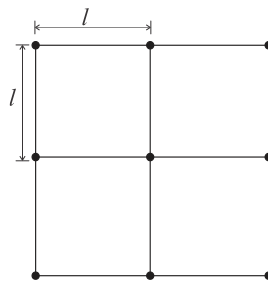


Figura 21: Malha de aterramento tipo quadrado cheio.

Foi verificado, portanto, que o aterramento existente atende aos requisitos mínimos da GED 2855 CPFL, redigidos abaixo:

6.6.1.3- A resistência máxima de terra permissível é de 10 Ohms em terreno úmido e de 25 Ohms em terreno seco, devendo ser usado para tanto, o número de hastes e as profundidades que forem necessárias, observando-se que a malha de aterramento deve ser composta de no mínimo 3 hastes. A distância entre hastes deve ser no mínimo igual ao seu comprimento.

6.6.1.5- As interligações entre as hastes (malha), devem ser efetuadas através de cabo de cobre nu com seção mínima de 50mm², ao no mínimo 60cm de profundidade.

6.6.1.6- Em posto de transformação abrigado em alvenaria, no piso junto à parede, deve ser instalado um anel de aterramento de cabo de cobre nu 35mm², onde são efetuados os aterramentos dos equipamentos, ferragens e neutro, sendo este interligado à malha. **6.6.1.7-** Todas as partes metálicas não energizadas da cabine, devem ser interligadas ao anel de aterramento indicado no item anterior, através de fio ou cabo de bitola mínima de 25mm² de cobre nu.

2.3 ESTUDOS DE PROTEÇÃO

2.3.1 CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

Como no parecer de acesso foi disponibilizado apenas os dados do ponto de entrega para efeito de adequação da subestação, considera-se os valores padronizados obtidos na norma CPFL GED 2855 - item 6.4.7.2.2: nível de curto circuito de 500MVA (25kV).

Os valores base utilizados para os cálculos de curto circuito estão apresentados na Tabela 20.

Tabela 20: Valores base utilizados nos estudos de proteção.

Grandezas	Símbolo	Valor
Potência aparente de base	S_b	500 MVA
Tensão primária de base	V_b	23,1 kV

Baseado na Tabela 20, a corrente de base (sistema pu) é definida como:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}V_b} = \frac{500 \text{ MVA}}{\sqrt{3} 23,1\text{kV}} = 12.497 \text{ A} \quad (28)$$

Os dados de nível de curto-circuito e impedância de sequência equivalente do ponto de acesso do estudo foram fornecidos, através do parecer de acesso, conforme mostrado na Tabela 21.

Tabela 21: Impedância e correntes de curto-circuito disponibilizados

Corrente de curto-circuito	Simétrica (A)	Assimétrica (A)
Trifásico	5154	
Bifásico	4463	
Fase-terra	2617	

Impedância equivalente	Sequência + [Ω]	Sequência - [Ω]	Sequência 0 [Ω]
	$Z_{eq}^+ = 1,0456 + j2,3667$	$Z_{eq}^- = 1,0456 + j2,3667$	$Z_{eq}^0 = 4,0057 + j9,2701$

As impedâncias de sequência dos cabos de cobre da instalação do acessante, utilizadas no cálculo de curto-circuito, são mostradas na Tabela 22.

Tabela 22: Dados de impedância de sequência dos cabos de cobre utilizados na rede interna do acessante. *Valores obtidos para uma temperatura de 90 °C.

Seção [mm^2]	Sequência zero* - Z^0	Sequência pos. e neg.* - $Z^+ = Z^-$
25	$2,6891 + j2,6692 \Omega/\text{km}$	$0,8891 + j0,1164 \Omega/\text{km}$

OBS.: Temperatura ambiente considerada de 30°C.

Os níveis de curto-circuito foram determinados considerando o ponto de entrega, o ramal de entrada subterrâneo e os demais componentes da cabine. Para definição de alguns parâmetros da proteção, é necessário definir as características do transformador de potência instalado, cujas informações estão apresentadas na Tabela 23.

Tabela 23: Características elétricas do transformador a seco.

Característica dos transformadores	Valor
Potência aparente [kVA]	500
Tensão primária [V]	23100
Tensão secundária [V]	380
Impedância [%]	4,68 %
Classe material isolante	ONAN
Grupo de ligação	Dyn1
Frequência [Hz]	60
X/R	4,11

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

Nos cálculos de curto-circuito apresentados na Figura 22, as seguintes premissas foram adotadas:

- As impedâncias de sequência foram obtidas através das Tabelas 22. A impedância do transformador foi obtida conforme Tabela 23. A Tabela 24 mostra as impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema, referenciadas à Figura 22.
- 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.

Portanto, de acordo com estas informações, os estudos de curto-circuito consideram a contribuição de corrente de uma UFV limitada em 2 pu com duração de até 10 ciclos (167 ms). Além disso, a corrente nominal em média tensão da UFV para um fator de potência de 0,92 é de 4,075 A.

Contribuição concessionária:

BARRAS DO SISTEMA	I _{cc} 3F [A]	I _{cc} FT [A]
P1	5154	2617
P2	5137	2607
P3	5132	2603
P4	16425	16691
P5	13005	5836

Contribuição acessante:

BARRAS DO SISTEMA	I _{cc} 3F [A]	I _{cc} FT [A]
P1	7,88	4,0
P2	7,88	3,9
P3	7,88	3,9
P4	492	500
P5	495	222

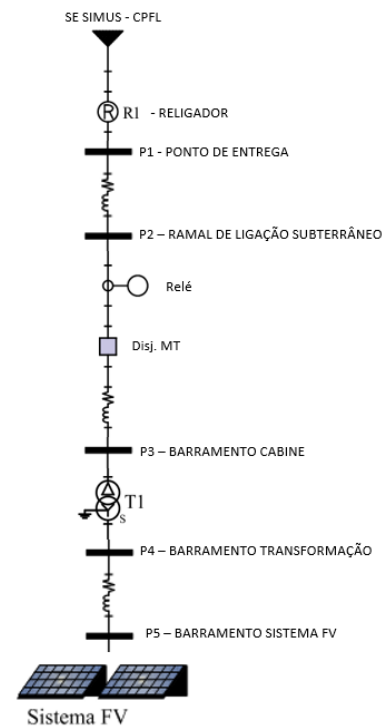


Figura 22: Resumo das contribuições das correntes de curto nas diversas barras.

Tabela 24: Impedâncias equivalentes de sequência positiva e zero do sistema.

Referência na Figura 23	Comprimento [km]	Impedância eq. de sequência positiva [Ω]	Impedância eq. sequência zero [Ω]
Impedância 1	0,015	0,01422 + j0,0028	0,0423 + j0,0273
Impedância 2	0,005	0,0047 + j0,0009	0,0141 + j0,0091
Impedância 3	0,050	0,0010 + j0,0008	0,0160 + j0,0205

2.3.2 PARAMETRIZAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

A Tabela 25 apresenta as características das curvas de proteção de fase e neutro do religador para coordenação com a proteção do acessante.

Tabela 25: Ajustes de religadores para coordenação, fornecidas pela concessionária.

Ajuste de fase		Ajuste de neutro	
Pick-up	600 A	Pick-up	72 A
Curva	IEC VI (Muito inverso)	Curva	TD (Tempo definido)
Dial	0,2	Tempo	6 s

A Tabela 26 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 CPFL - GED33 para este acessante são:

- Função 32(1) e (2) - Direcional de potência
- Funções 67(1) e (2), 67N(1) e (2) – Direcional de corrente de fase e neutro.

As proteções serão parametrizadas no relé de proteção PEXTRON URP 6000, instalado em cubículo de proteção abrigado. A Tabela 26 apresenta um resumo das proteções implementadas e suas respectivas parametrizações/ajustes conforme norma CPFL. Conforme mostrado anteriormente, três TPs, conectados em estrela $21.300/\sqrt{3} - 115V (70:1)$ e três TCs 150/5A são utilizados para adequar os sinais primários aos níveis requeridos pelo relé.

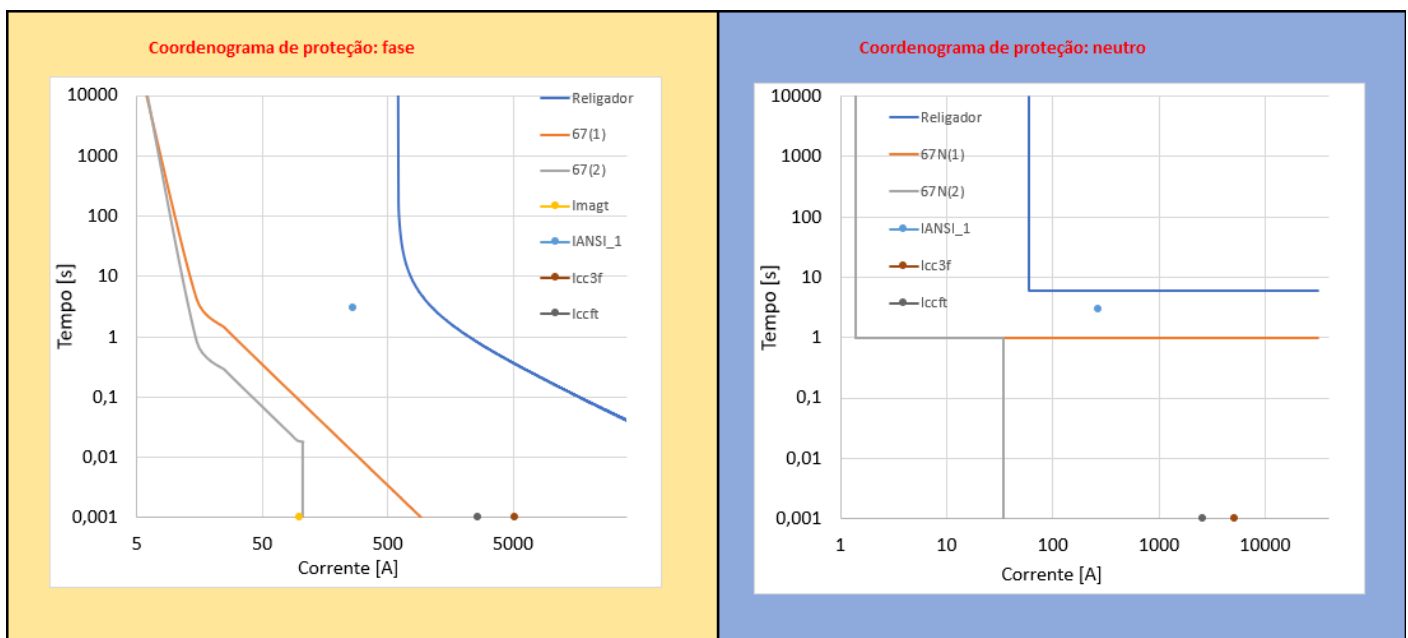
Tabela 26: Definição das proteções e suas respectivas parametrizações de acordo com a norma CPFL GED15303.

Código ANSI	Descrição	Parâmetro	Ajuste	Referência
32 (1)	Direcional de Potência (Sentido CPFL)	Potência Ativa	157,5 kW	GED15303 Ítem 6.4.2
		Tempo	1 s	
32 (2)	Direcional de potência (sentido acessante)	Potência Ativa	157,5 kW	GED15303 Ítem 6.4.2
		Tempo	1 s	
67 (1)	Direcional de sobrecorrente de fase (sentido conc.)	Pickup (A)	4,64 A	GED167 pág-4
		Curva	EI	
		Dial	0,5 s	
		Instantâneo	Desat.	
		Ângulo	45°	
67 (2)	Direcional de sobrecorrente de fase (sentido acessante)	Pickup (A)	4,64 A	GED167 pág-4
		Curva	EI	
		Dial	0,1 s	
		Instantâneo	104,7 A	
		Ângulo	45°	
67N (1)	Sobrecorrente de neutro	Pickup (A)	1,38 A	GED167 pág-5
		Curva	Tempo definido	
		Dial	1 s	
		Instantâneo	Desat.	
		Ângulo	110°	
67N (2)	Direcional de Sobrecorrente de neutro	Pickup (A)	1,38 A	GED167 pág-5
		Curva	Tempo definido	
		Dial	1 s	
		Instantâneo	34,55 A	
		Ângulo	110°	

2.3.3 ESTUDO DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO

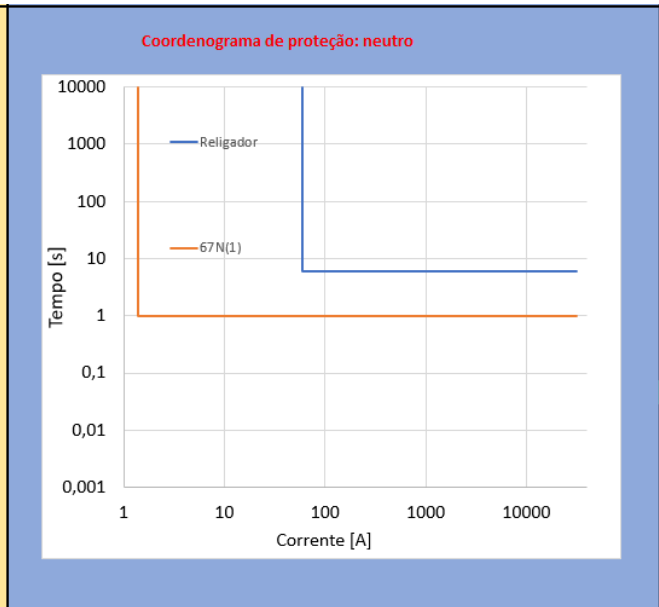
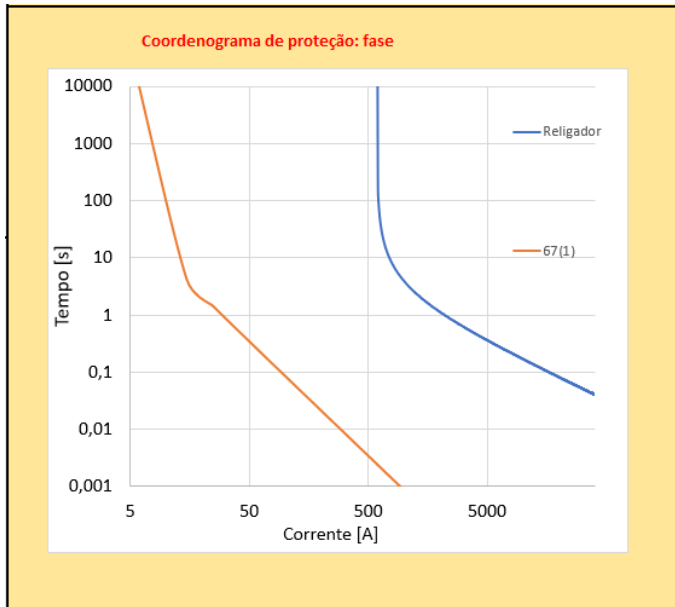
A Figura 23 mostra o coordenograma em papel formatado bi-log tempo \times corrente, onde se pode verificar a coordenação e seletividade da proteção dimensionada para qualquer valor de corrente. As correntes estão referidas ao primário. Além disso, os seguintes pontos de operação podem ser encontrados nos gráficos:

- Correntes ANSI dos transformadores;
- Correntes de curto-circuito trifásico ($I_{cc,3f}$) e fase-terra ($I_{cc,ft}$) fornecidos pela concessionária;
- Corrente de magnetização dos transformadores (I_{mag});
- Curva temporizada IEC muito inversa de fase, do religador;
- Curva temporizada IEC extremamente inversa de fase 67(1), sem unidade instantânea, do relé Pextron URP6000;
- Curva temporizada IEC extremamente inversa de fase 67(2), com unidade instantânea, do relé Pextron URP6000;
- Curva tempo definido de neutro 67N(1), sem unidade instantânea, do relé Pextron URP6000;
- Curva tempo definido de neutro 67N(1), com unidade instantânea, do relé Pextron URP6000.



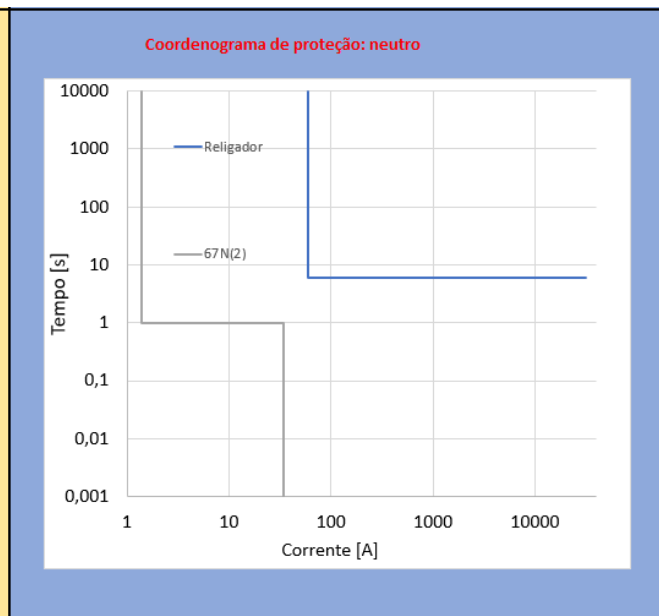
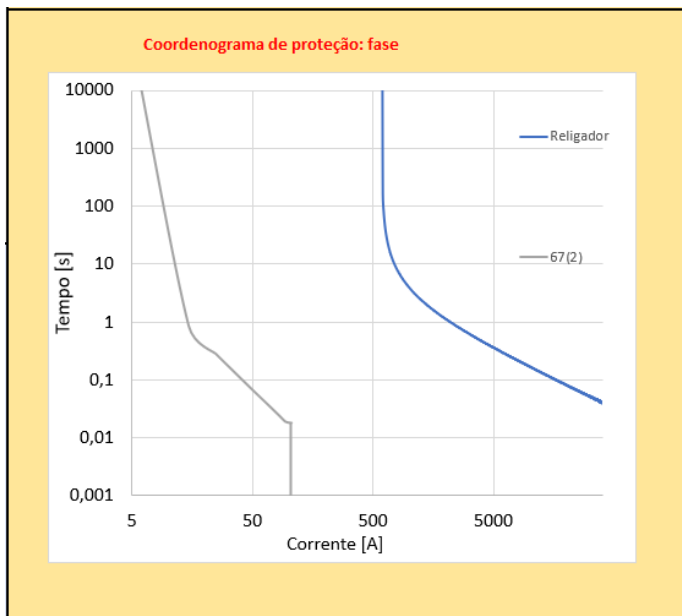
a) Coordenograma total fase

b) Coordenograma total neutro



a.1) Coordenograma fase 67(1)

b.1) Coordenograma neutro 67N (1)



a.2) Coordenograma fase 67(2)

b.2) Coordenograma neutro 67N (2)

Figura 23: Coordenograma das proteções direcionais de sobrecorrente.

3- Análise de Viabilidade Econômica

Este capítulo tem como objetivo verificar a viabilidade econômica da implantação da usina fotovoltaica. A análise financeira não é única e o texto abaixo trata dos critérios adotados para classificar a viabilidade econômica do projeto, assim como as suas particularidades como suas receitas e despesas. Por fim, o estudo do fluxo de caixa mostra a taxa de retorno do investimento e o tempo que ele leva para dar retorno ao cliente. Uma vez concluída a análise técnica de um sistema fotovoltaico com todos os detalhes e custos envolvidos, deve-se verificar cautelosamente a viabilidade financeiro do projeto.

Apesar de trocas serem demandadas, uma vida útil de 25 anos é esperada para a UFV. Esta é a base de tempo de investimento analisada neste trabalho. Para tanto, considera-se diversos fatores técnicos, comerciais e financeiros que nos permitirão concluir a viabilidade do projeto.

3.1 PERCENTUAL DE REDUÇÃO DA CONTA DE LUZ

Com base na produção energética estimada no Capítulo 2, a análise do percentual de redução de consumo pode ser feita. O objetivo do projeto é de zerar o consumo no horário fora ponta e com saldo restante zerar também o consumo na ponta ajustado. Logo, para nova situação, apenas os custos de demanda contratada são considerados conforme Tabela 28. Uma redução de até 73% da conta de luz é alcançada após a instalação da UFV.

	MÉDIA FP	MÉDIA P	DEMANDA
	(kWh)	(kWh)	(kW)
	16685	1759	78
TARIFA	0,39	0,64	15,76
Sub-total	R\$ 6.507,15	R\$ 1.125,76	R\$ 1.229,28
TOTAL	R\$ 8.862,19		

Tabela 27: Custos com energia antes da UFV.

	MÉDIA FP	MÉDIA P	DEMANDA
	(kWh)	(kWh)	(kW)
	0	0	150
TARIFA	0,39	0,64	15,76
Sub-total	R\$ -	R\$ -	R\$ 2.364,00
TOTAL	R\$ 2.364,00		
	REDUÇÃO	73%	

Tabela 28: Custos com energia após a UFV.

A partir deste ponto é possível iniciar uma projeção básica de comparação das duas situações: antes e depois da instalação do sistema fotovoltaico. Para o gráfico da Figura 25 foram consideradas duas premissas básicas: (i) a conta de energia vigente considerando aumento da tarifa de energia de aproximadamente 10% ao ano; e (ii) típico financiamento disponível no mercado em bancos consagrados como Santander, Itaú e BV Financeira, na modalidade de CDC (Crédito Direto com Consumidos) sustentável com estimativa de juros de 1,35% ao mês. Esta análise não é tão detalhada, mas mostra um horizonte a ser seguido.

Tabela 29: Custos de implantação do sistema FV.

Orçamento - Sistema Fotovoltaico			
MÓDULOS	350	R\$ 405.000	R\$ 549.000
KIT CC + CA	1	R\$ 0	
PEXTRON URP6000	1	R\$ 12.000	
EPC	1	R\$ 105.000	
ADEQUAÇÃO SE	1	R\$ 27.000	
Instalação - R\$/MÓD	R\$ 100	350	R\$ 35.000
TOTAL	-	-	R\$ 584.000
TOTAL R\$/KWp			R\$ 3,89

SIMULAÇÃO CDC SOLAR (BASE NA PRICE - PARCELA FIXA)

<i>Valor líquido</i>	R\$ 584.000,00
<i>Parcelas (Máximo 90)</i>	84
<i>Taxa</i>	1,35%
<i>Valor da Parcela</i>	R\$ 11.666,07
<i>Total de acréscimo</i>	R\$ 395.949,62
<i>Valor total com acréscimo</i>	R\$ 979.949,62

Figura 24: Simulação CDC Solar, taxa de 1,35%.

Tendo como base de análise de viabilidade e os níveis de redução de custos, pode-se desenvolver a análise financeira propriamente dita e detalhada. Neste momento, leva-se em conta diversos fatores, que financeiramente colaboram ou prejudicam com a efetivação da instalação da usina fotovoltaica.

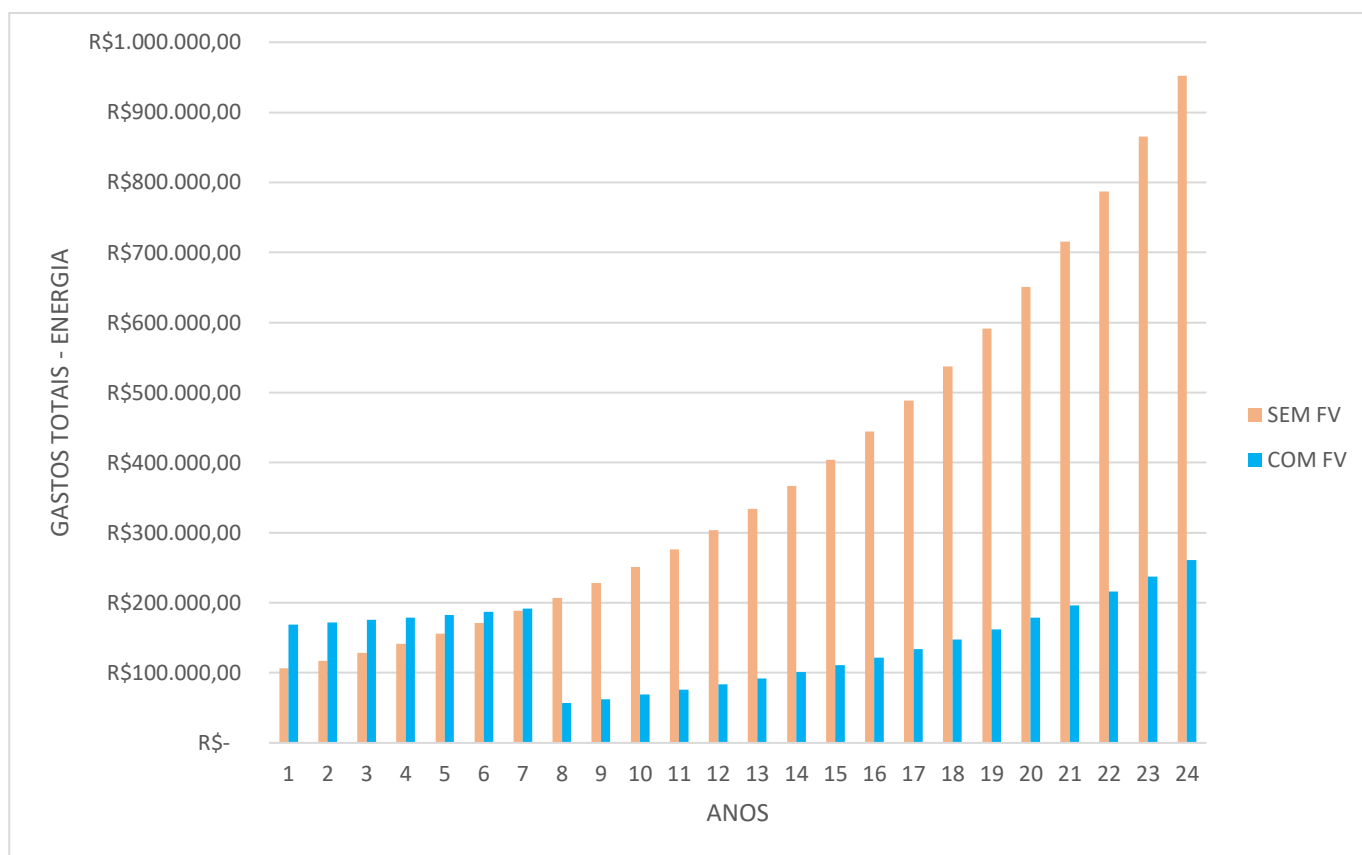


Figura 25: Gráfico comparativo de custos: sem e com a UFV.

3.2 PERDA DE EFICIÊNCIA GRADATIVA DOS MÓDULOS

A Tabela 30 abaixo apresenta estudo comparativo dos valores máximos das taxas de degradação de energia em módulos fotovoltaicos de diversas tecnologias de c-Si (mono e poli), a-Si (junção simples, dupla e tripla), CdTe, CIS (Heteroestrutura In-Ga-Se-S) e c-Si/a-Si, de diversos fabricantes, instalados em condições outdoor, nas dependências do National Renewable Energy Laboratory (NREL), na cidade de Golden no Colorado/EUA. A partir da análise de dados históricos mensais de potência registrados em software dedicado de monitoramento foi possível calcular as taxas de degradação (TD) a partir de regressões lineares. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 30.

Com base neste estudo, a taxa de degradação de 1% ao ano é adotada neste trabalho.

Tabela 30: Tabela de degradação de módulos fotovoltaicos
 Fonte: Adaptado de Osterwald et al. (2006).

Fabricante	Tipo de módulo	Exposição (anos)	Taxa de degradação (% por ano)	Nº de módulos
BP Solar	BP Solar BP 585F (x-Si)	7	-0,30	2
BP Solar	BP 270F (x-Si)	8	-0,32	2
Kyocera	KC40 (poli-Si)	4,5	-0,91	2
Solarex	SX40U (poli-Si)	5,6	-0,01	2
Siemens	PC-4-JF (x-Si)	9,5	-0,51	1
Photowatt	PWX500 (poli-Si)	6	-0,13	1
Sanyo	H124 (a-Si / x-Si HIT)	2,6	-1,59	1
ECD Sovonix	(a-Si)	12	-1,17	1
Solarex	SA5 (a-Si)	12	-0,69	1
Uni-Solar	UPM-880 22W (a-Si)	12	-0,62	2
APS	EP55 (a-Si)	9,5	-1,62	2
Solarex	MST-22ES (a-Si)	6	-0,86	1
Uni-Solar	US-32 (a-Si)	8,5	-0,39	1
EPV	EPV40 (a-Si)	6,5	-1,40	2
BP Solarex	MST-50 MV (a-Si)	4	-2,47	2
Siemens	ST40 (CIS)	7	-1,63	1
Solar Cells Inc.	(CdTe)	10	-1,84	1
Solarex	SX40U (poli-Si)	5,6	-0,01	2

3.3 TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE

A Taxa Mínima de Atratividade é um conceito muito importante aplicado na análise de investimentos. Trata-se de uma taxa de juros que representa o mínimo que o investidor se propõe a ganhar quando aplica seus recursos, ou o máximo que uma entidade está disposta a pagar quando faz um financiamento.

No caso do nosso estudo adotaremos o valor de 5%, partindo-se do pressuposto que outros tipos de investimento navegam na taxa de 3% para um investimento seguro, acima deste valor já entramos na faixa de investimento de risco. Como o sistema fotovoltaico apresenta baixo risco de investimento este valor é bastante coerente.

3.4 REAJUSTE ANUAL DO VALOR DA TARIFA DA CONCESIONÁRIA DE ENERGIA

Para análise de reajuste anual, foi coletado dados específicos da concessionária do local de instalação, neste caso CPFL Piratininga. Por meio do portal na internet da CPFL, é possível obter os dados conforme Tabela 31 do histórico de reajustes de tarifas dos últimos 4 anos. A média de reajuste é adotada como **9,72% ao ano**.

Tabela 31: Histórico efeito médio de reajuste, fonte: portal CPFL.

HISTÓRICO EFEITO MÉDIO DE REAJUSTE (%)				
CPFL PIRATININGA	2018	2019	2020	2021
Resolução ANEEL	2.472/2018	2.627/2019	2.792/2020	2.966/2021
Efeito Médio Grupo A	20,18%	-1,77%	11,27%	5,69%

Todas as premissas anteriormente citadas levam aos valores contidos na Tabela 32, detalhando cada uma das variáveis adotadas

Tabela 32: Variáveis consideradas para cálculo.

Variáveis		
Degradação	1	%aa
TMA (ATRATIVIDADE)	5	%aa
Reajuste tarifa:	9,72	%aa

3.5 FLUXO DE CAIXA

Para cálculo de fluxo de caixa, ainda deve-se incluir: (i) os custos fixos e operacionais que estarão ligados ao projeto, sendo um deles o custo de operação e manutenção da usina, estipulados em aproximadamente 1% do valor global do sistema, com incremento de 10% ao ano (maior que o IGPA); e (ii) os custos com demanda contratada, com incremento semelhante ao do valor da tarifa de energia (9,72% ao ano), que após a instalação da usina terá impacto negativo sobre o resultado financeiro devido ao aumento de demanda previsto neste projeto. Estes dados podem ser observados na Tabela 33.

Tabela 33: Custo operacional do sistema.

CUSTO OPERACIONAL DO SISTEMA			
Manutenção	1%	R\$ 584.000	R\$ 5.840
TOTAL	-	-	R\$ 5.840

Pontos importantes como receita, saldo de energia, valores de tarifa e principalmente do fluxo de caixa para o período de vida útil do sistema (25 anos) permitirá concluir indicadores financeiros importantes e primordiais para uma boa apresentação do projeto, como tempo de retorno do investimento, valor presente líquido, custo médio de energia entre outros que serão analisados na sequência por meio das Tabelas 34 a 36:

Tabela 34: Cálculo de Receita e Saldo de Energia (Fora Ponta).

ANO	CAPEX	PRODUÇÃO	CONSUMO FP	TARIFA FP	RECEITA FP	SALDO FP	DESPEZA FP
N°	(R\$)	(kWh/ano)	(kWh/ano)	(R\$/kWh)	(R\$)	(kW/ano)	(R\$)
1	R\$ 584.000	260.058	200.214	0,31	R\$ 62.066	59.843	R\$ -
2	0	257.457	200.214	0,34	R\$ 68.099	57.243	R\$ -
3	0	254.883	200.214	0,37	R\$ 74.719	54.668	R\$ -
4	0	252.334	200.214	0,41	R\$ 81.981	52.119	R\$ -
5	0	249.810	200.214	0,45	R\$ 89.950	49.596	R\$ -
6	0	247.312	200.214	0,49	R\$ 98.693	47.098	R\$ -
7	0	244.839	200.214	0,54	R\$ 108.286	44.625	R\$ -
8	0	242.391	200.214	0,59	R\$ 118.811	42.176	R\$ -
9	0	239.967	200.214	0,65	R\$ 130.360	39.752	R\$ -
10	0	237.567	200.214	0,71	R\$ 143.031	37.353	R\$ -
11	0	235.192	200.214	0,78	R\$ 156.933	34.977	R\$ -
12	0	232.840	200.214	0,86	R\$ 172.187	32.625	R\$ -
13	0	230.511	200.214	0,94	R\$ 188.924	30.297	R\$ -
14	0	228.206	200.214	1,04	R\$ 207.287	27.992	R\$ -
15	0	225.924	200.214	1,14	R\$ 227.436	25.710	R\$ -
16	0	223.665	200.214	1,25	R\$ 249.542	23.450	R\$ -
17	0	221.428	200.214	1,37	R\$ 273.798	21.214	R\$ -
18	0	219.214	200.214	1,50	R\$ 300.411	18.999	R\$ -
19	0	217.022	200.214	1,65	R\$ 329.611	16.807	R\$ -
20	0	214.852	200.214	1,81	R\$ 361.649	14.637	R\$ -
21	0	212.703	200.214	1,98	R\$ 396.801	12.489	R\$ -
22	0	210.576	200.214	2,17	R\$ 435.370	10.362	R\$ -
23	0	208.470	200.214	2,39	R\$ 477.688	8.256	R\$ -
24	0	206.386	200.214	2,62	R\$ 524.120	6.171	R\$ -
25	0	204.322	200.214	2,87	R\$ 575.064	4.107	R\$ -

Tabela 35: Cálculo de Receita e Saldo de Energia (Ponta).

ANO	NECESSIDADE P	SALDO P	TARIFA P	RECEITA P	DESPESA P	OPEX	DESPESA kW
Nº	(kWh/ano)	(kW/ano)	(R\$/kWh)	(R\$)	(R\$)	(R\$)	(R\$)
1	21.111	16.011	0,50	R\$ 10.555	R\$ -	5.840	22.176
2	21.111	14.397	0,55	R\$ 11.581	R\$ -	5.898	24.332
3	21.111	12.800	0,60	R\$ 12.707	R\$ -	5.957	26.697
4	21.111	11.219	0,66	R\$ 13.942	R\$ -	6.017	29.291
5	21.111	9.654	0,72	R\$ 15.297	R\$ -	6.077	32.139
6	21.111	8.104	0,80	R\$ 16.784	R\$ -	6.138	35.262
7	21.111	6.570	0,87	R\$ 18.416	R\$ -	6.199	38.690
8	21.111	5.052	0,96	R\$ 20.206	R\$ -	6.261	42.451
9	21.111	3.548	1,05	R\$ 22.170	R\$ -	6.324	46.577
10	21.111	2.059	1,15	R\$ 24.325	R\$ -	6.387	51.104
11	21.111	586	1,26	R\$ 26.689	R\$ -	6.451	56.071
12	21.111	-873	1,39	R\$ 28.072	R\$ 1.211	6.516	61.522
13	21.111	-2.317	1,52	R\$ 28.603	R\$ 3.527	6.581	67.501
14	21.111	-3.747	1,67	R\$ 28.995	R\$ 6.258	6.646	74.063
15	21.111	-5.163	1,83	R\$ 29.220	R\$ 9.459	6.713	81.261
16	21.111	-6.564	2,01	R\$ 29.243	R\$ 13.196	6.780	89.160
17	21.111	-7.952	2,21	R\$ 29.025	R\$ 17.539	6.848	97.826
18	21.111	-9.325	2,42	R\$ 28.522	R\$ 22.568	6.916	107.335
19	21.111	-10.685	2,66	R\$ 27.683	R\$ 28.372	6.986	117.768
20	21.111	-12.031	2,91	R\$ 26.452	R\$ 35.052	7.055	129.215
21	21.111	-13.364	3,20	R\$ 24.763	R\$ 42.719	7.126	141.775
22	21.111	-14.683	3,51	R\$ 22.543	R\$ 51.499	7.197	155.555
23	21.111	-15.990	3,85	R\$ 19.707	R\$ 61.531	7.269	170.675
24	21.111	-17.283	4,22	R\$ 16.163	R\$ 72.972	7.342	187.265
25	21.111	-18.563	4,63	R\$ 11.803	R\$ 85.996	7.415	205.467

Tabela 36: Fluxo de caixa em 25 anos.

ANO	FLUXO DE CAIXA	SALDO ACUMULADO	FLUXO DESCONTADO	SALDO DESCONTADO
Nº	(R\$)	(R\$)	(R\$)	(R\$)
1	-R\$ 539.394	-R\$ 539.394	-R\$ 539.394	-R\$ 539.394
2	R\$ 49.451	-R\$ 489.943	R\$ 44.853	-R\$ 494.541
3	R\$ 54.772	-R\$ 435.172	R\$ 47.314	-R\$ 447.227
4	R\$ 60.615	-R\$ 374.556	R\$ 49.868	-R\$ 397.359
5	R\$ 67.032	-R\$ 307.525	R\$ 52.521	-R\$ 344.838
6	R\$ 74.077	-R\$ 233.448	R\$ 55.277	-R\$ 289.560
7	R\$ 81.812	-R\$ 151.636	R\$ 58.143	-R\$ 231.418
8	R\$ 90.305	-R\$ 61.330	R\$ 61.122	-R\$ 170.296
9	R\$ 99.629	R\$ 38.298	R\$ 64.222	-R\$ 106.074
10	R\$ 109.864	R\$ 148.163	R\$ 67.447	-R\$ 38.627
11	R\$ 121.100	R\$ 269.262	R\$ 70.805	R\$ 32.178
12	R\$ 131.011	R\$ 400.274	R\$ 72.952	R\$ 105.129
13	R\$ 139.917	R\$ 540.191	R\$ 74.201	R\$ 179.331
14	R\$ 149.316	R\$ 689.507	R\$ 75.415	R\$ 254.745
15	R\$ 159.221	R\$ 848.728	R\$ 76.588	R\$ 331.333
16	R\$ 169.649	R\$ 1.018.377	R\$ 77.718	R\$ 409.051
17	R\$ 180.609	R\$ 1.198.986	R\$ 78.799	R\$ 487.851
18	R\$ 192.114	R\$ 1.391.100	R\$ 79.827	R\$ 567.678
19	R\$ 204.169	R\$ 1.595.268	R\$ 80.796	R\$ 648.474
20	R\$ 216.779	R\$ 1.812.047	R\$ 81.702	R\$ 730.176
21	R\$ 229.945	R\$ 2.041.992	R\$ 82.537	R\$ 812.713
22	R\$ 243.661	R\$ 2.285.653	R\$ 83.296	R\$ 896.008
23	R\$ 257.920	R\$ 2.543.573	R\$ 83.971	R\$ 979.980
24	R\$ 272.703	R\$ 2.816.276	R\$ 84.557	R\$ 1.064.536
25	R\$ 287.989	R\$ 3.104.265	R\$ 85.044	R\$ 1.149.580

3.6 ANÁLISE DA VIABILIDADE

A seguir, analisa-se passo-a-passo cada um dos indicadores financeiros que permitirão avaliar se este projeto é ou não economicamente viável.

TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE (TMA): Refere-se à taxa remunerada ao capital investido. No caso deste estudo, conforme explicado no item 3.4, o valor é de 5% para este projeto;

VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL): é calculado para se conhecer o valor atual do retorno de um investimento. A análise do seu valor permite decidir se um projeto é viável ou não. O cálculo do VPL é feito atualizando todo o fluxo de caixa de um investimento para o valor atual. Na fórmula se utiliza uma taxa de desconto que pode ser a Taxa Mínima de Atratividade (TMA). E pode ser calculado conforme equação (29):

$$VPL = \sum_{25\text{anos}}^n \frac{\text{Fluxo de Caixa (25anos)}}{(1+TMA)^n} \quad (29)$$

A interpretação para o VPL é feita de forma simples: sendo positivo o investimento é rentável e se for negativo não é rentável.

TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR): A Taxa Interna de Retorno (TIR), é uma taxa utilizada na avaliação de investimentos. O seu valor representa um retorno igual a zero, um ponto de equilíbrio entre lucros e prejuízos. A TIR é interpretada como a taxa de desconto que torna o Valor Presente Líquido (VPL) nulo. O cálculo efetuado é o mesmo feito na VPL, com a diferença de que a TIR será a variável que se deve descobrir, conforme equação (30).

$$\sum_{25\text{anos}}^n \frac{\text{Fluxo de Caixa (25anos)}}{(1+TIR)^n} - \text{Investimento inicial} \quad (30)$$

Para uma melhor visualização da relação entre VPL, TIR e TMA segue um gráfico ilustrativo na Figura 26:

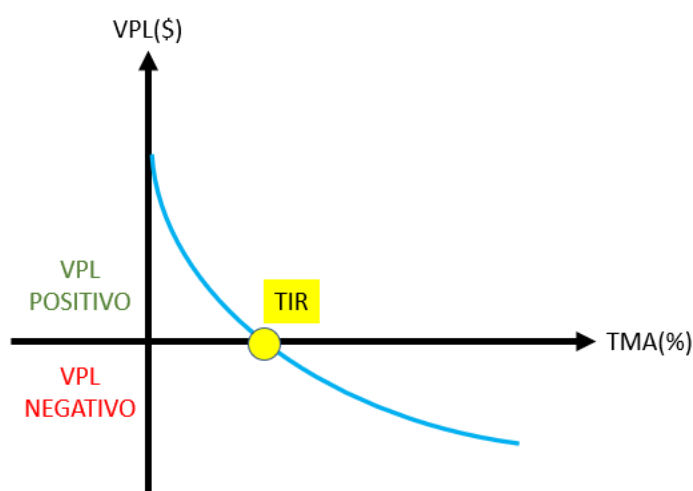


Figura 26: Gráfico de análise de viabilidade por meio de VPL ou TIR.

PAYBACK SIMPLES: O payback simples é o acompanhamento do fluxo de caixa acumulado, o resultado da receita menos as despesas, e quantos períodos contábeis são necessários para que o fluxo de caixa fique em zero, ou seja equilibrado. E pode ser calculado conforme equação (31):

$$\text{Payback simples} = \frac{\text{Investimento inicial}}{\text{Saldo médio do fluxo de caixa no período}} \quad (31)$$

PAYBACK DESCONTADO: O payback descontado é similar ao simples. Entretanto considera-se também a desvalorização da moeda ou ainda a **taxa de desconto** que irá fazer a correção dos valores pelo período. É quase certo que o investimento leve mais tempo para se pagar, considerando ajustes monetários, desvalorizações da moeda, etc. Pode ser calculado pela equação (32):

$$\text{Payback descontado} = \frac{\text{Investimento inicial}}{\text{VPL}} \quad (32)$$

CUSTO EQUALIZADO DE ENERGIA ou LCOE (Levelized Cost of Energy), é um termo que vem sendo amplamente utilizado no mercado de energia solar fotovoltaica. O LCOE é definido como a divisão dos custos totais do projeto, incluindo não somente o capital investido, mas também os custos operacionais e despesas residuais, pela energia gerada ao longo de toda a operação da usina. E pode ser calculado conforme equação (33):

$$\text{LCOE} = \frac{\text{Custos Totais da Usina}}{\text{Energia Total Gerada}} \quad (33)$$

Esclarecidos os termos e as equações utilizadas, os resultados encontrados nestes cálculos são mostrados na Tabela 37:

Viabilidade Econômica	
VPL	R\$ 474.393
TIR	16,58%
Payback Simples	8,62
Payback Descontado	10,55
LCOE (R\$/kWh)	R\$ 0,57

Tabela 37: Resultados dos cálculos obtidos.

3.7 SUSTENTABILIDADE

Das diversas fontes de energia existentes e disponíveis, algumas são demasiadamente agressivas ao meio ambiente e poluentes. Grande quantidade de CO₂ na atmosfera é emitida, como é o caso do petróleo e do carvão. Outras fontes causam enorme impacto ambiental, por exemplo as usinas hidrelétricas. A energia fotovoltaica, por sua vez, é uma fonte de energia renovável, não emite poluentes, sendo benéfica ao meio-ambiente. Para uma noção dos benefícios de uma fonte renovável, alguns índices foram internacionalmente adotados e avaliados a seguir:

EQUIVALENTE DE ÁRVORES CULTIVADAS: O cálculo do número de árvores cultivadas pode ser obtido diretamente a partir da energia elétrica gerada em um período de tempo, multiplicando a energia por $5,04 \times 10^{-4}$ árvores/kWh que é o coeficiente de árvores cultivadas conforme equação (34). **Nota:** este indicador é obtido considerando o fator de emissão médio de CO₂ do SIN de 0,1258 KgCO₂/kWh (segundo dados do Ministério da Ciência Tecnologia e Informação de maio de 2015) e a remoção de 249,60 KgCO₂/árvore).

$$\text{Equivalente em árvores} = \text{Energia gerada (kWh)} * 5,04 * 0,001 \quad (34)$$

REDUÇÃO NA EMISSÃO DE CO₂: O cálculo de massa de CO₂ evitada por uma instalação fotovoltaica é desenvolvido considerando a energia gerada pelo sistema durante um período e o fator médio $K=0,1258\text{kg/kWh}$ de emissão de CO₂ pelo SIN. Pode ser calculado pela equação (35) abaixo:

$$\text{Massa de carbono} = \text{Energia gerada (kWh)} * 0,1258 \quad (35)$$

Tabela 38: Resultado dos cálculos obtidos.

Créditos de Carbono	
Equivalente em árvores plantadas	2912
Redução de emissão de CO2 (ton)	727

4- Projeto Elétrico

Neste último capítulo, uma breve explanação de como deverá ser abordado o projeto elétrico frente à Concessionária de Energia é desenvolvida. Objetiva-se estabelecer padrões que, junto das demais prescrições, visam à uniformização e à adoção de procedimentos, observando as exigências técnicas e de segurança recomendadas, em conformidade com as prescrições vigentes nos Procedimentos de Distribuição – PRODIST e nas Resoluções Normativas da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Os documentos devem ser apresentados numa sequência pré-estabelecida de etapas, iniciando na apresentação do projeto e finalizando na efetivação, execução e operação da usina projetada.

O diagrama simplificado da Figura 27 mostra a sequência que deve ser seguida até a ligação efetiva do sistema na rede, e logo abaixo alguns exemplos dos documentos que deverão ser reunidos neste processo.



Figura 27: Sequência para conexão de minigeração distribuída.

4.1 DIVISAS DO TERRENO

A Figura 28 mostra os limites do terreno propriedade do empreendimento, onde é possível identificar as linhas e divisas equivalentes presentes no plano diretor municipal.

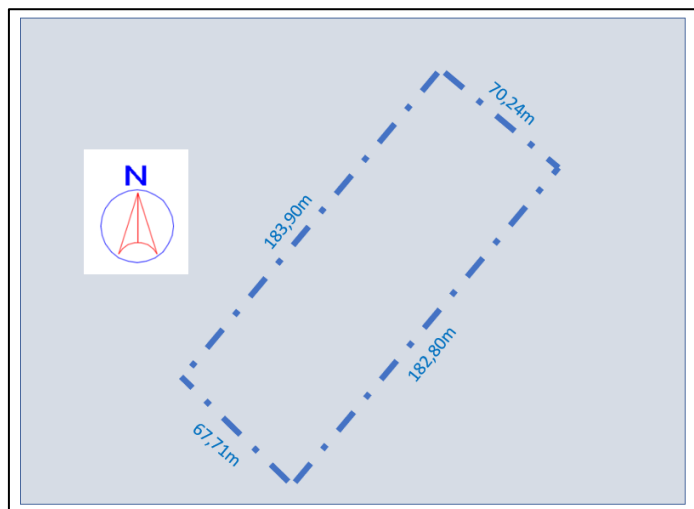


Figura 28: Limites do terreno do empreendimento.

4.2 SUBESTAÇÃO

A Figura 29 retrata a cabine primária existente e que deverá ser submetida à adequação para instalação da usina fotovoltaica.

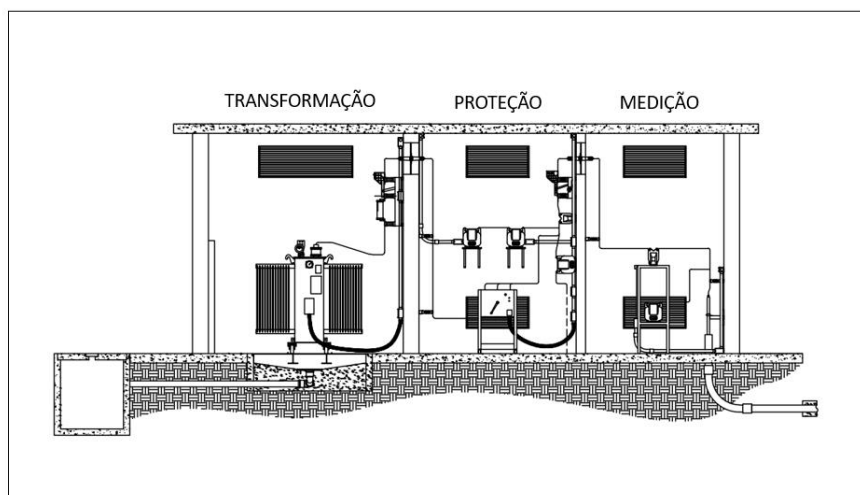


Figura 29: Ilustração equivalente à cabine primária.

4.3 PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR

No diagrama unifilar da Figura 30, pode-se observar o sistema completo incluindo todos os elementos do empreendimento em conjunto com a usina fotovoltaica.

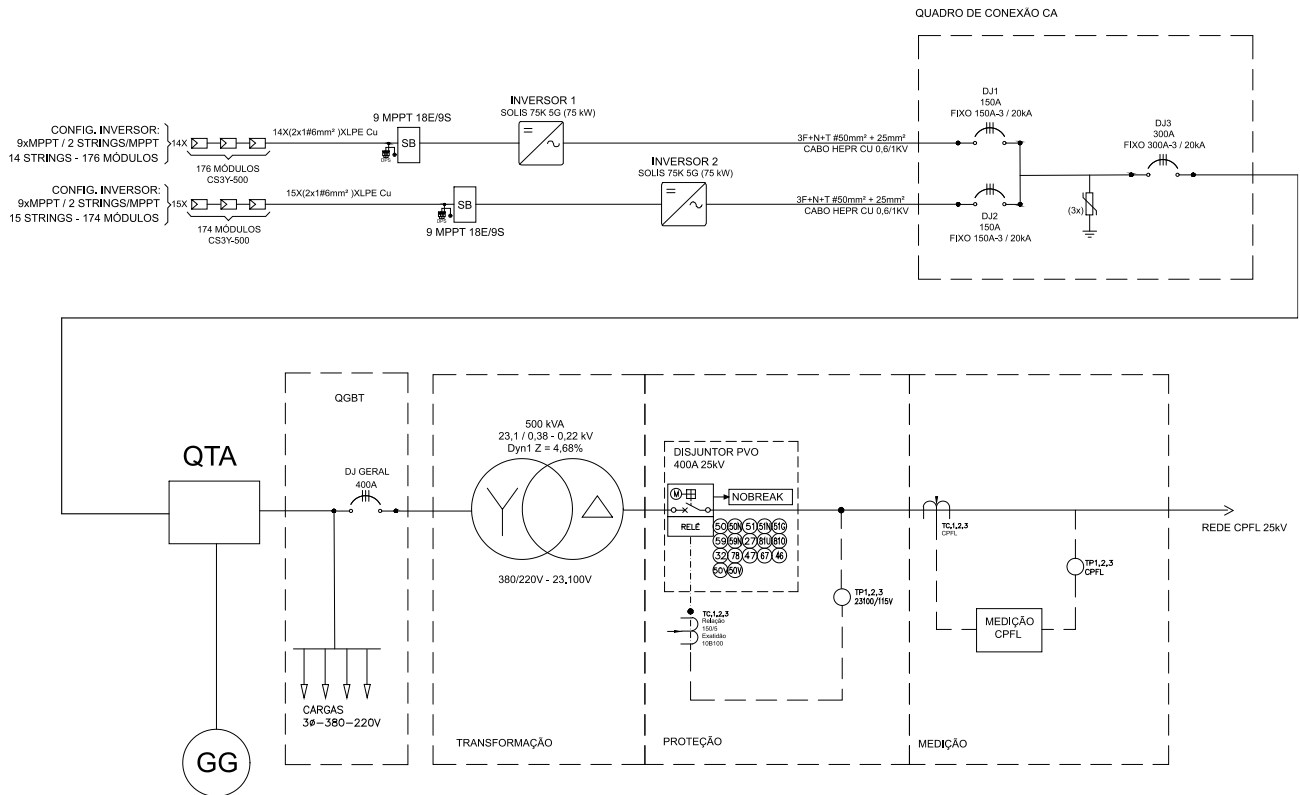


Figura 30: Diagrama unifilar já com a usina implantada.

5- Conclusão

Diante do acima exposto, fica fácil concluir que projetos de minigeração distribuída voltados para segmentos comerciais, são altamente viáveis. Neste estudo de caso, mesmo sendo necessário fazer uma adequação de cabine primária e solicitar aumento de demanda, o projeto se mostrou mais atrativo que os investimentos tradicionais disponíveis no mercado. Aliado a isso, ainda possibilita ao empreendedor partir na busca de selo ecológico, ou chamado selo verde, que vale como marketing de boa conduta. Além das vantagens financeiras e sociais, este projeto ainda possibilita a colaboração com a manutenção de um planeta mais limpo, mais renovável.

Com este trabalho, é possível concluir muitas vantagens quando se trata de energia fotovoltaica em estabelecimentos comerciais, trazendo economia e posicionamento social com inteligência.

6- Referências Bibliográficas

- [1] Greener, "ESTUDO ESTRATÉGICO MERCADO FOTOVOLTAICO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA," 2022.
- [2] ANEEL, [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/a-aneel>.
- [3] ANEEL, [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/prodist>.
- [4] CANADIAN, [Online]. Available: <https://www.canadiansolar.com>
- [5] CPFL. [Online]. Available: <http://www.cpfl.com.br>
- [6] Solis. [Online]. Available: <https://www.ginglong.com>
- [7] BIBLIOTECA UFV. [Online]. Available: <https://www.ufv.br>

7- Anexos

- 1) DIAGRAMA MULTIFILAR
- 2) DATASHEET INVERSOR
- 3) DATASHEET MÓDULOS



Coordenadoria de
Educação Aberta e a Distância