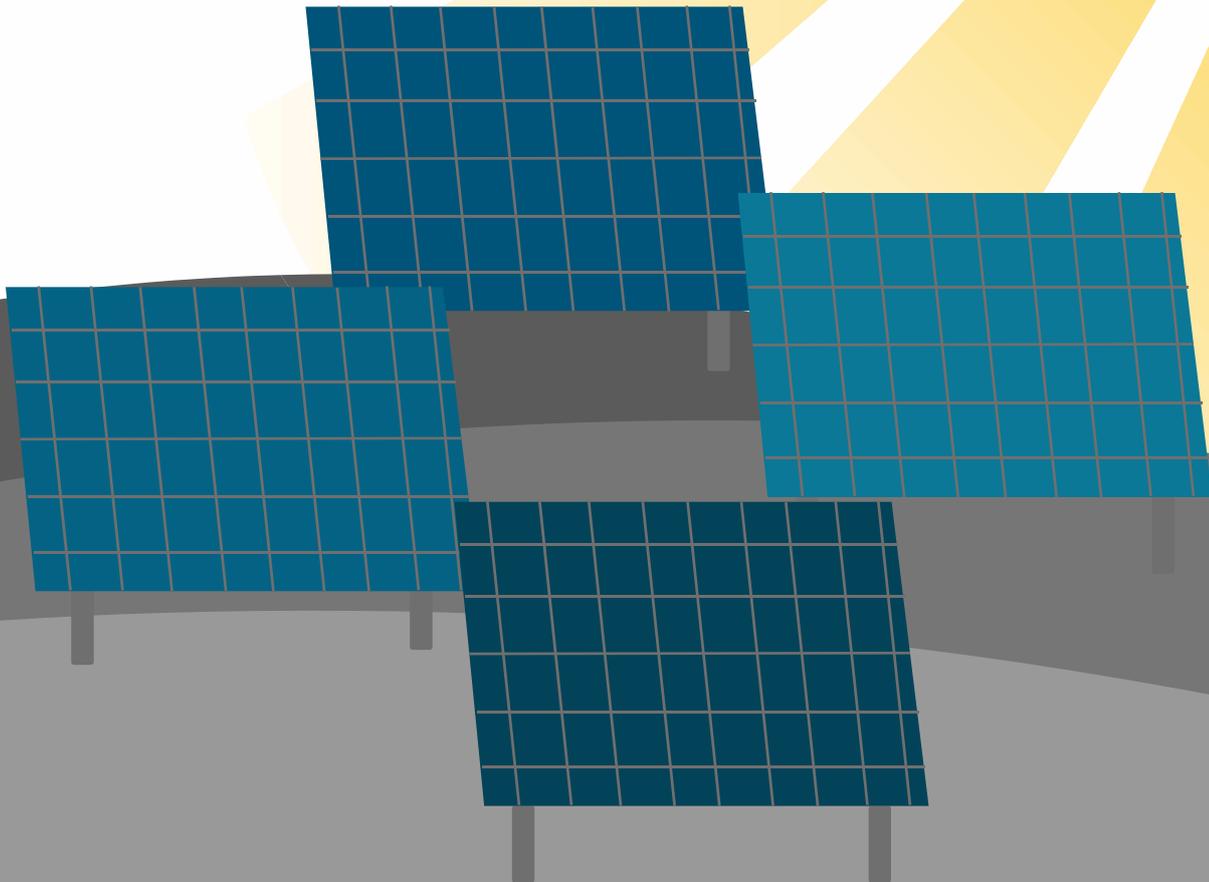


Universidade Federal de Viçosa - UFV
Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas - CCE
Departamento de Engenharia Elétrica - DEL



**Projeto de uma usina solar fotovoltaica com potência
de 33kWp na localidade de Juiz de Fora - MG**
ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Vinícius Gomes Lima
ORIENTADOR: Prof. Me. William Caires Silva Amorim
Viçosa, 20 de Setembro de 2022.

Vinícius Gomes Lima

Projeto de uma usina solar fotovoltaica com potência de 33kWp na localidade de Juiz de Fora -MG

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. William Caires Silva Amorim

Viçosa, 20 de Setembro de 2022.

ATA DE APROVAÇÃO

Vinícius Gomes Lima

Projeto de uma usina solar fotovoltaica com potência de 33kWp na
localidade de Juiz de Fora - MG

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 20 de Setembro de 2022.

Presidente e Orientador: Prof. Me. William Caires Silva Amorim

Instituto Federal de Minas Gerais – Campus Itabirito

Membro Titular: Prof. Me. Rodrigo Cassio de Barros

Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: Eng. Diuary Gonçalves

Universidade Federal de Viçosa

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho

A minha família, que sempre esteve ao meu lado em todas as decisões e conquistas.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por toda minha vida. A minha esposa, Clarissa, por sempre estar ao meu lado, me apoiando em todas as decisões e fazendo dos meus sonhos os nossos sonhos. Aos meus pais, por sempre me incentivar e apoiar em todos os desafios. A UFV e ao GESEP, pela oportunidade de aprofundar meus conhecimentos no universo fotovoltaico e por apresentar oportunidades no setor. Aos professores e colegas de curso, pelas experiências e conhecimentos compartilhados.

RESUMO

O presente trabalho apresenta o projeto elétrico do sistema fotovoltaico de uma usina de 33kW de potência. Os estudos e o dimensionamento foram realizados, considerando o histórico de consumo do cliente, investimento e a necessidade de adequar as instalações à área disponível.

O estudo relativo ao dimensionamento propôs, basicamente, um sistema composto por 61 módulos fotovoltaicos, do fabricante Risen, e um inversor on-grid, do fabricante Sofar, de potências de 500Wp e 33kW, respectivamente. Posteriormente, esse número de módulos foi aumentado para 66, garantindo uma reserva de geração estimada em 5%.

As estruturas serão fixas, direcionadas e inclinadas de forma a proporcionar a maior geração média anual de energia elétrica. O projeto foi elaborado em consonância com as recomendações técnicas das normas brasileiras e da concessionária acessada, bem como com os aspectos legais de conexão da microgeração à rede, estipulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Os resultados demonstraram um percentual de redução anual de 97% na conta de energia elétrica. O investimento é atrativo, uma vez que seu retorno se dará com 3 anos e 2 meses de operação da usina, aproximadamente.

Palavras-chave: sistema fotovoltaico, microgeração, energia elétrica, investimento

Lista de Figuras

Figura 1: Imagem de satélite da UC retirada do <i>Google Maps</i>	18
Figura 2: Disjuntor do medidor de energia.	19
Figura 3: Medidor de energia da UC.....	19
Figura 4: Local de instalação do inversor.	20
Figura 5: Local de instalação dos módulos fotovoltaicos.....	20
Figura 6: Kit comercial SB-100.....	32
Figura 7: Planilha de dimensionamento dos disjuntores.	33
Figura 8: Disjuntor Tripolar SOPRANO SHB H – 100 A.....	34
Figura 9: DPS monopolar modelo VCL Slim Classe I/II - 12,5/40kA II – Fabricante Clamper.....	35
Figura 10: Planilha de dimensionamento de cabos parte CC.	36
Figura 11: Planilha de dimensionamento de cabos CA – Parte 1.	37
Figura 12: Planilha de dimensionamento de cabos CA – Parte 2.	38
Figura 13: Esboço do posicionamento das hastes de aterramento.	39
Figura 14: Esquema de aterramento do padrão CEIMG. A caixa do medidor é indicada na figura como “CM”	40
Figura 15: Estrutura de fixação da usina fotovoltaica.....	41
Figura 16: Dimensões externas e ângulo de inclinação da estrutura de fixação.	41
Figura 17: Foto da disposição pretendida das estruturas de fixação da usina fotovoltaica.	42
Figura 18: Local da instalação da unidade geradora fotovoltaica, obtida no Google Maps e localização, disposta no projeto elétrico.	50
Figura 19: Planta de localização da unidade geradora fotovoltaica.....	51
Figura 20: Vista real da planta de localização da unidade geradora fotovoltaica.....	52
Figura 21: Simbologia e legenda utilizadas em projetos de usinas fotovoltaicas.....	53

Figura 22: Padrão de entrada com caixa de medição, posição do medidor bidirecional e placa de advertência.	54
Figura 23: Placa de advertência que deve ser instalada na usina FV, próxima à caixa de medição (medidas 20 x 15 cm).....	55
Figura 24: Diagrama unifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica.....	56
Figura 25: Diagrama multifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica.....	57

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Histórico de consumo do cliente.....	15
Tabela 2 – Parâmetros do Módulo Fotovoltaico modelo RSM 150-80500M do fabricante RISEN.....	26
Tabela 3 – Parâmetros do Inversor Fotovoltaico modelo SOFAR 33000TL-LV do fabricante SOFAR Solar.....	28
Tabela 4 – Variáveis financeiras.	45
Tabela 5 – Variáveis financeiras - Concessionária.....	46
Tabela 6 – Valores da Manutenção programada.....	46
Tabela 7 – Custos de implementação projetados.	47
Tabela 8 – Valores do fluxo de caixa nos 11 primeiros anos.....	48
Tabela 9 – Análise de viabilidade financeira.....	48

Lista de Abreviação

A	Unidade de medida de corrente elétrica – Ampere
CA	Corrente Alternada
CAPEX	Capital Expenditure – Despesas de Capital
CC	Corrente Contínua
CRESESB	Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos elétricos
FV	Fotovoltaico
IGP-M	Índice Geral de Preços de Mercado
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
kWh	Unidade de medida de energia – Quilowatt-hora
MFV	Módulo Fotovoltaico
MPPT	Seguidor do Ponto de Máxima Potência
OPEX	Operational Expenditure – Despesas Operacionais
SELIC	Taxa básica de juros da economia do Brasil
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UC	Unidade consumidora

UV	Usina Fotovoltaica
V	Unidade de medida de diferença de potencial – Volt
VPL	Valor Presente Líquido

Lista de Símbolos

A	Área do módulo fotovoltaico
C_{anual}	Consumo médio anual
$C_{diário}$	Consumo médio diário
I_{inv}	Corrente CC máxima do inversor por MPPT
I_{sc}	Corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico
$\eta_{módulo}$	Eficiência do módulo fotovoltaico
φ	Eficiência projetada do sistema fotovoltaico
G	Irradiância solar
N	Número de módulos
N_s	Número máximo de módulos fotovoltaicos ligados em série
N_{ap}	Número máximo de paralelismo entre arranjos fotovoltaicos ligados em série
$\%_{Redução}$	Percentual de redução
$W_{arranjo}$	Produção de energia do arranjo fotovoltaico
$Tx_{disp.}$	Taxa de disponibilidade
V_{inv}	Tensão CC máxima do inversor por MPPT
V_{cc}	Tensão contínua
V_{oc}	Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico

Sumário

1-	Análise do Local da Instalação	15
1.1	ANÁLISE DA PREVISÃO DE GERAÇÃO E CONSUMO DE ENERGIA.....	15
1.2	LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	16
1.3	ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO	21
1.4	ANÁLISE DO EFEITO DE PERDAS COM CABEAMENTO ELÉTRICO	22
2-	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico	25
2.1	DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	25
2.2	DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES.....	28
2.3	DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO	31
2.4	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C.	35
2.5	DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A.	37
2.6	ATERRAMENTO	38
2.7	ESTRUTURA DE FIXAÇÃO.....	40
3-	Análise de Viabilidade Econômica.....	43
3.1	PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO	43
3.2	ANÁLISE DE DESPESAS: MANUTENÇÃO, LIMPEZA, CONCESSIONÁRIA, TROCA DE EQUIPAMENTOS.....	44
3.3	FLUXO DE CAIXA	47
3.4	ANÁLISE DA VIABILIDADE	48
4-	Projeto Elétrico	50
4.1	PLANTA DE LOCALIZAÇÃO.....	50
4.2	PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR	52
4.3	PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA MULTIFILAR.....	56
4.4	MEMORIAL DESCRITIVO.....	57

5- Referências Bibliográficas 59

1- Análise do Local da Instalação

Este capítulo tem objetivo de informar ao leitor o estudo do local de instalação da usina fotovoltaica (UV), incluindo as análises de projeção de produção para enquadramento do consumo de energia das possíveis unidades consumidoras, da área de instalação, assim como dos efeitos de sombreamento e outras perdas do sistema de geração.

A UV será composta por duas áreas: uma de, aproximadamente, 132 m², na qual serão instalados os módulos fotovoltaicos, e outra com 10 m², localizada a 7 metros da primeira, destinada à instalação do inversor e quadros de proteção.

Espera-se da instalação o máximo de otimização dos arranjos fotovoltaicos, a fim de proporcionar o máximo de produção possível dentro da disponibilidade de espaço destinada a este fim.

1.1 ANÁLISE DA PREVISÃO DE GERAÇÃO E CONSUMO DE ENERGIA

A métrica adotada para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos é a média de consumo mensal do cliente, obtida pela análise do histórico de consumo dos últimos 12 meses, fornecido na conta de energia elétrica emitida pela concessionária, nesse caso, a CEMIG. Isso, porque pode existir uma variação da demanda energética do cliente ao longo dos meses, em função das atividades realizadas, fatores climáticos, entre outros.

Importante ressaltar também que a geração de energia através de sistemas fotovoltaicos sofre uma variabilidade ao longo dos meses, em função dos diferentes níveis de irradiação solar. Sendo assim, o cliente pode não ter a geração de energia suficiente para compensação total do consumo naquele mês e, por isso, sugere-se que todo projeto deve ser realizado de acordo com a média de consumo e essas informações muito bem repassadas ao cliente.

Sabendo da importância da análise da conta de energia, foram coletados os dados da conta do cliente conforme a Tabela 1 para determinação do consumo médio.

Tabela 1 – Histórico de consumo do cliente.

Mês/Ano	Consumo kWh	Média kWh/Dia	Dias
Julho/22	3.302	113,86	29
Junho/22	3.129	104,30	30

Maio/22	3.467	119,55	29
Abril/22	3.730	116,56	32
Março/22	3.350	111,66	30
Fevereiro/22	4.050	126,56	32
Janeiro/22	4.243	146,31	29
Dezembro/21	4.158	143,37	29
Novembro/21	3.822	123,29	31
Outubro/21	3.724	128,41	29
Setembro/21	3.500	112,90	31
Agosto/21	3.432	104,00	33

Fonte: Elaborado pelo autor (2022).

Nos dados apresentados, a média de consumo é de 3.658,90 kWh por mês, obtida através da soma do consumo em kWh de todos os meses (43.907kWh), dividida pelo número de meses (12 meses). Estima-se uma redução de produção pelo sistema de aproximadamente 1% ao ano, devido à perda de eficiência dos módulos fotovoltaicos. Dessa maneira, recomenda-se projetar um valor de produção de energia maior que a média de consumo, para que não ocorra a insuficiência de compensação logo nos primeiros anos de implementação do projeto.

Outro dado importante no dimensionamento do projeto, e que consta na conta de energia, é a classificação do sistema elétrico, podendo ser: monofásico, bifásico e trifásico. Essa classificação influenciará na necessidade de pagamento da taxa de disponibilidade, também conhecida como pagamento mínimo. Nesse caso, o cliente possui um sistema classificado como rural trifásico e, portanto, a taxa de disponibilidade será compatível ao valor de 100 kWh por mês. Por ser um sistema classificado como rural, não incidirá o pagamento da taxa de iluminação pública, normalmente cobrada a consumidores localizados em área urbana.

Dentro da análise de previsão de consumo, não foi considerado aumento, uma vez que o cliente negou a necessidade de expansão de cargas num futuro próximo.

1.2 LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

A UV está situada no município de Juiz de Fora, no estado de Minas Gerais. A irradiação média anual do local no plano horizontal, segundo o Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB), é de 4,53 kWh/m², sendo a maior irradiância média mensal em fevereiro e a menor em maio, com 5,80 kWh/m² e 3,35 kWh/m², respectivamente [1].

As coordenadas geográficas da instalação são latitude 21,69° Sul e longitude 043,47° Oeste, e está localizada em uma área rural, predominantemente residencial, conforme pode-se observar na Figura 2.

A região apresenta vegetação rasteira, por estar situada em um condomínio residencial e próximo a bairros urbanizados. O relevo da região é bem acidentado, porém a área de instalação dos módulos encontra-se em local elevado e livre de sombreamento direto por relevo, levando em consideração os diversos caminhos do sol ao longo do ano.

A distância entre o local de instalação da UV até o padrão de entrada da unidade consumidora é de, aproximadamente, 95 metros, Figura 1. O padrão de entrada é composto por uma caixa de medição para medidor polifásico com medidor digital e disjuntor tripolar de 100 A, conforme ilustrado na Figura 2. Vale ressaltar que a caixa de medição está no mesmo lado da rede e ramal de entrada aéreo, conforme a Figura 3.

A distância da caixa de medição até o transformador da concessionária, trifásico de 45KVA mais próximo, é de 140 metros, aproximadamente.

O inversor, quadro de proteção CA e string box CC serão instalados em local abrigado, apresentado na Figura 4. Esse local possui ventilação natural e portão de acesso com tranca, para evitar qualquer intervenção por pessoas não autorizadas e trânsito de animais.

Os módulos fotovoltaicos serão instalados na área delimitada, como pode ser vista na Figura 5. Nessa área, foi realizado o serviço de terraplenagem com máquina retroescavadeira para nivelamento do terreno, juntamente com a adição de escória granulada fina, para correção de pequenas imperfeições e contenção da vegetação. A região será delimitada com cerca de arame liso e mourões de madeira para evitar o trânsito de animais e de pessoas não autorizadas. O acesso será por meio de portão com travamento.

Escala:1:1000



Coordenadas Geográficas(Latitude e Longitude):-21.690768, -43.469314
 Coordenadas UTM: 658352, 7600618 zona 23

Figura 1: Imagem de satélite da UC retirada do *Google Maps*.



Figura 2: Disjuntor do medidor de energia.



Figura 3: Medidor de energia da UC.



Figura 4: Local de instalação do inversor.



Figura 5: Local de instalação dos módulos fotovoltaicos.

1.3 ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO

Nesse projeto, após a análise do local de instalação, foi possível determinar que os módulos fotovoltaicos poderão ser posicionados com direção voltada para o norte verdadeiro, contribuindo para uma melhor eficiência anual do sistema e, conseqüentemente, gerando mais energia em comparação aos outros direcionamentos.

Para o correto posicionamento e dimensionamento da UV, foi feita a análise das perdas oriundas do efeito de sombreamento. Nessa análise, foram observados se existiam, primeiramente, obstáculos como construções e árvores que pudessem causar sombreamento nos módulos fotovoltaicos nos diversos posicionamentos do sol ao longo do ano, e não foram encontrados obstáculos desta natureza.

Foi utilizado o aplicativo EStimate para calcular a perda por sombreamento por relevo, sendo observado sombreamento em curtos períodos de tempo, durante o nascer e pôr do sol, oriundo do relevo adjacente à UV. A perda estimada foi de 4,75% na eficiência do sistema. Calculam-se as perdas no local através de uma análise entre a incidência angular dos raios solares sobre o MFV, irradiância local e duração da sombra sobre o MFV.

Outro ponto importante diz respeito ao ângulo de incidência dos raios solares na superfície dos módulos. Este ângulo influenciará diretamente na geração e, para maximizar a incidência dos raios solares na superfície do módulo fotovoltaico, é desejável que a incidência seja perpendicular à superfície. Assim, será adotada a inclinação do módulo igual a latitude do local conforme é orientado como boa prática de instalação. Portanto, a inclinação dos módulos será de 22 graus, obtendo assim o maior aproveitamento médio anual da energia solar.

No projeto dessa UV, as estruturas de fixação dos módulos fotovoltaicos serão fixas, ou seja, não haverá sistema de rastreamento solar. Com isso, não será possível obter raios solares de incidência perpendicular nos módulos durante todo o período diurno. Por esse motivo, adotou-se o melhor posicionamento com base em médias anuais. Sabe-se que, durante o percurso do sol, existem diversos ângulos de incidência dos raios solares na superfície do MFV e, com isso, perdas associadas, principalmente ao nascer e ao pôr do sol. Portanto, perdas associadas a estes fatores são inevitáveis para sistemas fotovoltaicos com essas características.

Em conclusão, ficou determinado que os módulos fotovoltaicos serão instalados em estruturas de fixação com inclinação de 22 graus e com direcionamento ao norte verdadeiro, obtendo, assim, as melhores médias anuais, em conformidade às boas práticas de instalação sugeridas em estudos de otimização da geração de energia através de sistemas fotovoltaicos. Porém,

para o cálculo da perda oriunda do posicionamento dos módulos, foi encontrado o valor de aproximadamente 0,01%, ou seja, o sistema terá uma perda de aproximadamente 0,01% em sua eficiência projetada devido a configuração adotada.

1.4 ANÁLISE DO EFEITO DE PERDAS COM CABEAMENTO ELÉTRICO

Realizou-se uma análise criteriosa quanto ao efeito de perda através dos cabos elétricos na parte de corrente contínua (CC). A distância entre os arranjos e o inversor implica diretamente na perda e, por isso, o posicionamento dos módulos fotovoltaicos e as conexões entre eles foram avaliados. Observou-se que, independentemente da configuração adotada e considerando a distância da área delimitada para instalação dos módulos até o inversor, a média foi de aproximadamente 20 metros.

O posicionamento dos módulos foi estudado com a premissa de otimização das conexões e cabeamentos elétricos, os quais são motivo de atenção devido a falhas e perdas. Exemplo de falhas nas conexões são ferrugem e a não fixação adequada no contato elétrico do conector [2]. Já nos cabos elétricos, a perda de isolamento elétrica devido ao rompimento da camada de proteção do cabeamento e erros na crimpagem durante a instalação dos conectores são as causas mais comuns.

Por esse motivo, as ligações dos módulos na série fotovoltaica foram de modo intercalado, ou seja, um módulo será conectado ao outro consecutivo e não adjacente. Desta forma, planeja-se que em um ponto específico do arranjo, próximo ao primeiro módulo da série fotovoltaica, tenha-se a disponibilidade de dois conectores, um com alimentação CC positiva e outra negativa diminuindo a distância entre o ponto de conexão do arranjo em série e a caixa de proteção CC, dispositivo geralmente imediatamente antes do ponto de conexão entre os arranjos e o inversor FV.

Com esse posicionamento, objetiva-se otimizar custos com cabeamento elétrico, caixas de passagem, eletroduto e conectores MC4, esses comumente aplicados em instalações fotovoltaicas [2]. Além de redução nos custos através do encurtamento das distâncias entre os diversos componentes do sistema, espera-se também a facilitação na instalação e organização dos cabeamentos.

Outro ponto importante é analisar a perda por cabeamento na parte CA. Para essa análise, observou-se o posicionamento do inversor, ponto de entrega da unidade consumidora e o transformador da concessionária. A distância entre o inversor e o ponto de entrega da unidade é de 95 metros. Já a distância entre o ponto de entrega e o transformador é de 140 metros. Para efeitos de cálculos

foi utilizada a distância entre o inversor fotovoltaico e o ponto de entrega pela concessionária, no padrão de entrada da UC.

Para esses cálculos foram adotadas as seguintes configurações, essas apresentadas posteriormente: Temperatura ambiente de 20°C, bitola do cabo de 35mm², potência CA de 33kW, tensão RMS de linha de 220V, tipo de sistema trifásico, corrente RMS nominal de 86,60A, corrente de projeto de 77,32A e distância do padrão de entrada da UC de 95 metros. Com estas informações foi encontrada uma perda de 1,85% de eficiência projetada do sistema relativa ao cabeamento elétrico.

1.5 ANÁLISE DO EFEITO DE PERDAS POR TEMPERATURA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A potência do gerador fotovoltaico cai entre 0,3 e 0,4% a cada aumento de 1°C na temperatura do módulo, em média [3]. O MFV geralmente não opera na temperatura padrão de testes, condição ideal de funcionamento, e isso pode propiciar o aumento de temperatura do módulo durante a operação, caso a temperatura do ambiente esteja acima dos 25°C. Esse efeito pode colaborar para a perda de potência do sistema e, por isso, o local de instalação e o posicionamento dos módulos devem ser avaliados, visando otimizar o arrefecimento do equipamento. Boa ventilação natural é desejável e proporciona dissipação do calor naturalmente, contribuindo na eficiência do sistema.

Como a temperatura média anual na localidade é de 19,4°C [4] e os módulos foram instalados sobre estruturas fixas em local com boa ventilação natural, foram desconsideradas perdas por temperatura de operação dos módulos.

1.6 ANÁLISE DO EFEITO DE PERDAS POR SUJEIRA NOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

O acúmulo de sujeira no MFV ocorre devido à localização da instalação, por exemplo, em ambiente com grande tráfego de automóveis e/ou clima mais seco. O efeito de acúmulo de sujeira é reduzido quando há precipitação de chuvas com maior frequência. Angulação maior que 10 graus, entre o MFV e o piso, também auxilia na autolavagem. Além disso, as bordas do painel também podem promover o acúmulo de sujeira e, portanto, o design é determinante para minimizar essas perdas. Para locais com muito acúmulo de poeira, limpezas regulares auxiliam no aumento do desempenho do sistema. As perdas pelo acúmulo de poeira sobre os módulos podem chegar a 15% em locais mais secos, tornando a limpeza é indispensável na manutenção. Em média, o

acúmulo de poeiras ou sujeiras provoca perdas de 4% ao ano e, portanto, esse valor foi considerado no cálculo de perdas, uma vez que o local de instalação do sistema FV não se enquadra nas situações expostas anteriormente [3].

Para finalizar os cálculos, foi considerado mais 4% de perdas não previstas, garantindo uma margem de segurança das perdas totais. Dessa forma, estima-se que a perda total do sistema projetado é de 14,61%. Logo, a eficiência projetada para a UV é de, aproximadamente, 85%.

2- Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

Este capítulo tem objetivo mostrar ao leitor os critérios de dimensionamento utilizados para determinar os componentes que integram a usina fotovoltaica, tais como o modelo e número de módulos fotovoltaicos e a potência do inversor. Também serão feitos os dimensionamentos dos dispositivos de proteção, dos cabos CC e CA, aterramento e da estrutura de fixação dos módulos.

2.1 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para o dimensionamento dos módulos é necessário avaliar diversos fatores, como tecnologia empregada nos módulos, eficiência e dimensionamento. Entretanto, antes desta etapa, necessita-se estimar a quantidade de energia que deve ser gerada para suprir a demanda do cliente. Esta avaliação é feita através dos dados fornecidos na conta de energia.

Analisando o exposto na Tabela 1, observamos que o consumo médio do cliente é de 3.658,9 kWh por mês. Desta forma, podemos mensurar o valor de consumo médio diário ($C_{diário}$), levando em consideração que o um mês possui 30 dias em média através da equação:

$$C_{diário} = (3.658,90 \text{ kWh} / \text{mês}) \div 30 \text{ dias}$$

$$C_{diário} = 121,96 \text{ kWh} / \text{dia}$$

Logo, presume-se que serão a média de 121,96 kWh por dia para suprir a demanda do cliente.

Sabendo-se que a geração está diretamente relacionada com as características dos módulos fotovoltaicos, foi pesquisado no mercado nacional um MFV que proporcionasse o melhor custo benefício, histórico de performance, qualidade, tecnologia, disponibilidade junto aos fornecedores, garantias e suporte técnico e a maior geração possível, já que a área disponibilizada é restrita.

Os módulos fotovoltaicos escolhidos foram os monocristalinos RSM150-8-500M, da fabricante RISEN, com tecnologia PERC, a qual consiste em células

fotovoltaicas mais finas, possibilitando a diminuição da matéria prima empregada e otimização da eficiência.

Com os módulos definidos, podemos analisar as características elétricas conforme exposto na Tabela 2.

Tabela 2 – Parâmetros do Módulo Fotovoltaico modelo RSM 150-80500M do fabricante RISEN.

Parâmetros	Valor
Potência do módulo em condição de testes padrão (STC) [W]	500
Eficiência do módulo fotovoltaico – η [%]	20,4
Área do módulo fotovoltaico [m ²]	2,44
Tensão de circuito aberto [V]	51,01
Tensão de máxima potência [V]	42,88
Corrente de curto-circuito [A]	12,46
Corrente de máxima potência [A]	11,68
Tensão máxima do sistema [Vdc]	1500

Fonte: Elaborado pelo autor (2022).

Em posse das características dos módulos e estabelecida a demanda média diária para atendimento ao cliente, podemos estimar a quantidade de módulos necessária através da seguinte equação:

$$C_{diário} = N \times G \times A \times \eta_{módulo} \times \varphi$$

O símbolo N é o número de MFV, G é a irradiância local, A é a área do módulo fotovoltaico, $\eta_{módulo}$ é a eficiência do módulo FV, segundo o fabricante, e φ é a eficiência projetada do sistema FV. Para a irradiância local, utilizamos como referência o valor do plano horizontal (0°), informado no site do CRESESB [1].

Quanto ao que se refere à eficiência projetada do sistema, utilizou-se o valor da somatória das perdas já calculadas anteriormente: perdas por posicionamento, sombreamento, cabeamento e poeiras. Para essa somatória de perdas encontrou-se o valor de 14,61%. Desta forma, será considerado o valor de 85% para a eficiência projetada do sistema FV (φ), ou seja, a diferença aproximada entre a eficiência máxima, 100%, menos a perda projetada pela configuração adotada.

Com os valores definidos, podemos encontrar a quantidade de módulos necessária para atender a demanda média diária de energia do cliente:

$$C_{diário} = N \times G \times A \times \eta_{módulo} \times \varphi$$

$$121,96 \text{ kWh/dia} = N \times 4,53 \text{ kWh/m}^2.\text{dia} \times 2,44 \text{ m}^2 \times 0,204 \times 0,85$$

$$N = 63,63 \text{ módulos} \approx N = 64 \text{ módulos}$$

Portanto, conclui-se que devesse projetar um sistema com no mínimo 61 módulos fotovoltaicos do modelo escolhido para uma estimativa de geração de 121,96 kWh/dia ou 3.658,90 kWh/mês.

Após o cálculo do número mínimo de módulos, com base na estimativa de geração, análise da área disponível para instalação e disponibilidade dos módulos fotovoltaicos, decidiu-se por instalar 66 módulos fotovoltaicos do modelo RSM150-8-500M, por todos os cálculos se tratarem de estimativas de geração. Desta forma, teremos uma nova estimativa de geração após o aumento no número de módulos conforme apresentado:

$$W_{arranjo} = N \times G \times A \times \eta_{módulo} \times \varphi$$

$$W_{arranjo} = 66 \times 4,53 \text{ kWh/m}^2.\text{dia} \times 2,44 \text{ m}^2 \times 0,204 \times 0,85$$

$$W_{arranjo} = 126,50 \text{ kWh/dia}$$

O símbolo $W_{arranjo}$ representa o valor estimado de geração do arranjo com 66 módulos fotovoltaicos do modelo escolhido. Portanto, espera-se uma geração de 126,50 kWh/dia ou 3.847,70 kWh/mês para a configuração adotada.

O aumento de módulos proporcionará uma reserva de produção estimada de aproximadamente 5% ao mês, o que dará uma margem de segurança de atendimento a demanda.

2.2 DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES

O dimensionamento do inversor FV foi criteriosamente analisado com base em todas as normas de segurança vigentes [4], parâmetros dos módulos fotovoltaicos escolhidos, arranjos pretendidos, múltiplos seguidores de máxima potência (MPPT), temperatura de operação, disponibilidade do fornecedor, certificações, confiabilidade e assistência técnica do fabricante. A partir dessa análise, pode-se verificar a compatibilidade elétrica do inversor que será utilizado nesse projeto.

O inversor SOFAR 33000TL-LV, da fabricante SOFAR Solar, foi o escolhido para atendimento ao projeto por possuir compatibilidade com todos os parâmetros planejados e a possibilidade de não ser necessário transformador para adequação da diferença de potencial. A configuração do inversor escolhido está exposta na Tabela 3.

Tabela 3 – Parâmetros do Inversor Fotovoltaico modelo SOFAR 33000TL-LV do fabricante SOFAR Solar.

Parâmetros	Valor
Máxima potência em condição de testes padrão (STC) [W]	43900
Máxima tensão CC [V]	1000
Faixa de operação SPMP (MPPT) [m ²]	250~950
Tensão CC de partida [V]	350
Corrente CC máxima [A]	40/40/40
Número de Strings / Número de SPMP(MPPT)	4/3
Potência CA nominal [W]	33000
Máxima Potência CA [W]	33000
Saída nominal CA [Vca]	127-220
Máxima Eficiência [%]	98,6
Eficiência SPMP (MPPT) [%]	>99,9

Fonte: Elaborado pelo autor (2022).

Primeiramente, foi analisada a compatibilidade da potência do arranjo com a potência máxima do inversor FV. Como o arranjo será composto por 66 módulos fotovoltaicos, conforme determinado anteriormente, pode-se concluir que a potência máxima do arranjo será de 33.000 W e, como a potência máxima em condições de teste do inversor é de 43.900 W, não ocorrerá a imitação de potência do sistema durante os momentos de maior irradiação.

Ao analisar a relação entre a corrente de curto circuito do MFV (I_{SC}) e a corrente de máxima suportada por entrada do inversor FV (I_{inv}), buscou-se

um inversor com margem de segurança de 10% para esse quesito, devido a todos os parâmetros fornecidos pelos fabricantes serem embasados nas condições padrão de teste, ou seja, 1.000 W/m² e 25°C. Essa margem de 10% é uma prática utilizada por projetistas no Brasil, já que, no local da instalação, a temperatura média é acima da temperatura de teste padrão.

Observa-se que o inversor escolhido possui 3 entradas que suportam no máximo 40 amperes. Logo esse é um limitador de possíveis configurações. Devido ao fato de que somente o paralelismo entre arranjos fotovoltaicos em série influenciam na magnitude da corrente do projeto, buscou-se uma configuração que atendesse tanto a margem de 10% quanto ao máximo de paralelismo entre arranjos em série.

O cálculo do número máximo de arranjos em série foi realizado da seguinte forma:

$$I_{inv} \geq 1,1 \times I_{sc} \times N_{ap}$$

$$40 \text{ A} \geq 1,1 \times 12,46 \text{ A} \times N_{ap}$$

$$N_{ap} \leq 2$$

A simbologia N_{ap} representa o número máximo de paralelismo entre arranjos fotovoltaicos ligados em série. Portanto, conclui-se que o número máximo de máximo de paralelismo entre arranjos fotovoltaicos ligados em série é de 2.

Outro parâmetro importante a ser analisado é a condição de máxima tensão contínua suportada por MPPT do inversor (V_{inv}). Relativo a esse parâmetro, sugere-se uma margem de segurança mínima de 15%. A configuração de ligação em série entre módulos fotovoltaicos é determinante para mensuração da magnitude da tensão do arranjo. Por esse motivo, a quantidade de módulos ligados em série influenciará na configuração do projeto. Como o inversor possui 3 MPPTs, e cada rastreador do ponto de máxima potência tem limitação de tensão contínua de 1.000 V, foram estimados o número máximo de módulos por série para cada MPPT, conforme o cálculo:

$$V_{inv} \geq 1,15 \times N_s \times V_{oc}$$

$$1.000 \text{ V} \geq 1,15 \times N_s \times 51,01$$

$$N_s \leq 17$$

A simbologia N_s representa o número de módulos fotovoltaicos ligados em série e V_{oc} a tensão de circuito aberto do MFV. Dessa forma, podemos concluir o número máximo de módulos em série por arranjo deve ser 17. Além desse valor, excederia a tensão máxima da entrada.

No critério de escolha do inversor, deve-se atentar à disponibilidade de assistência técnica do fabricante no Brasil. Sabe-se que os inversores FV são compostos por um conjunto de componentes eletrônicos, os quais necessitam de parametrização adequada à rede elétrica de conexão local e disponibilidade de peças de reposição, sendo indispensável suporte do fabricante no país de operação. Vale ressaltar a importância de uma interface de coleta e acompanhamento de dados, que ofereça ao usuário a oportunidade de acesso remoto do sistema com máximo de detalhamento de informações, para facilitar o acompanhamento do desempenho de todo o sistema. O inversor FV escolhido possui módulos de conectividade RS485, Wifi/Ethernet, SD card e display multifuncional garantindo diversas formas de acompanhamento de dados.

Após todas as restrições operacionais delimitadas e correlacionadas a configuração dos módulos com a disponibilidade de MPPTs, ficou estabelecida a configuração de instalação dos módulos fotovoltaicos em duas séries com 16 módulos conectadas no MPPT 01, uma série fotovoltaica com 17 módulos no MPPT 02 e uma série fotovoltaica com 17 módulos no MPPT 03.

Atendendo ao critério de limitações máximas para cada MPPT nos quesitos tensão contínua e CC, escolheu-se o MPPT 1 para comportar dois arranjos de módulos fotovoltaicos, ligados entre si em série, e contendo 16 módulos cada, conectadas à entrada 01 do inversor FV. O paralelismo entre os arranjos é efetuado internamente na entrada 01 do inversor FV. Dessa forma, teremos os seguintes parâmetros para máxima tensão CC:

$$V_{inv} = 16 \times 51,01 \text{ V}$$

$$V_{inv} = 816,16 \text{ V}$$

E para corrente contínua (I_{inv}) na entrada do MPPT1:

$$I_{inv} = 2 \times 12,46 \text{ A}$$

$$I_{inv} = 24,92 \text{ A}$$

Portanto, os valores encontrados para a tensão e corrente na entrada do MPPT 1 atende aos critérios de proteção.

Para os demais MPPTs, 2 e 3, configurou-se um arranjo em série composto por 17 módulos fotovoltaicos cada. Dessa forma, a tensão (V_{inv}) em cada MPPT ficou:

$$V_{inv} = 17 \times 51,01 \text{ V}$$

$$V_{inv} = 867,17 \text{ V}$$

E para corrente contínua (I_{inv}) igual a 12,46 A.

Conclui-se que a configuração adotada atende aos critérios de segurança do inversor FV não excedendo seus limites operacionais.

2.3 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO

O fornecedor disponibilizou um kit comercial padrão de proteção CC para o inversor SOFAR 33000 TL-LV: Modelo SB-10D, composto por 01 gabinete com proteção IP65, 03 DPS BUD-40/3, 06 bases para fusíveis e 06 fusíveis CC de 15A. O detalhamento da string box CC está exposta na Figura 6.



Modelo SB-10D

- Composta por:**
- > 01 x Gabinete IP65
 - > 03 x DPS BUD-40/3
 - > 06 Base Fusível
 - > 06 x Fusível 15A

- Indicada para:**
- Inversor Solar
 - Sofar 33.000 TL-LV
 - MPPT1 => 3E/3S
 - MPPT2 => 2E/2S
 - MPPT3 => 2E/2S

Dados Técnicos		Caixa	BX-26
Tipo	SB-10D	Classe de Proteção	IP 65
Nº de Entradas	7	Cor	RAL 7035
Nº de Saídas	7	Dimensão	302x373x118mm
Nº de MPPT's do Inversor	3	Peso	3.0 Kg
Máxima Tensão de Entrada DC	1000Vcc		

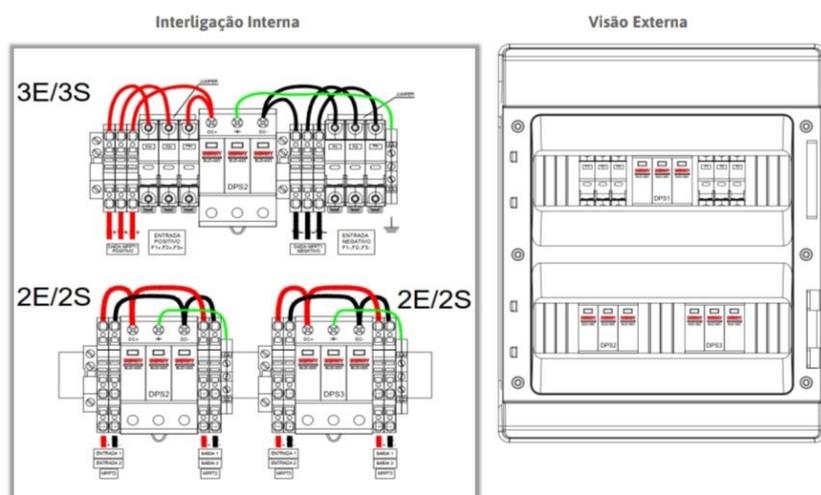


Figura 6: Kit comercial SB-10D.

Os componentes de proteção da parte CA foram dimensionados com auxílio da planilha de dimensionamento CC e CA. A Figura 7 apresenta os valores inseridos e os resultados obtidos.

Dimensionamento de minidisjuntores

Dados de entrada para dimensionamento		
Altitude da instalação	698	m
Temperatura ambiente	30	°C
Número de disjuntores agrupados	1	qtd.
Corrente nominal do condutor fase (Iz)	101	A
Corrente projeto (Ib)	86,60254038	A

Fator de altitude	1	
Fator de temperatura	1	
Fator de agrupamento	1	
Corrente corrigida nominal	86,60254038	A

Corrente projetada nominal do disjuntor (In)	100	A
--	-----	---

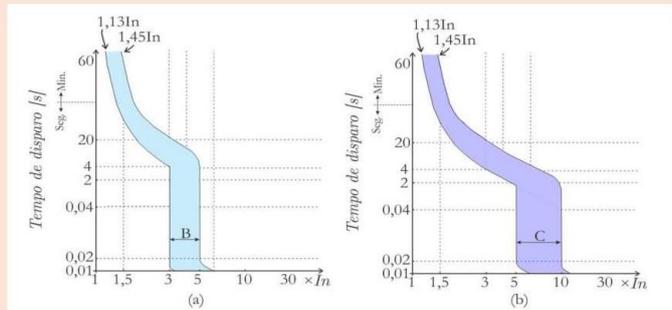
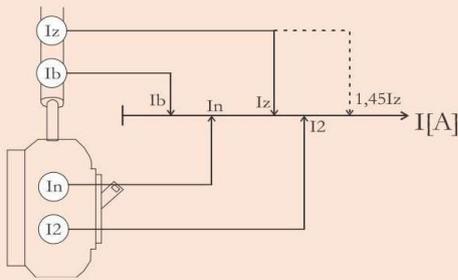


Figura 7: Planilha de dimensionamento dos disjuntores.

Foram inseridas as informações específicas do projeto, como altitude da instalação, a cidade, a temperatura ambiente e o número de agrupamentos de disjuntores, para correto dimensionamento da proteção e para avaliação térmica dos componentes.

Com essas informações inseridas, a corrente de projeto foi calculada em 86,60 A e a corrente projetada nominal do disjuntor em 100 A. Portanto, o disjuntor escolhido para esse projeto foi o trifásico classe C DIN 100 A, do Fabricante SOPRANO, modelo SHB H – 100A TRIPOLAR 05121.1100.31, conforme Figura 8.



Figura 8: Disjuntor Tripolar SOPRANO SHB H – 100 A.

Em complemento ao quadro de proteção CA, foi dimensionado o dispositivo de proteção contra surtos, DPS. Esses dispositivos devem conduzir correntes de grande intensidade e de curtos períodos de tempo, desviando-as da instalação à que se destina proteger. Quando bem projetados, voltam ao estado inicial de operação após o surto sem danos, desde que se encontre dentro do número de operações previstas na certificação. Esse número de atuações é informado pelo fabricante, após os testes de aceitação do produto em diversas condições a que se propõe o dispositivo.

O dimensionamento do dispositivo leva em consideração alguns fatores, entre eles a tensão máxima de operação. Para esse parâmetro, deve-se analisar a tensão de cada fase e escolher um DPS com uma tensão máxima compatível. Nesse projeto, utilizaremos um DPS monopolar com tensão máxima de 175 V para cada fase, já que a tensão de fase é 127 V.

Para a corrente de surto máximo, definiu-se o valor de 40kA. Desta forma serão instalados três dispositivos monopolares modelo VCL Slim Classe I/II - 12,5/40kA, do fabricante Clamper, exposto na Figura 9, em cada fase do sistema.

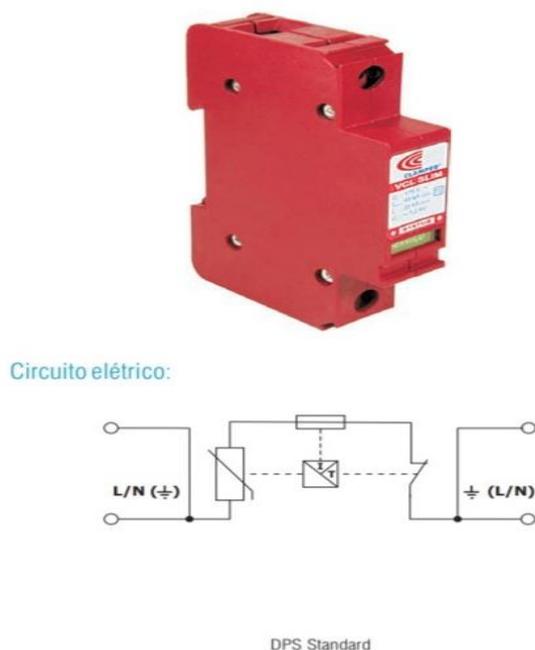


Figura 9: DPS monopolar modelo VCL Slim Classe I/II - 12,5/40kA II – Fabricante Clamper.

2.4 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.C.

No subsistema de corrente contínua, serão utilizados condutores de cobre com isolamento em PVC 90°C de 1,8kV, proteção contra raios UV e com seção mínima de 4,0mm², tanto para condutores positivos quanto negativo, sendo o positivo de cor vermelha e o negativo de cor preta.

O dimensionamento dos condutores foi feito, considerando-se a capacidade de condução de corrente do condutor e a queda de tensão máxima admissível do circuito. Os condutores serão do tipo BWF e possuirão gravados em toda sua extensão as especificações de nome do fabricante, bitola, isolamento, temperatura de operação e certificado INMETRO.

Para dimensionamento dos cabos, foram inseridas as informações de projeto na planilha de dimensionamento e obtivemos os resultados apresentados na Figura 10.

Dados de entrada para dimensionamento cabo c.c.		Valor
Método de referência		e1
Isolação		XLPE/EPR
Temperatura ambiente/solo		40 °C

Dados c.c. da usina FV	Valor	Unidade
Potência nominal do módulo fotovoltaico	500	W
Tensão no ponto de máxima potência do módulo fotovoltaico	42,88	V
Corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico	12,46	A
Número de módulos fotovoltaicos em série	17	unid.
Número de séries fotovoltaicas	1	unid.
Número de arranjos fotovoltaicos	1	unid.
Uso de dispositivos de proteção contra sobrecorrente	Não	-
Potência c.c. do sistema FV	8500	W
Corrente de projeto da série fotovoltaica	18,69	A
Corrente de projeto do arranjo fotovoltaico	15,575	A
Distância máxima de cabo da série fotovoltaica	19	m
Distância máxima de cabo do arranjo fotovoltaico	30	m
Queda de tensão admissível no MPP	4	%
Condutividade do cobre em 90° C	44	m/Ohm.mm ²

Dimensionamento do cabo da série fotovoltaica		
Critério seção mínima	2,5	mm ²
Critério da capacidade de condução de corrente	4	mm ²
Critério da queda de tensão	1,5	mm ²
Seção final	4	mm ²

Dimensionamento do cabo do arranjo fotovoltaico		
Critério seção mínima	2,5	mm ²
Critério da capacidade de condução de corrente	2,5	mm ²
Critério da queda de tensão	1,5	mm ²
Seção final	2,5	mm ²



Figura 10: Planilha de dimensionamento de cabos parte CC.

Pode-se observar que os valores inseridos na planilha correspondem ao arranjo com maior número de módulos em série. Dessa forma, dimensionamos o condutor CC para o maior arranjo em série do sistema - 17 módulos fotovoltaicos-, já que, para o arranjo com 16 módulos, não contemplaria totalmente a configuração pretendida.

Ao analisar a planilha deve-se considerar que o método de referência adotado foi o de dois cabos em eletroduto enterrado a 1,0m de profundidade, configuração essa que será adotada entre a área de instalação dos módulos e a construção que abrigará o inversor e demais componentes. Esse método de referência, caracterizado na planilha como e1, foi considerado devido ao fato de ser a pior condição para o cabeamento desse sistema.

O tipo de isolação XLPE e a temperatura do solo de 40°C foram inseridas para melhor caracterização dos componentes, a fim de se obter os resultados mais precisos possíveis.

Após a inserção dos dados dos módulos fotovoltaicos e do arranjo que se deseja implementar, precisa-se inserir os dados físicos aproximados da instalação, como a distância da série fotovoltaica. Nesse caso, as distâncias entre os 17 módulos da série e entre o último módulo da série e o inversor são, respectivamente 19 metros e 30 metros.

Deve-se atentar para a máxima queda de tensão admissível CC e inseri-la na planilha, a fim de estabelecer tolerância máxima quanto à tensão do arranjo dimensionado.

Os resultados apresentados para dimensionamento do cabo da série fotovoltaica são os parâmetros analisados mais profundamente. Deve-se escolher a maior bitola de cabo dentre os resultados apresentados. Dessa forma, atenderá aos critérios de seção mínima, capacidade de condução de corrente e queda de tensão simultaneamente, garantindo a segurança para o projeto quanto ao quesito cabeamento na parte CC.

Ao final, observa-se que a escolha do cabeamento com seção mínima de 4 mm² atende aos critérios da planilha. Determinou-se o cabeamento de 6 mm² para compor o sistema devido a disponibilidade do fornecedor.

2.5 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS C.A.

Para o subsistema em corrente alternada, foram utilizados condutores de cobre, com seção mínima de 35,00mm² e isolamento em PVC 90°C 1KV, estando de acordo com as normas brasileiras competentes. Para tal, considerou-se a potência máxima de pico do circuito e todos os critérios técnicos de dimensionamento de condutores elétricos contidos na NBR 5410/2004 [3], tais como seção mínima do condutor, capacidade de condução de corrente, queda de tensão máxima, sobrecarga, curto-circuito, isolamento do condutor e método de instalação.

Como auxílio, foi utilizada uma planilha de dimensionamento. As Figura 11 e Figura 12 mostram os dados inseridos e os resultados obtidos.

Dados de entrada para dimensionamento cabo c.a.	Valor	
Método de referência	m_D	
Isolação	EPR/XLPE	
Temperatura ambiente/solo**	40	
Número de condutores carregados	3	
Número de circuitos na linha elétrica	1	
Condutor	Cobre	
Construção do condutor*	Unipolar	Espaçado horizontal

Dados c.a. da usina FV	Valor	Unidade
Potência c.a.	33000	W
Tensão RMS de linha	220	V
Tipo de sistema	Trifásico	-
Corrente RMS nominal	86,60254038	A
Corrente de projeto	101,8853416	A
Distância do transformador	95	m
Queda de tensão admissível do ponto de entrega	4	%
Impedância mínima nestas condições	0,90917474	V/Akm

Condutor fase		
Critério seção mínima	2,5	mm ²
Critério da capacidade de condução de corrente	35	mm ²
Critério da queda de tensão	25	mm ²
Seção final	35	mm ²

Figura 11: Planilha de dimensionamento de cabos CA – Parte 1.

Dimensionamento dos condutores c.a.		
Resistividade do solo	2,5	Km/W
Fator de correção de temperatura	0,85	
Fator de correção agrupamento/número circuitos	1	
Fator de correção resistividade do solo	1	
<i>Entrada manual</i> <i>Aba "Aux_Agrupamento"</i>		
Perdas c.a. por fase (injeção nominal da UFV)	394,725	W
Perdas c.a. por fase (% potência nominal da UFV)	1,196136364	%
Condutor neutro***		
Componentes múltiplas de terceiro harmônico presumida	15	%
Corrente de projeto de neutro	101,8853416	A
Seção final	25	mm ²

Figura 12: Planilha de dimensionamento de cabos CA – Parte 2.

Uma análise dos dados inseridos faz-se necessária. O método de referência, representado por m_D , corresponde a cabos unipolares em eletroduto de seção circular enterrado, contemplando a condição da seção entre o inversor e o ponto de entrega da concessionária.

O cabeamento proposto é unipolar de cobre e com isolamento de EPR. Os condutores ficarão espaçados horizontalmente entre si dentro do eletroduto. Considerou-se 40°C a temperatura do solo.

Foram inseridas, também, as características do sistema, como potência CA, tensão RMS de linha, tipo de sistema, distância do transformador, tensão admissível máxima até o ponto de entrega e resistividade do solo, parâmetro arbitrado conforme característica do solo da região da instalação.

Os resultados apresentados seguem o mesmo critério utilizado para escolha do cabeamento CC, sendo escolhida a bitola de maior seção. Nesse caso, a escolha foi o de 35 mm², tanto para os condutores fase quanto para o neutro, a fim de atender aos requisitos de mínima seção para a segurança do projeto.

2.6 ATERRAMENTO

No sistema de aterramento do sistema FV, serão utilizados condutores da mesma seção mínima dos condutores fase, com a isolamento de PVC 70°C e 750V, na cor verde. Foram dimensionados de acordo com as premissas contidas nas normas NBR5410/2004 [3].

Todos os equipamentos e estruturas instaladas serão conectados ao aterramento da unidade consumidora. Serão utilizados condutores de 6,0mm², buscando-se sempre a menor distância possível entre o equipamento e o ponto de aterramento.

Os módulos fotovoltaicos serão instalados sobre as estruturas de concreto e serão devidamente aterrados entre si e conectados às hastes de aterramento através de condutores, na cor verde, de 6,0mm², isolamento de PVC 70°C e 750V, e diretamente fixados ao ponto de aterramento indicado na base metálica de cada módulo.

Serão instaladas 02 hastes auxiliares de cobre de 2400mm nos dois extremos da área de posicionamento dos módulos fotovoltaicos. Essas serão interligadas à haste de aterramento da unidade consumidora, que possui os mesmos 2400mm de comprimento e de mesmo material. O posicionamento da haste de aterramento da unidade consumidora estará imediatamente abaixo do quadro de distribuição da unidade.

A Figura 13 representa o esboço do posicionamento pretendido das hastes de aterramento, representada pelas esferas de cor verde, em relação ao posicionamento planejado dos módulos fotovoltaicos na área designada para este fim.

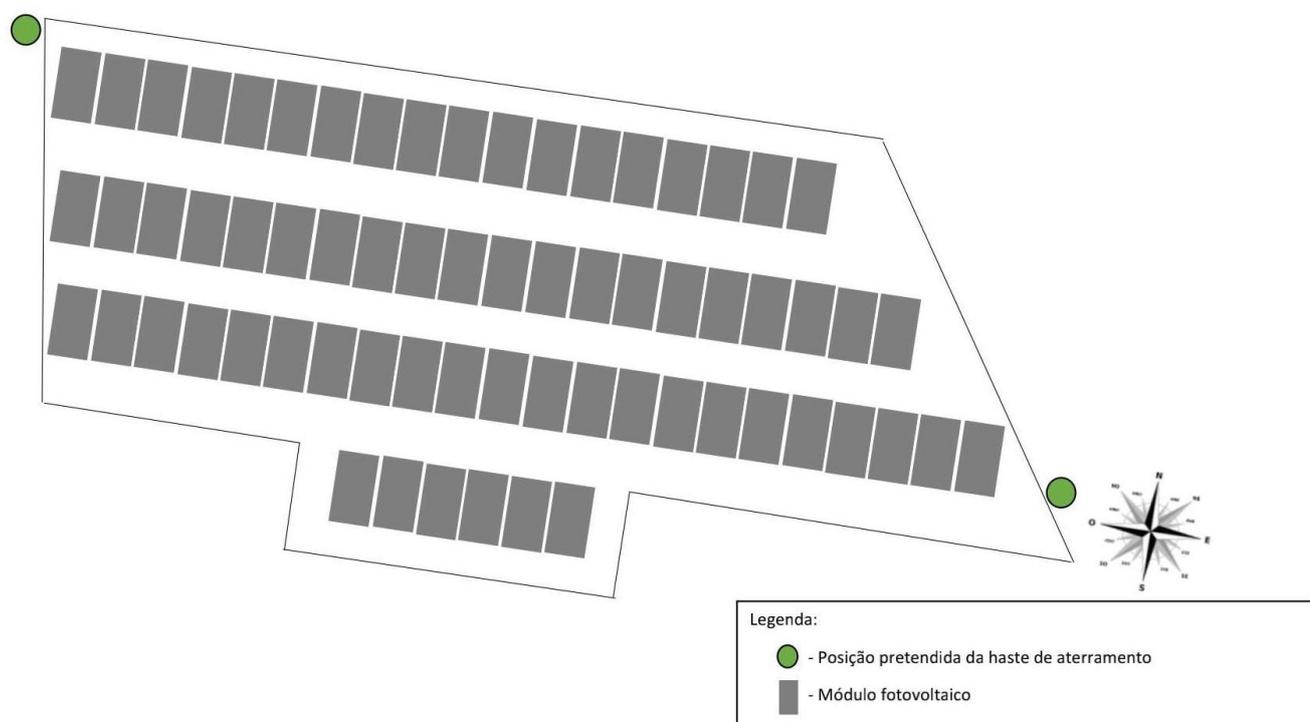


Figura 13: Esboço do posicionamento das hastes de aterramento.

Em atendimento às normativas, existirão 03 hastes de alumínio de 2400mm de comprimento, espaçadas de 2.400mm entre si, instaladas junto ao padrão conforme normativa da concessionária CEMIG [4], Figura 14.

O aterramento é do tipo TN-C-S, na qual o condutor neutro é diretamente aterrado, servindo tanto como proteção quanto função neutro. O condutor neutro de cobre possui bitola de 35mm² e está diretamente ligada ao aterramento do inversor na parte de CA, no aterramento da unidade consumidora e no ponto de entrega da concessionária.

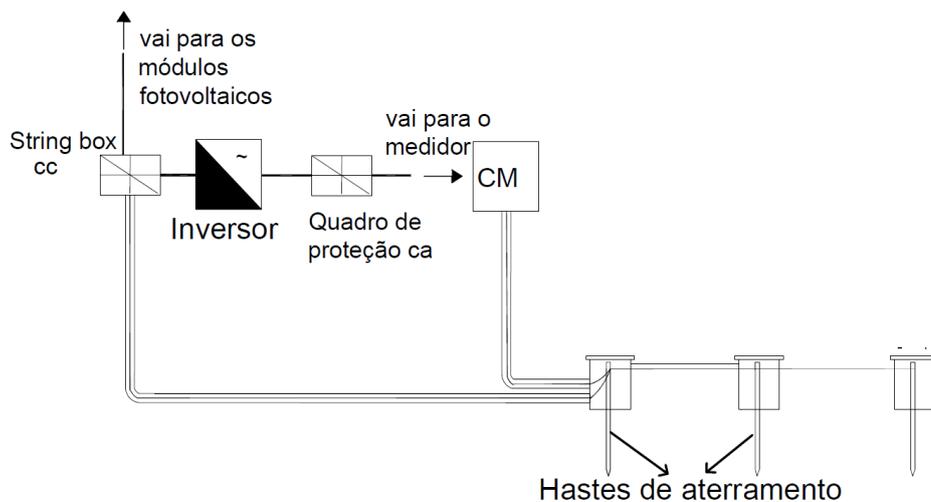


Figura 14: Esquema de aterramento do padrão CEIMG. A caixa do medidor é indicada na figura como “CM”.

2.7 ESTRUTURA DE FIXAÇÃO

As estruturas de fixação para sistemas fotovoltaicos são práticas, eficientes e robustas desenvolvidas com o objetivo de suportar as mais diversas condições climáticas.

Os fixadores, grampos intermediários e finais, são em alumínio 6063-T6 de alta resistência e os parafusos, porcas e arruelas em aço galvanizado.

Para esse projeto, será desenvolvida uma estrutura em concreto, conforme exposto na Figura 15. Para fabricação da estrutura, foram confeccionados quatro moldes: molde externo, molde interno e duas peças acessório com dimensões pré-definidas. Os módulos fotovoltaicos se fixarão à estrutura através do conjunto de grampos e parafusos. Para os parafusos existirão as peças acessório que simularão o alojamento, durante a fabricação, da bucha de fixação, a qual servirá de alojamento para o parafuso fixador dos grampos.

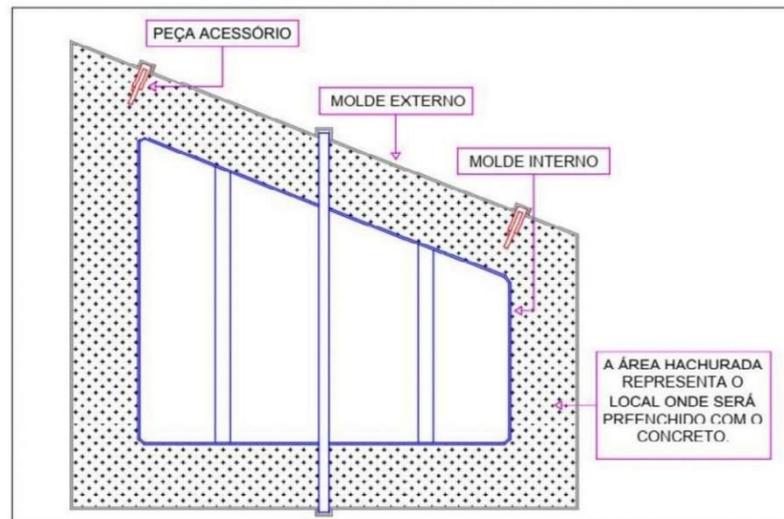


Figura 15: Estrutura de fixação da usina fotovoltaica.

A estrutura projetada para assentamento dos módulos fotovoltaicos precisa ter dimensões definidas e devem atender ao requisito de ângulo de inclinação do MFV, já estabelecido anteriormente. A Figura 16 apresenta as dimensões externas da estrutura calculadas para o ângulo de inclinação de 22° e distanciamento mínimo do solo de 500 mm. O distanciamento foi definido com a premissa de possibilidade de limpeza do terreno, caso exista a necessidade.

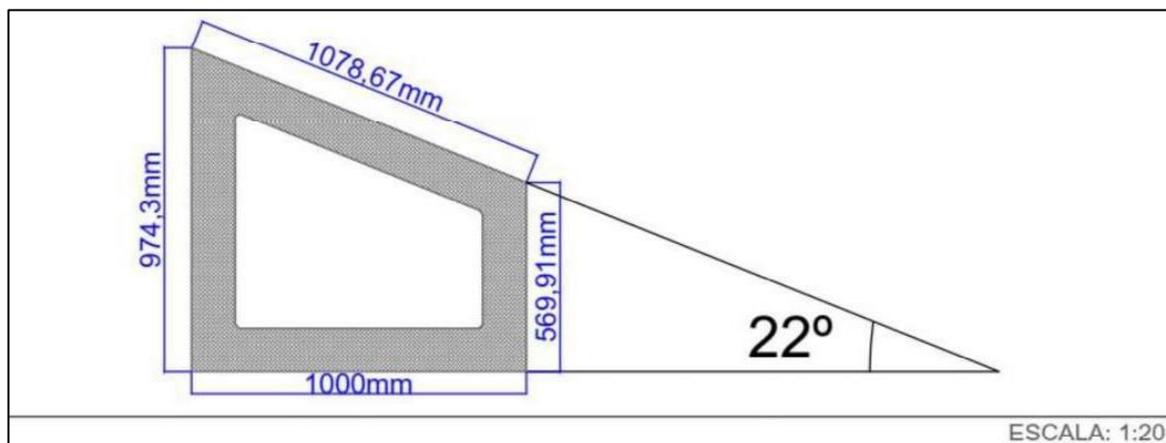


Figura 16: Dimensões externas e ângulo de inclinação da estrutura de fixação.

O piso da UV foi forrado com uma camada fina de escória para receber as estruturas de concreto. Essas serão instaladas de forma alinhada e nivelada para posicionamento dos módulos fotovoltaicos.

Definidas as estruturas, buscou-se a melhor configuração de posicionamento das bases, com o objetivo de comportar todos os 66 módulos fotovoltaicos previstos, sem desprezar as restrições de posicionamento.

Na Figura 17 contém o esboço do posicionamento planejado para instalação dos módulos na área designada, revelando a quantidade de fileiras, o número de módulos por fileira e o direcionamento de todo o arranjo FV. Cabe ressaltar que a ligação elétrica entre módulos será efetuada conforme a disposição definida anteriormente.

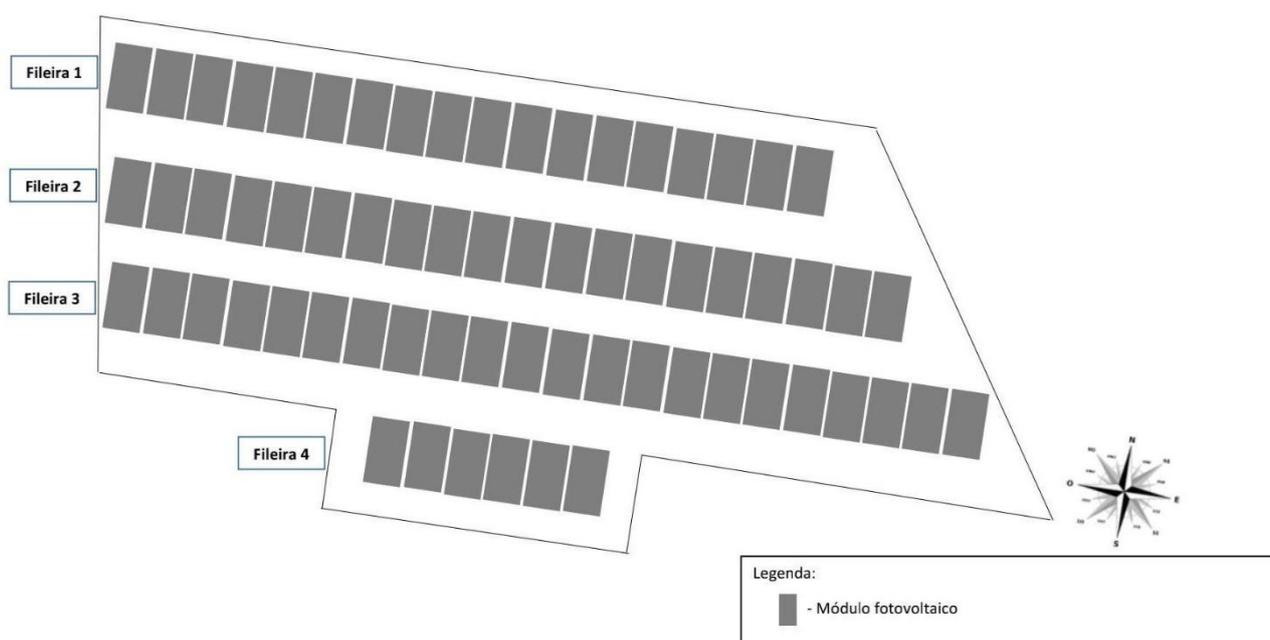


Figura 17: Foto da disposição pretendida das estruturas de fixação da usina fotovoltaica.

Conclui-se, ao analisar o apresentado, que a UV terá estruturas alinhadas compostas por 4 fileiras sendo essas com 18, 20, 22 e 6 módulos fotovoltaicos, respectivamente.

3- Análise de Viabilidade Econômica

A análise financeira de todos os custos da UV é importantíssima para identificar a viabilidade de implementação do projeto. O estudo abaixo trata dos critérios adotados para classificar a viabilidade econômica do projeto e as suas particularidades, como suas receitas e despesas. Por fim, o estudo do fluxo de caixa mostrará a taxa e o tempo de retorno do investimento.

3.1 PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO

O projeto da UV foi desenvolvido com base no consumo do cliente, buscando uma produção de energia compatível para o máximo de compensação possível. Com o dimensionamento projetado, espera-se uma produção que supra a demanda atual do cliente com uma margem aceitável para imprevistos, como manutenções programadas, baixa irradiação solar por motivos climáticos ou até mesmo problemas com algum componente que demande intervenção na instalação.

Para o cálculo da redução de consumo, foi analisada a média de consumo anual do cliente e comparada com a expectativa de produção anual da UV. A média anual auxilia para a correta mensuração devido a coleta de dados mais compatível com a realidade, por possuir uma amostragem grande de tempo, proporcionando maior assertividade nos cálculos.

Como calculado anteriormente, teremos para consumo médio anual do cliente o valor de 43.907kWh e, conseqüentemente, um consumo de 3.658,9 kWh mensalmente. A expectativa de produção da usina projetada é de 46.172,50 kWh ao ano ou 3.847,70 kWh ao mês. Com base nos valores apresentados e não ocorrendo aumento considerável no consumo do cliente, pode-se prever que a produção do sistema projetado excede, aproximadamente, em mais de 5% o consumo atual total do cliente.

Apesar da expectativa de produção de energia elétrica pela usina ser maior que o consumo atual do cliente, por questão tarifária temos a taxa de disponibilidade e a taxa de iluminação que incidem sobre o valor da conta de energia elétrica cobrada pela concessionária mediante a classificação do sistema de entrega.

A classificação do sistema de entrega dá-se quanto ao número de fases disponíveis no ponto de entrega, podendo ser o sistema classificado em monofásico, bifásico e trifásico. Com essa classificação, a concessionária mensura a taxa de disponibilidade cobrada através da métrica de equivalência,

ou seja, o valor cobrado por um sistema monofásico, bifásico e trifásico é correspondente a 30, 50 e 100 kWh/mês, respectivamente.

Quanto a taxa de iluminação pública, observou-se após a análise da conta do cliente, que a UC se encontra em uma área rural. Portanto, não é cobrada a referida taxação.

Com o conceito de taxa de disponibilidade definido e confirmada a não cobrança da taxa de iluminação pública, pode-se analisar o percentual de redução do sistema fotovoltaico no consumo do cliente junto a concessionária. Sabendo-se que, no ponto de entrega do cliente, tem-se a classificação como trifásico e a expectativa de produção da usina fotovoltaica supera a estimativa de consumo, conclui-se que o valor caracterizado como consumo junto a concessionária será de 100 kWh ao mês ou 1.200 kWh ao ano.

Portanto, é possível caracterizar o percentual de redução do consumo, nesse caso específico, através do seguinte cálculo:

$$\begin{aligned} \%Redução &= (C_{anual} - Tx_{disp.}) \div C_{anual} \\ \%Redução &= (43.907\text{kWh} - 1.200 \text{ kWh}) \div 43.907\text{kWh} \\ \%Redução &= 97\% \end{aligned}$$

O símbolo $\%Redução$ representa o valor em percentual de redução do consumo, C_{anual} o valor do consumo médio anual e $Tx_{disp.}$ representa o valor cobrado como taxa de disponibilidade, conforme citado anteriormente. Dessa forma estima-se uma redução de 97% no consumo do cliente junto a concessionária e, conseqüentemente, no valor cobrado na conta de energia elétrica.

Apesar de o percentual de redução no consumo do cliente junto a concessionária ser de 97%, a análise de viabilidade econômica estende-se a outros fatores, os quais serão abordados posteriormente, não podendo afirmar viabilidade econômica apenas com esse critério.

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

Os sistemas fotovoltaicos são compostos por equipamentos modernos com diversos componentes eletrônicos, desenvolvidos a partir de tecnologias aprimoradas, que tentam mitigar possíveis falhas ou defeitos dos componentes. Mesmo assim, demandam certos cuidados, como manutenção, limpeza,

inspeções e trocas programadas de equipamentos, gerando despesas e influenciando diretamente nos custos operacionais da instalação como um todo.

Além de toda manutenção e cuidados previstos, existe a degradação natural das células fotovoltaicas, geralmente compostas de silício, que, eletricamente interligadas, são uma parcela relevante da composição dos módulos fotovoltaicos. Essa degradação natural do MFV ao longo dos anos afeta diretamente na performance do sistema, e a previsão de redução é de, aproximadamente, 1% ao ano [1]. Essa queda deve ser encarada como custo, já que se reduz a produção energia elétrica, foco de todo projeto FV.

Ademais, existem despesas que são obrigatórias dependendo da classificação da UC, como a taxa de disponibilidade da concessionária, taxa de contribuição para iluminação pública, taxas oriundas do plano energético nacional no que tange as bandeiras tarifárias e os próprios impostos, os quais já estão inseridos no valor do kWh cobrado pela concessionária.

Observa-se, portanto, que tudo que foi exposto anteriormente impacta diretamente nos custos e demanda atenção na análise de viabilidade econômica do projeto. Foram projetadas as variáveis financeiras com base nos valores atuais e taxas pretendidas com esse projeto, conforme a Tabela 4.

Tabela 4 – Variáveis financeiras.

Taxas	% a.a.
Taxa de reajuste do preço da energia	16,3
Taxa de reajuste dos valores monetários	10,5
Taxa de diminuição de eficiência dos módulos	1
Taxa Mínima de Atratividade - TMA	15,5

Fonte: Elaborado pelo autor (2022).

A taxa de ajuste do preço da energia elétrica é uma componente difícil de prever, devido a diversos fatores, dentre eles: mudanças climáticas, demanda energética nacional, recomposição do fundo energético nacional por investimentos no setor e, principalmente, as taxas de juros da economia. Todas essas variáveis são ajustadas conforme a necessidade pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [5]. Dito isso, constatou-se, com base no histórico de dados da Associação de Comercializadores de Energia (Abraceel), que a energia elétrica residencial teve um aumento médio anual de 16,3% entre 2015 e 2021 [6]. Buscando maior assertividade nos cálculos e adotando valores compatíveis com o histórico recente, o valor de 16,3% foi adotado para a referida taxa.

Para a taxa de reajuste de valores monetários, foi considerado o valor médio projetado da SELIC. Segundo dados fornecidos pelo Banco Central do Brasil, a

projeção dessa taxa básica de juros da economia para o ano de 2023 seria de 10,50%, no momento do estudo de viabilidade [7].

A taxa mínima de atratividade (TMA) é a taxa de juros que representa o mínimo que o investidor se propõe a ganhar em um investimento. A taxa é composta por três componentes e é precificada individualmente por cada investidor, não havendo fórmula pré-definida para mensurar por ser algo bem individual. As três componentes são: o custo de oportunidade, em comparação a outros investimentos disponíveis, o risco do negócio a que se propõe a investir e liquidez, a qual impõe o tempo mínimo de se manter no investimento sem a opção de se desfazer do negócio [8]. A composição da TMA, além de individual exige uma boa percepção de mercado. Para esse projeto, buscou-se uma TMA 5% acima da taxa SELIC como parâmetro aceitável para implementação do projeto. Dessa forma, a taxa mínima de atratividade ficou definida em 15,5%.

Outros pontos que precisam ser analisados são as variáveis financeiras oriundas da concessionária CEMIG, as quais são aplicadas aos consumidores. Na Tabela 5, podemos analisar os valores de cada componente referente a esse projeto, baseando-se em uma média aproximada do valor cobrado por kWh pela concessionária.

Tabela 5 – Variáveis financeiras - Concessionária.

Taxas	Valores
Tarifa de energia (R\$)	0,92
Tarifa de iluminação pública (R\$)	0,00
Taxa de disponibilidade (kWh)	100
Tarifa da taxa de disponibilidade (R\$)	92,00

Fonte: Elaborado pelo autor (2022).

No escopo da manutenção programada, são previstas a limpeza dos módulos fotovoltaicos e a inspeção de todos os componentes da instalação, com a frequência de 5 vezes ao ano, assim como a troca do inversor, a qual deve ser realizada com, aproximadamente, 10 anos. Nos custos de manutenção, foram considerados os valores praticados atualmente, com correção monetária atrelada à taxa SELIC, com o intuito de se manter o poder de pagamento durante os anos, como mostrado na Tabela 6.

Tabela 6 – Valores da Manutenção programada.

Taxas	Valores
Mão de obra – Limpeza – Valor da diária (R\$)	200,00
Número de dias	1
Frequência ao ano	5

Taxa de mão de obra anual (R\$)	1.000,00
Taxa de reajuste anual (SELIC Projetada)	10,5%
Troca programada do Inversor – 10 anos (R\$)	18.000,00

Fonte: Elaborado pelo autor (2022).

O valor aplicado na troca programada do inversor FV compõe os custos atuais do equipamento, incluindo frete e demais impostos, e mão de obra de instalação.

3.3 FLUXO DE CAIXA

O estudo do fluxo de caixa projetado consistiu em coletar os dados referentes ao consumo médio anual do cliente, às variáveis financeiras do investimento, às variáveis financeiras aplicadas pela concessionária e aos custos previstos com manutenção programada, troca programada de equipamentos e custo dos equipamentos para implementação do projeto.

O custo de implementação do projeto é composto pela soma dos valores do conjunto de módulos, inversor FV, dispositivos de proteção, cabeamentos, eletroduto e construção das bases de fixação, assim como custos com a engenharia de projeto, mão de obra para instalação, deslocamentos de pessoal em todas as etapas do projeto e despesas extras, essa última composta por pequenas adequações indispensáveis ao projeto proposto.

O custo com a engenharia de projeto consiste na soma dos valores aplicados na homologação junto a concessionária, ART de projeto, ART de instalação e construção do projeto no Autocad - ferramenta usualmente utilizada na construção de projetos em geral.

Os custos de implementação do projeto projetados foram discriminados na Tabela 7.

Tabela 7 – Custos de implementação projetados.

Custos	Valores
Custo com equipamentos (R\$)	89.550,00
Custo com as bases de fixação (R\$)	2.450,00
Custo da engenharia do projeto (R\$)	5.400,00
Custo com Mão de obra de instalação (R\$)	24.800,00
Custo com deslocamentos de pessoal (R\$)	800,00
Despesas extras (R\$)	2.000,00
Total dos custos de implementação (R\$)	125.000,00

Fonte: Elaborado pelo autor (2022).

Esses dados foram aplicados aos cálculos de fluxo de caixa no período de 11 anos e foram obtidos os resultados apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 – Valores do fluxo de caixa nos 11 primeiros anos

Ano	Fluxo de caixa (R\$)	Saldo acumulado (R\$)	Fluxo de caixa descontado (R\$)
1º ano	- 86.710,00	- 86.710,00	- 86.710,00
2º ano	52.038,00	- 34.672,00	- 47.701,00
3º ano	60.584,00	25.913,00	- 8.381,00
4º ano	70.530,00	96.443,00	31.251,00
5º ano	82.105,00	178.548,00	71.196,00
6º ano	95.575,00	274.123,00	111.454,00
7º ano	111.249,00	385.372,00	152.025,00
8º ano	129.488,00	514.860,00	192.911,00
9º ano	150.711,00	665.571,00	234.112,00
10º ano	175.406,00	840.977,00	275.629,00
11º ano	186.140,00	1.027.117,00	313.774,00

Fonte: Elaborado pelo autor (2022).

Ao analisar os resultados, observa-se que o fluxo de caixa simples negativo para o primeiro ano advém do valor investido inicialmente, somado às despesas, como taxa de disponibilidade, e subtraídos do valor que seria pago à concessionária caso não instale a usina fotovoltaica.

Observa-se também que o fluxo de caixa descontado se torna positivo logo após o terceiro ano de implementação, ou seja, com 4 anos de funcionamento da UV, já se tem retorno do investimento.

3.4 ANÁLISE DA VIABILIDADE

A análise de viabilidade financeira resume-se a uma análise mais profunda dos valores quantitativos encontrados, permitindo a avaliação da viabilidade do projeto. Ao comparar os resultados com as taxas pré-determinadas, auxiliará na tomada de decisão do investimento. Na Tabela 9, são apresentados os resultados para esse projeto.

Tabela 9 – Análise de viabilidade financeira.

Taxas	Valores
VPL (TMA=15,5%)	R\$ 370.763,00
TIR	75,32%
Payback simples	2,6 anos
Payback descontado	3,2 anos
LCOE R\$/ kWh	0,41

Fonte: Elaborado pelo autor (2022).

O VLP, valor presente líquido, é uma ferramenta que zera o fluxo de caixa do projeto e permite analisar se é viável o investimento. A taxa mínima de atratividade, TMA, é um valor percentual, que indica o mínimo exigível para que um investimento seja feito, comparando-o ao mesmo valor aplicado em um produto financeiro. Esses dois dados, aplicados aos cálculos, resultam no entendimento de que qualquer valor pago abaixo de R\$ 370.763,00 torna viável o investimento. Sabendo-se que o valor do investimento seria R\$125.000,00, conclui-se que o projeto é viável financeiramente.

A taxa interna de retorno (TIR), como o nome sugere, é a métrica utilizada para analisar o percentual de retorno financeiro de um projeto. Quando se tem uma TIR maior que a TMA, significa que o investimento é viável e que não possui no mercado investimento melhor [9]. Portanto, como a TIR desse projeto é 75,32% e é maior que a TMA de 15,5%, reforça a viabilidade real.

Payback é um cálculo que permite mensurar em quanto tempo um investimento se paga. O payback simples não considera o valor do dinheiro ao longo do tempo, enquanto o payback descontado utiliza-se dos valores corrigidos para o presente, por intermédio de uma taxa de juros pré-definida, tornando-o um indicador mais complexo de se calcular e mais fidedigno [10]. Nesse caso, o tempo de retorno real desse projeto é de 3 anos e 72 dias, aproximadamente.

O Custo Nivelado da Energia, tradução do inglês para o termo representado pela sigla LCOE (Levelized Cost of Energy), é a métrica utilizada para análise de investimentos em infraestrutura de geração de energia elétrica [11]. Em resumo, o LCOE é definido como a divisão dos custos totais do projeto, incluindo não somente o capital investido (CAPEX), mas também os custos operacionais (OPEX), pela energia gerada ao longo de toda a operação da usina. Através dessa métrica, observa-se que o valor em reais custeado, em comparação à energia gerada dentro do tempo analisado, é de R\$0,41 por kWh gerados. Como o valor cobrado pela concessionária é de R\$0,92 por kWh, reforça a tese de viabilidade do projeto, já que se pagará menos pela energia elétrica com a implantação do projeto.

4- Projeto Elétrico

Neste capítulo serão apresentadas as partes que compõem o projeto elétrico da UV, como a planta de localização, os diagramas unifilar e multifilar e o memorial descritivo.

4.1 PLANTA DE LOCALIZAÇÃO

A localização da instalação deve estar detalhada no memorial descritivo. Uma prática comum é utilizar a aplicação *Google Maps* para este fim. Através da vista superior da unidade consumidora, obtida no *Google Maps*, pode-se observar com detalhes a disposição física da unidade consumidora, que solicitou acesso à rede de distribuição para instalação do sistema FV (Figura 18).



Figura 18: Local da instalação da unidade geradora fotovoltaica, obtida no Google Maps e localização, disposta no projeto elétrico.

As coordenadas geográficas (latitude e longitude) e a localização do norte geográfico são informações importantes dispostas no memorial descritivo. Por outro lado, a Figura 19 também mostra a localização desta UC, detalhando pontos de referências, localização dos módulos e do ponto de conexão com a rede. As representações mostram, essencialmente, o local de instalação da UV. No entanto, a planta de localização está disposta no projeto elétrico, enquanto a localização obtida no *Google Maps* é apresentada no memorial descritivo.

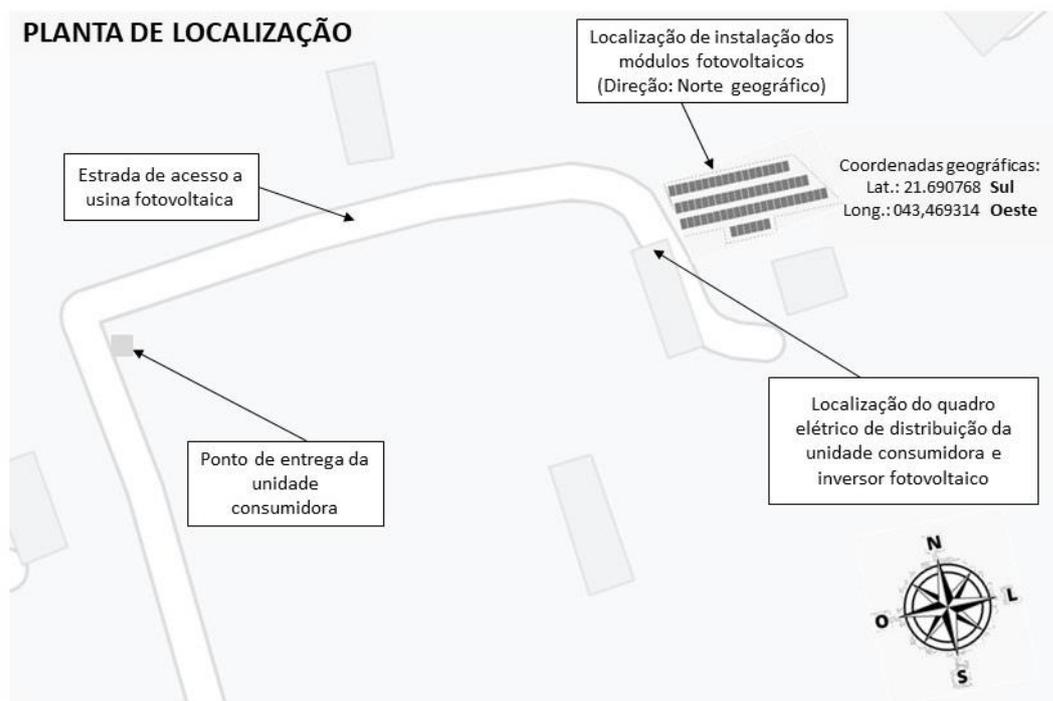


Figura 19: Planta de localização da unidade geradora fotovoltaica.

Na Figura 20, apresenta-se a vista real da planta de localização com auxílio do *Google Maps* e com as devidas informações, servindo apenas como consulta.



Figura 20: Vista real da planta de localização da unidade geradora fotovoltaica.

4.2 PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR

Com o objetivo de simplificar e generalizar o entendimento dos projetos elétricos fotovoltaicos, símbolos gráficos são utilizados para representar os diversos componentes destes sistemas.

Toda planta elétrica deve conter: margem, conforme norma; etiqueta com todas as identificações do proprietário e informações básicas; legenda com a simbologia e especificação técnica; esquema unifilar ou multifilar, quando aplicável; detalhes de montagem, quando necessário; e especificação dos componentes elétricos. A Figura 21 apresenta a simbologia e a legenda comumente adotadas em projetos elétricos fotovoltaicos.

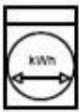
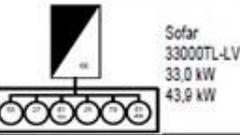
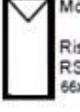
LEGENDA			
	Medidor de Medição Direta Bidirecional Padrão Concessionária CEMIG	 Sofar 33000TL-LV 33,0 kW 43,9 kW	Inversor Fotovoltaico - Fabricante - Modelo - Potência máxima CA - Potência máxima CC
  	Disjuntor Tripolar Disjuntor Bipolar Disjuntor unipolar	 Módulo Risen RSM150-8-500M 66x Módulos de 500Wp	Módulo Fotovoltaico - Fabricante - Modelo - Quantidade e Potência
	Fusível 1000Vdc 15A 1 Polos	 DPS CA Classe II Clamper 175V 40 kA (8/20 µs) 0,8 kV	Dispositivo de Proteção contra Surto - Tipo - Fabricante - Máxima Tensão - Corrente Máxima de Descarga - Máxima Tensão de Proteção
	3 DPS CC ZJBENY Classe II 1000Vdc 40 kA (8/20 µs)	 - Condutor Neutro (N) - Condutor de Proteção (PE) - Condutor de Proteção (PEN) - Condutor Fase - Condutor Positivo e Negativo	
 	Disjuntor Tripolar Disjuntor Bipolar	 Sofar 33000TL-LV 33,0 kW 43,9 kW	Inversor Fotovoltaico - Fabricante - Modelo - Potência máxima CA - Potência máxima CC
	DPS CA Classe II Clamper 175V 40 kA (8/20 µs) 0,8 kV	 Módulo Risen RSM150-8-500M 66x Módulos de 500Wp	Módulo Fotovoltaico - Fabricante - Modelo - Quantidade e Potência

Figura 21: Simbologia e legenda utilizadas em projetos de usinas fotovoltaicas.

O sistema de medição de energia deve ser bidirecional para as unidades consumidoras que aderirem ao sistema de compensação de energia. A energia ativa injetada e a consumida da rede são apuradas, para gerar descontos e créditos na fatura de energia da unidade consumidora.

Antes da adesão ao sistema de compensação de energia, o padrão de entrada da UC deve estar de acordo com as normas das concessionárias competentes. No caso da CEMIG, as normas de distribuição ND 5.1, 5.2 e 5.5 precisam ser atendidas para o acesso à rede de distribuição [12].

A Figura 22 apresenta o padrão de entrada da UC e mesmo encontra-se de acordo com as exigências da CEMIG e está apto a receber o relógio bidirecional concedido pela concessionária responsável. Como não constatado procedimento irregular no padrão de entrada, o mesmo não precisará ser readequado.

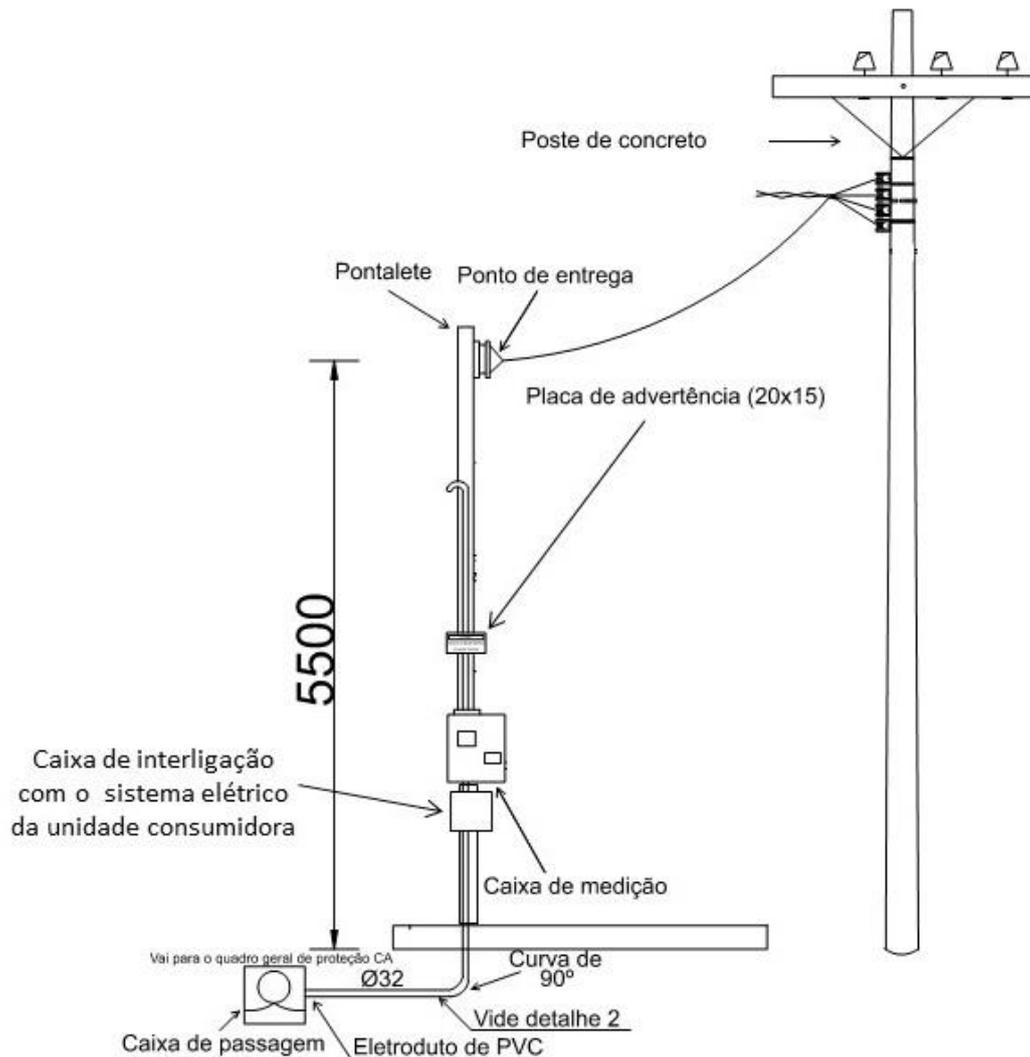


Figura 22: Padrão de entrada com caixa de medição, posição do medidor bidirecional e placa de advertência.

É possível notar a caixa de medição na qual será instalada o medidor bidirecional. Essa deve encontrar-se a um distanciamento de 1.600 a 1.700 mm do solo, em conformidade à normativa da CEMIG [4]. O dispositivo de seccionamento está instalado na lateral direita dentro da caixa de medição.

Além disso, junto ao padrão de entrada de energia, próximo à caixa de medição, deverá ser instalada uma placa de advertência conforme mostrado na Figura 23.



Figura 23: Placa de advertência que deve ser instalada na usina FV, próxima à caixa de medição (medidas 20 x 15 cm).

O planejamento de interconexão dos diversos componentes do sistema de forma eficiente, a adequação do projeto com relação aos requisitos de segurança sob ponto de vista elétrico, e a verificação do cumprimento das normas e regulamentos técnicos aplicáveis constituem o projeto elétrico de uma UV. A escolha do tipo de condutores e bitola, dimensionamento do arranjo e inversores fotovoltaicos, especificação dos dispositivos de proteção e representação em planta baixa fazem parte das etapas do projeto elétrico.

A Figura 24 apresenta o digrama unifilar da instalação elétrica trifásica (3F+N), com tensão fase-fase (ou de linha) de 220 V eficaz. A legenda para simbologia adotada é a mesma já apresentada na Figura 21.

A usina solar fotovoltaica projetada será conectada à UC com as seguintes características elétricas em seu sistema:

- ✓ Disjuntor tripolar CA de 100 A do padrão de entrada;
- ✓ Carga instalada existente na unidade consumidora de 0 kW;
- ✓ Condutores CA fase de bitola 35 mm² e neutro 35 mm², com isolamento PVC 1000 V em eletrodutos de 50 mm, no padrão de entrada;
- ✓ Medidor de energia bidirecional;
- ✓ Dispositivo de proteção contra surtos de 175 V (fase-terra), classe 2, com corrente nominal (corrente projetada, na qual é capaz de desviar para o aterramento de proteção) de 40 kA;
- ✓ Condutores CA fase de bitola 35 mm² e isolamento PVC 1000 V, dispostos em eletroduto de 60 mm" (conecta a saída CA do inversor ao quadro geral da instalação);
- ✓ Disjuntor CA de 100 A no lado CA da string box;
- ✓ Condutores CC polos positivo e negativo de bitola 6 mm², com isolamento XLPE 1800V (conecta o arranjo fotovoltaico à entrada CC do inversor);

- ✓ Dispositivo de seccionamento CC de 15 A, de tensão máxima de 1000 V de isolamento no lado CC da string box;
- ✓ Dispositivo de proteção contra surtos CC de 1000 V, classe 2, com corrente nominal (corrente projetada, na qual é capaz de desviar para o aterramento de proteção) de 40 kA;
- ✓ Inversor fotovoltaico de 33 kW CA, 220V CA, e faixa de operação CC 250-950V, com três MPPTs;
- ✓ Módulos fotovoltaicos 500 Wp dispostos em duas strings de 17 módulos FV cada e duas strings de 16 módulos FV cada, totalizando 33 kWp de potência CC instalada.

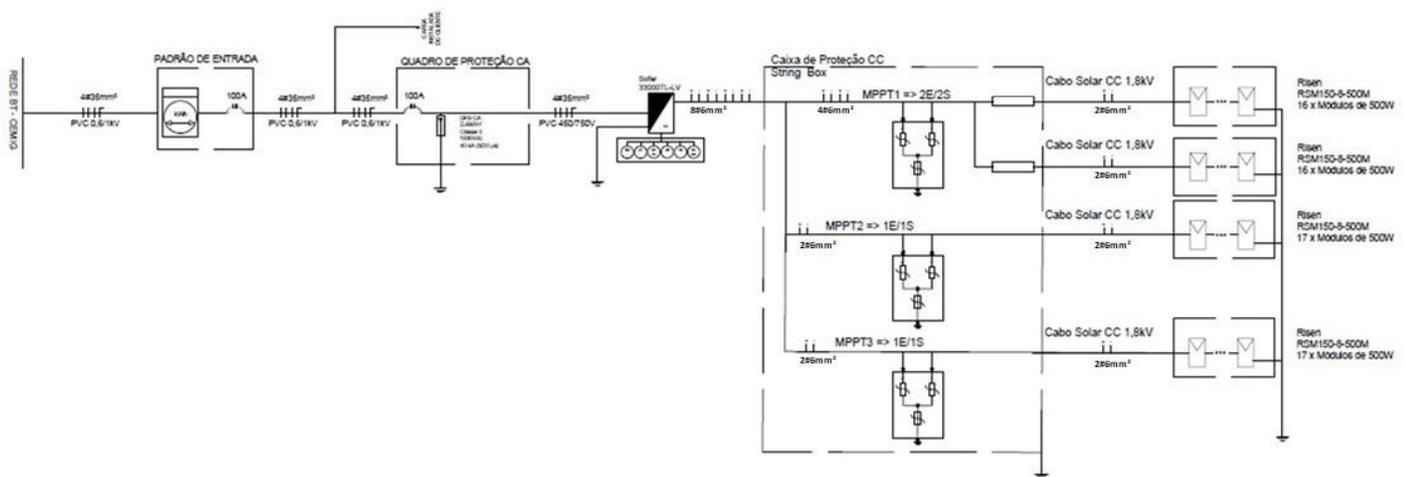


Figura 24: Diagrama unifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica.

4.3 PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA MULTIFILAR

A Figura 25 apresenta o diagrama multifilar da UC, com enfoque nas ligações elétricas entre os componentes da usina solar fotovoltaica. Este diagrama traduz fielmente as conexões efetuadas no ato da instalação física do sistema.

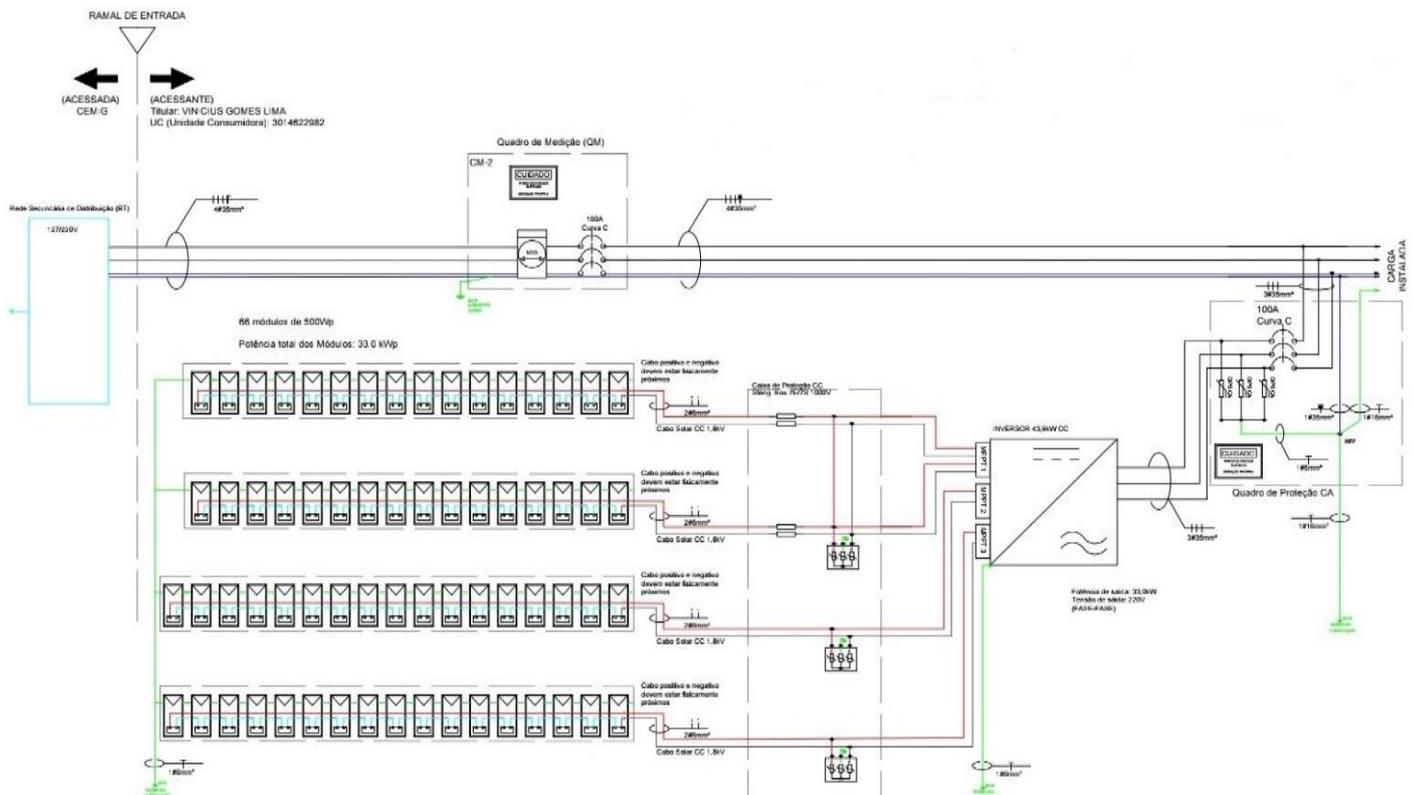


Figura 25: Diagrama multifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica.

4.4 MEMORIAL DESCRITIVO

O memorial descritivo é um documento elaborado antes de efetuar a instalação, nesse caso, do sistema de microgeração de energia solar fotovoltaica, no qual as informações do projeto devem estar descritas de forma detalhada e aprofundada.

Os seguintes itens foram abordados: dados do projetista, devidamente registrado no Conselho Federal de Engenharia e Agronomia (CREA), e da empresa responsável pelo projeto. Os dados do titular da unidade consumidora e localização da UC com as coordenadas geográficas: latitude 21,69° Sul e longitude 043,47° Oeste, número da instalação junto a concessionária e a classe: residencial trifásico. Também foi anexado o histórico ou média anual de consumo da UC, 43.907kWh;

Nas informações inseridas no memorial, também constam a foto nítida do disjuntor do padrão de entrada do cliente, trifásico, de corrente nominal de 100 A.

No escopo do memorial consta a descrição detalhada técnica dos módulos fotovoltaicos Raisen de 500 Wp, inversor Sofar de 33kW, estruturas de fixação de concreto armado, dispositivos de proteção CA e CC, aterramento e outros

componentes específicos da instalação, já abordados anteriormente nesse trabalho. Relativo a previsão de produção energética também foi inserida a média anual projetada do sistema, 46.172,50 kWh.

Em anexo ao memorial descritivo, são disponibilizados os dados dos módulos fotovoltaicos, inversores, certificação de conformidade do inversor, formulário de solicitação de acesso, projeto elétrico e ART.

Portanto, o memorial descritivo é um documento indispensável para a homologação do projeto junto à concessionária, por conter todos os dados e projeções pertinentes ao projeto [12]. Além disso, é um documento que proporciona ao cliente e aos demais profissionais, como os de manutenção, inspeção e autoridades, o entendimento de todos os itens da instalação, devido ao nível de detalhamento em todas as esferas do projeto. Importante ressaltar que, por conter os dados do projetista, empresa responsável e proprietário da UC, auxilia no contato com os responsáveis, em caso de necessidade.

5- Referências Bibliográficas

- [1] CRESESB. [Online]. Available: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>. [Acesso em 01 Julho 2022].
- [2] J. Pinho e M. Galdino, Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos., Rio de Janeiro: CRESESB, 2014.
- [3] P. H. T. Silva, 4 Dezembro 2018. [Online]. Available: https://semanaacademica.org.br/system/files/artigos/artigo_pedrohenriquetrnco_04dez2018.doc__3.pdf. [Acesso em 01 Setembro 2022].
- [4] INMET, “Portal INMET,” 2021. [Online]. Available: <https://portal.inmet.gov.br/uploads/normais/Normal-Climatologica-TMEDSECA.xlsx>. [Acesso em 01 Setembro 2022].
- [5] INMETRO, “PORTARIA 004,” 2021. [Online]. Available: <http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/rtac001652.pdf>. [Acesso em 28 Agosto 2022].
- [6] ABNT, *NBR 5410-2004 – Instalações elétricas de baixa tensão*, Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), 2014.
- [7] CEMIG. [Online]. Available: https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/07/nd5_1_000001p.pdf. [Acesso em 14 Agosto 2022].
- [8] ANEEL, [Online]. Available: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas>.
- [9] I. Corsini, “CNN BRASIL,” CNN BRASIL, 18 Janeiro 2022. [Online]. Available: <https://www.cnnbrasil.com.br/business/energia-eletrica-aumentou-mais-do-que-o-dobro-da-inflacao-nos-ultimos-anos/>. [Acesso em 19 Junho 2022].
- [10] Banco Central do Brasil, “Focus - Relatório de Mercado - 08072022,” Banco Central do Brasil, 2022.
]
- [11] D. FINANCEIRO. [Online]. Available: <https://www.dicionariofinanceiro.com/tma-taxa-minima-de-atratividade/>. [Acesso em 03 09 2022].
- [12] D. FINANCEIRO. [Online]. Available: <https://www.dicionariofinanceiro.com/tir-taxa-interna-retorno/>. [Acesso em 08 Agosto 2022].
- [13] D. FINANCEIRO. [Online]. Available: <https://www.dicionariofinanceiro.com/payback/>. [Acesso em 20 Agosto 2022].
- [14] B. Kikumoto, “CANAL SOLAR,” 22 Setembro 2020. [Online]. Available: <https://canalsolar.com.br/o-que-e-o-icoe-e-como-utilizar-nos-projetos-fotovoltaicos/>. [Acesso em 2 Setembro 2022].
- [15] CEMIG. [Online]. Available: <https://www.cemig.com.br/manual-de-geracao-distribuida/>. [Acesso em 29 08 2022].



Coordenadoria de
Educação Aberta e a Distância