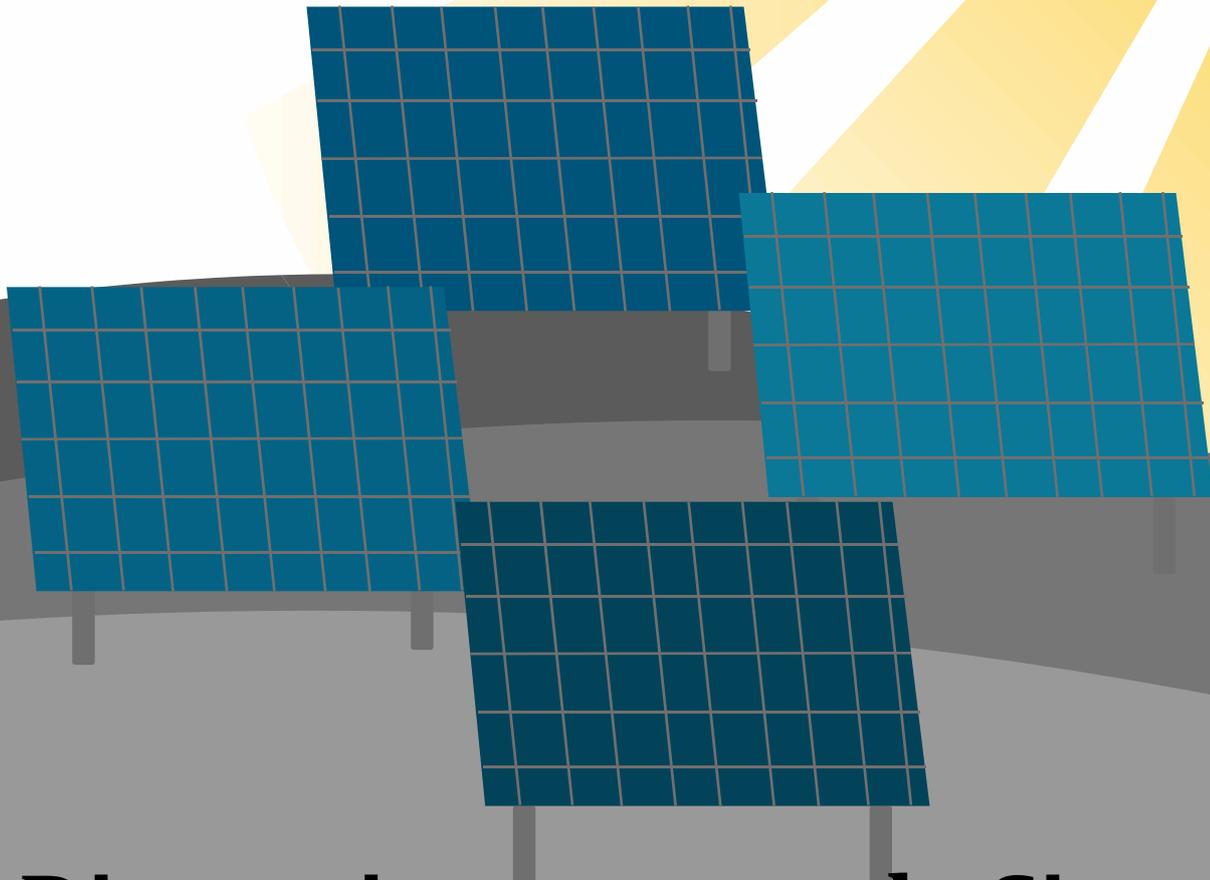


Universidade Federal de Viçosa - UFV
Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas - CCE
Departamento de Engenharia Elétrica - DEL



Dimensionamento de Sistema Fotovoltaico de 18kW Conectado à Rede, localizado em Cariacica-ES

ELT 554 - TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Aluna Thaís Mendonça Duarte
ORIENTADOR: Prof. Me. Rodrigo Cassio de Barros
Viçosa, 26 de Fevereiro de 2022.

Aluna Thaís Mendonça Duarte

Dimensionamento de Sistema Fotovoltaico de 18kW Conectado à Rede, localizado em Cariacica-ES

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. Rodrigo Cassio de Barros

Viçosa, 26 de Fevereiro de 2022.

ATA DE APROVAÇÃO

Aluno Thaís Mendonça Duarte

Dimensionamento de Sistema Fotovoltaico de 18kW Conectado à Rede,
localizada em Cariacica-ES

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 26 de Fevereiro de 2022.

Presidente e Orientador: Prof. Me. Rodrigo Cassio de Barros

Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: Prof. Me. William Caires Silva Amorim

Universidade Federal de Viçosa

Membro Titular: Prof. João Marcus Soares Callegari

Universidade Federal de Viçosa

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho

A todos que me ajudaram ao longo desta caminhada.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente gostaria de agradecer a Deus. Agradeço ao meu orientador Rodrigo pelas valiosas contribuições dadas durante todo o processo. A todos os professores do curso de Pós-graduação da Universidade Federal de Viçosa pela excelência da qualidade técnica de cada um. A minha família pelo apoio e incentivo que servirão de alicerce para as minhas realizações. Aos meus amigos Leandro e Agnaldo pela parceria e disponibilização dos dados para esse trabalho. Também agradeço ao meu namorado Lucas pelo apoio, amor e por compreender minha dedicação durante o curso.

RESUMO

Atualmente, devido ao aumento frequente na tarifa de energia elétrica, a utilização da energia solar nas residências dos brasileiros vem crescendo durante os últimos anos. Este trabalho tem o objetivo de dimensionar um sistema fotovoltaico de 18kW conectado à rede de uma Igreja localizada em Cariacica-ES. Sendo apresentado o projeto elétrico a partir do dimensionamento, análise de viabilidade econômica e um estudo de caso mostrando a implementação do sistema. A partir da média de consumo da unidade, foi dimensionado um sistema de geração composto por 40 módulos fotovoltaicos, com potência de 545 W cada, e três inversores, dois com potência de 5kW e um com potência de 18kW. A previsão de geração média é de 2.643kW/mês e retorno do investimento em 5 anos e 6 meses.

Palavras-chave: Resolução Normativa, Sistema Fotovoltaico, On-Grid.

Lista de Figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1: Localização Geográfica da Unidade Consumidora. | 13 |
| Figura 2: Área de Instalação dos Módulos Fotovoltaicos. | 14 |
| Figura 3: Disjuntor da Entrada de 200A da Unidade Consumidora. | 14 |
| Figura 4: Medidor da Unidade Consumidora. | 15 |
| Figura 5: Padrão de Medição da Unidade Consumidora. | 15 |
| Figura 6: Análise da Trajetória do Sol no SUNSURVEYOR. | 16 |
| Figura 7: Análise da Trajetória do Sol do Solstício de Verão no SUNSURVEYOR. | 17 |
| Figura 8: Análise da Trajetória do Sol do Solstício de Inverno no SUNSURVEYOR. | 17 |
| Figura 9: Análise da Trajetória do Sol do Equinócio no SUNSURVEYOR. | 18 |
| Figura 10: Dados Solarimétricos do Local da Instalação. | 19 |
| Figura 11: Perfil de Fixação que será utilizado no projeto. | 24 |
| Figura 12: Suporte PE em L para telha metálica. | 25 |
| Figura 13: Grampo Intermediário. | 25 |
| Figura 14: Grampo Final. | 25 |
| Figura 15: Junção para perfil. | 26 |
| Figura 16: Garra de Aterramento. | 26 |
| Figura 17: Módulos Fotovoltaicos Instalados no Telhado Norte-Sul. | 27 |
| Figura 18: Módulos Fotovoltaicos Instalados no Telhado Leste. | 27 |
| Figura 19: Inversores, String Box DC e String Box AC instalados. | 28 |
| Figura 20: Previsão de Geração de Energia (kWh/mês) | 28 |
| Figura 21: Histórico de Produção do Monitoramento do sistema. | 29 |
| Figura 22: Fluxo de Caixa da UC. | 32 |
| Figura 23: Comparação entre o Investimento em Poupança e em Energia Solar Fotovoltaica. | 33 |
| Figura 20: Padrão de entrada com caixa de medição e medidor bidirecional. | 35 |
| Figura 25: Placa de advertência que deve ser instalada na usina FV, próxima à caixa de medição (medidas 20 x 15 cm). | 36 |
| Figura 26: Diagrama unifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica. | 37 |
| Figura 27: Detalhamento dos geradores ligados ao barramento geral da UC. | 38 |

Lista de Tabelas

| | |
|--|----|
| Tabela 1: Quadro Tarifário da Unidade Consumidora (UC) | 12 |
| Tabela 2: Especificações dos Módulos Fotovoltaicos | 20 |
| Tabela 3: Especificações Técnicas dos Inversores Fotovoltaicos. | 21 |
| Tabela 4: Cálculo da seção do condutor pelo critério de queda de tensão admissível. | 23 |
| Tabela 5: Cálculo da seção pelos critérios de seção mínima, capacidade de condução de corrente e queda de tensão. | 24 |
| Tabela 4 – Premissas, Taxas e Índices Monetários. | 31 |

Lista de Abreviação

| | |
|---------|---|
| CA | Corrente Alternada |
| CC | Corrente Contínua |
| CRESESB | Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito |
| DPS | Dispositivo de Proteção contra Surtos |
| FV | Fotovoltaico |
| MPPT | Maximum Power Point Tracking |
| PB | Payback |
| PVC | Policloreto de Vinila |
| TIR | Taxa Interna de Retorno |
| TMA | Taxa Mínima de Atratividade |
| UC | Unidade Consumidor |
| VPL | Valor Presente Líquido |

Lista de Símbolos

| | |
|---------------|---|
| A | Área do módulo |
| L_c | Comprimento do condutor |
| I_{sc} | Corrente de curto-circuito |
| I_{mp} | Corrente de máxima potência |
| $I_{ca,max}$ | Corrente máxima de saída do inversor |
| ϵ | Eficiência do módulo |
| φ | Eficiência do sistema |
| E_m | Energia Gerada por módulo |
| FC_0 | Fluxo de caixa do período zero |
| FC_n | Fluxo de caixa no período n |
| I_r | Irradiação Solar Média |
| $I_{max,inv}$ | Máxima corrente CC do inversor |
| $P_{max,inv}$ | Máxima potência CC do inversor |
| $P_{max,PV}$ | Máxima potência do arranjo fotovoltaico |
| $V_{max,inv}$ | Máxima tensão CC do inversor |
| N_f | Número de fases |
| N_m | Número de Módulos |
| P_n | Potência nominal |
| ΔV | Queda de tensão máxima admitida |
| ρ | Resistividade do material condutor |
| S_c | Seção do condutor |
| V_{oc} | Tensão de circuito aberto |
| V_{mp} | Tensão de máxima potência |
| V_{ca} | Tensão de saída nominal |

Sumário

| | | |
|-----|---|----|
| 1- | Análise do Local da Instalação..... | 12 |
| 1.1 | ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA..... | 12 |
| 1.2 | LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO..... | 13 |
| 1.3 | ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO E PERDAS..... | 15 |
| 2- | Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico..... | 19 |
| 2.1 | DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS..... | 19 |
| 2.2 | DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES..... | 21 |
| 2.3 | DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO..... | 22 |
| 2.4 | DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CC..... | 23 |
| 2.5 | DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CA..... | 23 |
| 2.6 | ATERRAMENTO..... | 24 |
| 2.7 | ESTRUTURA DE FIXAÇÃO..... | 24 |
| 2.8 | ESTUDO DE CASO..... | 26 |
| 3- | Análise de Viabilidade Econômica..... | 30 |
| 3.1 | PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO..... | 30 |
| 3.2 | ANÁLISE DE DESPESAS..... | 30 |
| 3.3 | FLUXO DE CAIXA..... | 31 |
| 3.4 | ANÁLISE DA VIABILIDADE..... | 32 |
| 4- | Projeto Elétrico..... | 34 |
| 4.1 | PLANTA DE LOCALIZAÇÃO..... | 34 |
| 4.2 | PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR..... | 34 |
| 4.3 | MEMORIAL DESCRITIVO..... | 38 |
| 5- | Referências Bibliográficas..... | 40 |
| 6- | Anexos..... | 41 |

1- Análise do Local da Instalação

Este capítulo visa levantar dados de uma unidade consumidora (UC) do grupo tarifário B, localizada na cidade de Cariacica-ES, para a implementação de um sistema de microgeração distribuída. Sendo estes dados necessários para a realização da análise do recurso solar disponível, definição da configuração do sistema e da demanda e consumo de energia elétrica, com o objetivo de viabilizar a instalação da mesma.

1.1 ANÁLISE DO CONSUMO DE ENERGIA

Primeiramente, se faz necessário o levantamento do consumo de energia elétrica da instalação. O consumo de energia de uma instalação pode ser calculado a partir do levantamento da potência elétrica instalada pelo tempo de funcionamento. A unidade consumidora em questão existe, por tanto, o consumo foi quantificado com base no histórico de kWh consumido em um período anual, observado na Tabela 1, onde mostra a fatura da unidade disponibilizada pela concessionária EDP, responsável pela entrega de energia na localidade.

Tabela 1: Quadro Tarifário da Unidade Consumidora (UC)

| Quadro Tarifário | | |
|--------------------|---------------|----------------------|
| Tarifa | | R\$ 0,81 |
| Tipo de Ligação | | Trifásica |
| Consumo Energético | | |
| Mês | Consumo | Fatura |
| Janeiro | 2472 | R\$ 2.002,32 |
| Fevereiro | 2741 | R\$ 2.220,21 |
| Março | 2786 | R\$ 2.256,66 |
| Abril | 1029 | R\$ 833,49 |
| Mai | 848 | R\$ 686,88 |
| Junho | 746 | R\$ 604,26 |
| Julho | 706 | R\$ 571,86 |
| Agosto | 949 | R\$ 768,69 |
| Setembro | 1300 | R\$ 1.053,00 |
| Outubro | 1517 | R\$ 1.228,77 |
| Novembro | 1674 | R\$ 1.355,94 |
| Dezembro | 2142 | R\$ 1.735,02 |
| Média (mês) | 1.576 | R\$ 1.276,43 |
| Anual | 18.907 | R\$ 15.314,67 |

*(Dados retirados da conta de energia do cliente, disponibilizados pela concessionária EDP)

De acordo com a figura acima, a média de consumo da unidade é de 1576kWh/mês. Outros dados importantes a serem observados na conta é a tarifa de energia, que para a localidade é de R\$ 0,81 centavos por kWh e a tarifa de contribuição de iluminação pública, que custa R\$ 47,52.

A instalação é uma igreja e tem grande parte do seu consumo em ar-condicionado e iluminação. Hoje há 25 condicionadores de ar, 8 no auditório central de 30mil BTUs e o restante são de 12 mil e 18 mil BTUs que estão distribuídos nas salas de reunião e salas do ministério infantil. Como a conta de energia apresentada compreendeu grande parte do ano de 2020, ano de pandemia, onde a instalação teve que permanecer fechada, essa média apresentada não representava bem a realidade da igreja antes da pandemia. Além disso, a igreja prevê uma expansão de carga, por isso, o responsável solicitou que fosse considerado a média de 2600kWh/mês.

1.2 LOCALIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Como já mencionado, a Igreja está localizada no município de Cariacica-ES com as coordenadas -20.343541755179825, -40.38868974088746, como mostrado na Figura 1. Na Figura 2 é possível observar a orientação do telhado e que ele possui duas áreas, um telhado de 2 abas orientadas norte-sul de aproximadamente 115m² e um de aba única com aproximadamente 67m² orientado para o leste. Assim, temos uma área de 182m² com telhas metálicas trapezoidais para instalação dos módulos.

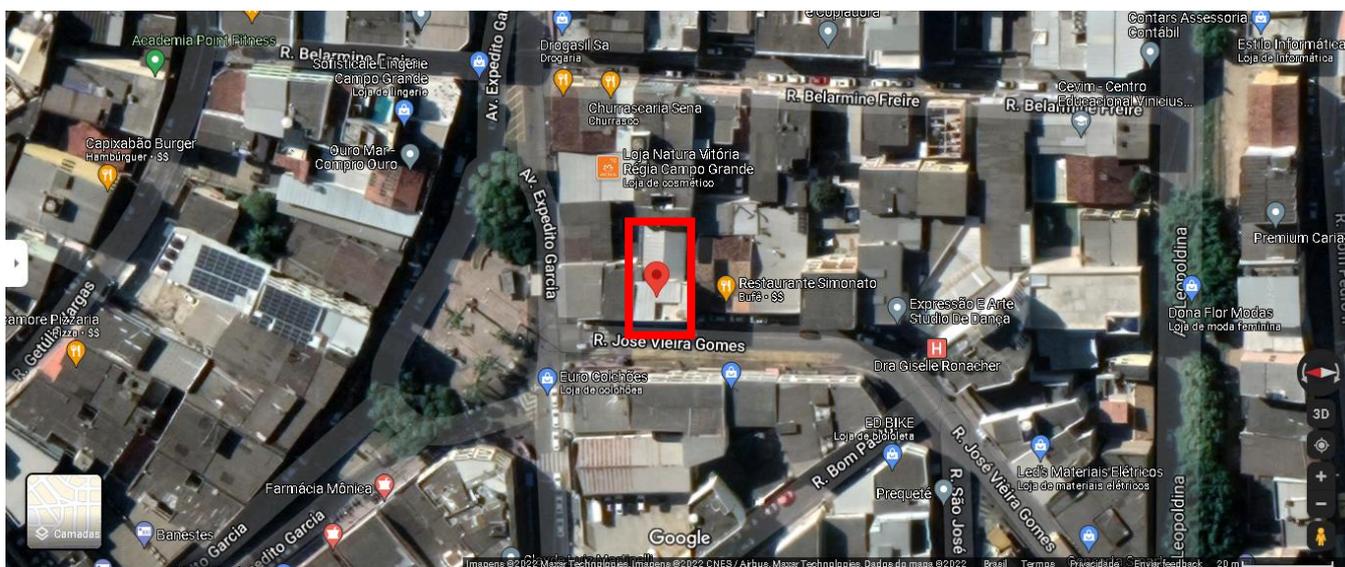


Figura 1: Localização Geográfica da Unidade Consumidora.



Figura 2: Área de Instalação dos Módulos Fotovoltaicos.

O padrão de entrada, atualmente em operação na unidade consumidora é do tipo comercial, composto por um medidor trifásico (127/220V) e uma proteção de 200 A, como mostrado na Figura 3. A instalação é caracterizada como sendo do tipo "T5" (Trifásico) - Quatro Fios (FFFN) - Aplicado às instalações com carga instalada entre 57,001 kW e 75 kW. O ramal de entrada é do tipo aéreo e composto por quatro cabos unipolares, com isolamento em PVC 70°C e seção nominal de 95mm², cada. Na Figura 4 e 5 estão representados o medidor e o padrão de entrada da UC, respectivamente.

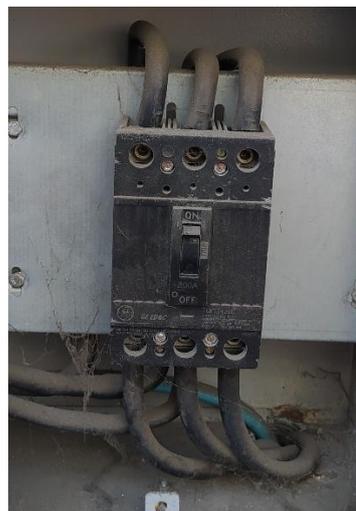


Figura 3: Disjuntor da Entrada de 200A da Unidade Consumidora.



Figura 4: Medidor da Unidade Consumidora.

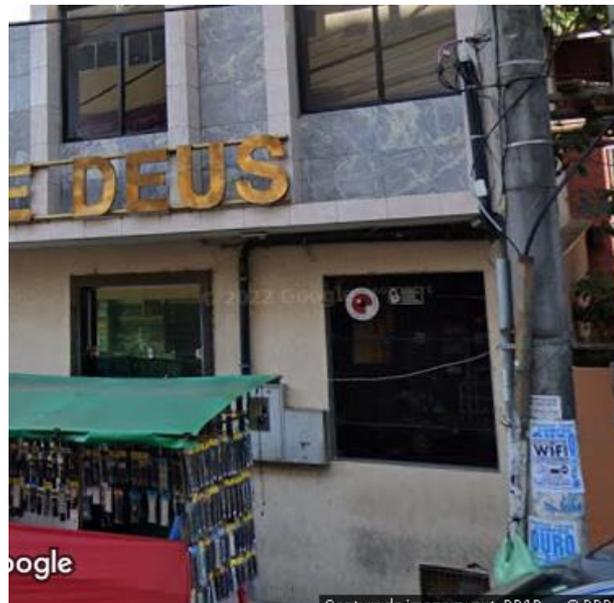


Figura 5: Padrão de Medição da Unidade Consumidora.

A unidade consumidora é conectada ao transformador da rua com potência de 150kVA.

1.3 ANÁLISE DO EFEITO DE SOMBREAMENTO E PERDAS

Na Figura 2 é possível observar que aos fundos da cobertura da igreja possui uma edificação com uma altura considerável que produz sombreamento no telhado com a área de 115m². Já nas laterais não há edificações, árvores ou qualquer outra coisa que possa causar sombreamento no local de instalação.

Para uma melhor análise do sombreamento, foi utilizado o aplicativo SUNSURVEYOR e feitas visitas no local. Em algumas visitas ao local, identificou-se que o sol começa a iluminar o telhado por volta de 8:30AM e se põe por volta das 18:00PM horas. Nas figuras abaixo é possível observar o trajeto que o sol faz durante todo o ano. A linha roxa escura mais à direita da figura 6, representa o solstício de verão e mostra que o sol aparece próximo às 9 horas atrás da unidade consumidora analisada. A linha verde representa o equinócio e mostra que o sol aparece aproximadamente às 9:30 atrás da edificação. Já a linha roxa clara mais à esquerda, representa o solstício de inverno e mostra que o sol aparece atrás do prédio próximo às 10h. A linha amarela representa o caminho do sol no dia da análise 17/11/2021.

A edificação atrás da igreja tem praticamente um andar de aproximadamente 3m de altura acima da área do telhado da instalação. Na figura 7 percebe-se que no verão a edificação produz sombreamento até 11:30 aproximadamente. A figura 8 mostra que no solstício de inverno a edificação sombria até próximo às 12 horas. O mesmo ocorre nos equinócios como mostrado na figura 9. Durante a visita foi observado que esse sombreamento chega a ocupar 2,5m do telhado e o telhado leste que também tem uma elevação acima dos telhados norte e sul produz um sombreamento de 1m.

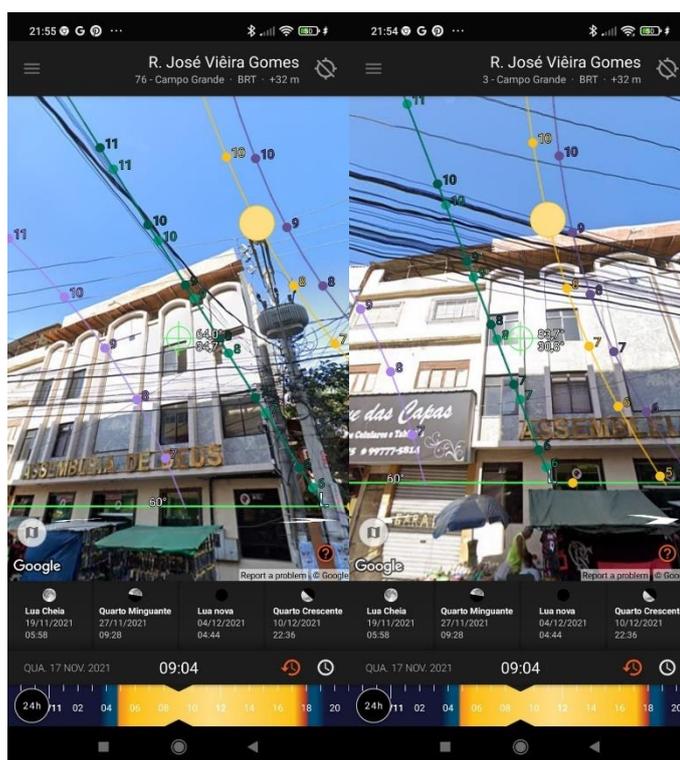


Figura 6: Análise da Trajetória do Sol no SUNSURVEYOR.

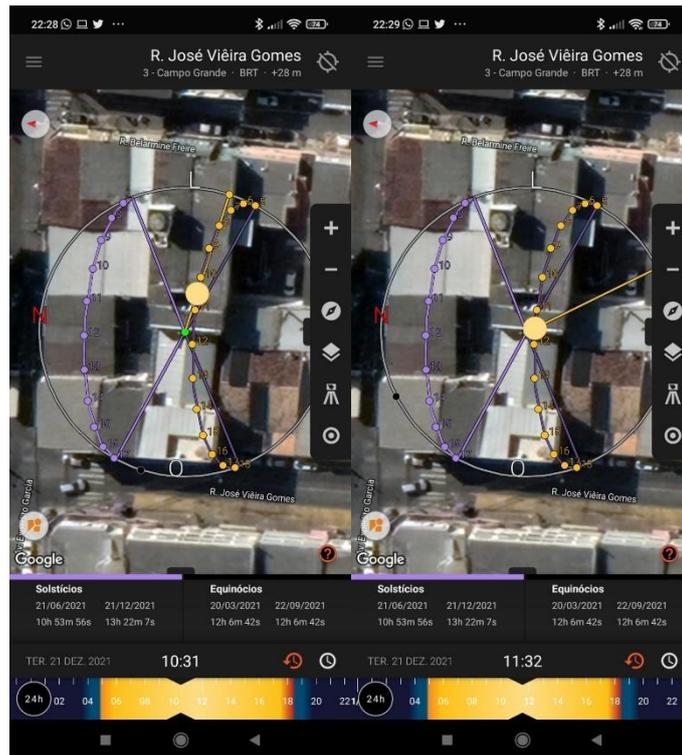


Figura 7: Análise da Trajetória do Sol do Solstício de Verão no SUNSURVEYOR.

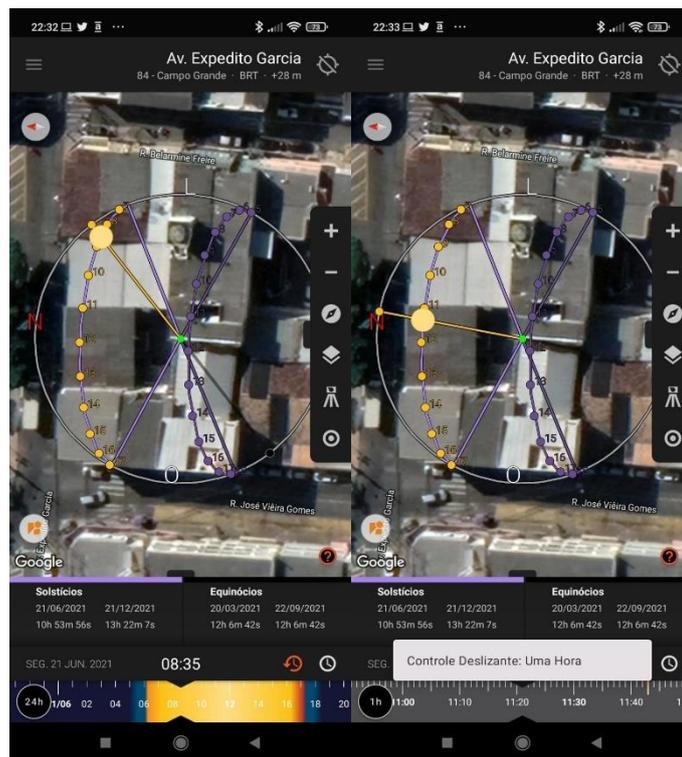


Figura 8: Análise da Trajetória do Sol do Solstício de Inverno no SUNSURVEYOR.

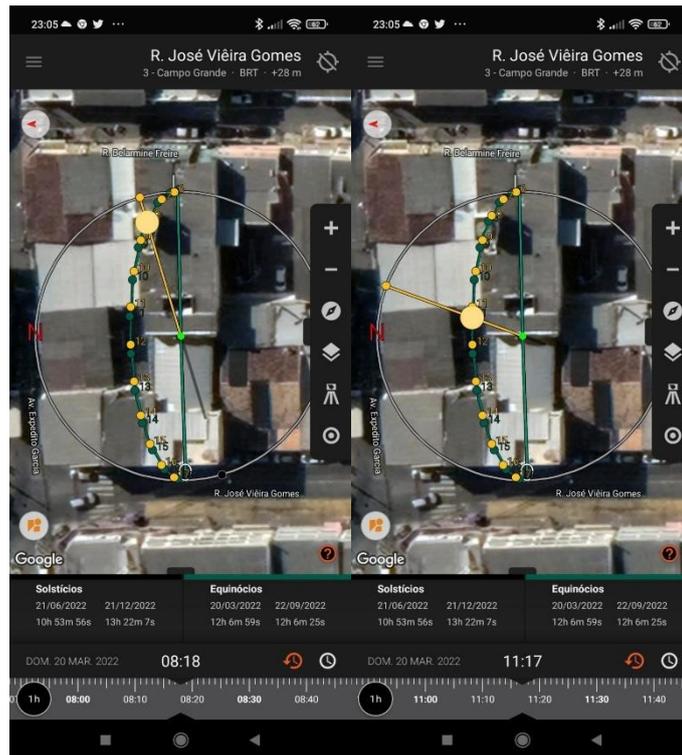


Figura 9: Análise da Trajetória do Sol do Equinócio no SUNSURVEYOR.

Para as perdas por posicionamento e perdas por relevo utilizou-se o ESTimate para o cálculo. O telhado da edificação tem a inclinação de 15° em todas as abas. Nessa etapa analisaremos as três abas do telhado. O telhado orientado para o norte geográfico tem a soma dessas perdas de 13,36%. O telhado orientado para o sul tem 18,74%. E por último, o telhado orientado para o leste tem 7,57% de perdas.

2- Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

Este capítulo tem como objetivo apresentar os cálculos e especificar os equipamentos como módulos fotovoltaicos, inversores, medidores, cabeamentos e demais materiais a serem aplicados na instalação do sistema fotovoltaico. Para o dimensionamento do sistema será utilizado a média de consumo de energia elétrica, mostrada no capítulo anterior. Também será discutido dimensionamentos dos cabos corrente contínua (CC) e corrente alternada (CA) bem como a forma de aterramento do sistema fotovoltaico (FV).

2.1 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

No dimensionamento de um sistema fotovoltaico, deve-se inicialmente avaliar a irradiação solar média (I_r) do local para que se possa definir a energia gerada pelo sistema. No site do CRESESB (Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito) é possível buscar a irradiação de qualquer ponto do território nacional pela latitude e longitude do local. A irradiação média mensal no plano horizontal do local onde se encontra a instalação é de 4,95kW/m².dia, considerando o ângulo igual a latitude.

Estação: Cariacica
 Município: Cariacica, ES - BRASIL
 Latitude: 20,301° S
 Longitude: 40,449° O
 Distância do ponto de ref. (20,343542° S; 40,38869° O):7,9 km

| # | Ângulo | Inclinação | Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia] | | | | | | | | | | | | Média | Delta |
|-------------------------------------|-------------------------|------------|--|-------------|------|------|------|-------------|-------------|------|------|------|-------------|------|-------------|-------------|
| | | | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez | | |
| <input checked="" type="checkbox"/> | Plano Horizontal | 0° N | 6,04 | 6,35 | 5,24 | 4,45 | 3,80 | 3,56 | 3,63 | 4,26 | 4,71 | 4,79 | 4,84 | 5,72 | 4,78 | 2,78 |
| <input checked="" type="checkbox"/> | Ângulo igual a latitude | 20° N | 5,50 | 6,06 | 5,35 | 4,93 | 4,53 | 4,42 | 4,42 | 4,87 | 4,96 | 4,68 | 4,50 | 5,16 | 4,95 | 1,65 |
| <input checked="" type="checkbox"/> | Maior média anual | 18° N | 5,57 | 6,11 | 5,36 | 4,90 | 4,47 | 4,35 | 4,35 | 4,83 | 4,95 | 4,71 | 4,55 | 5,23 | 4,95 | 1,76 |
| <input checked="" type="checkbox"/> | Maior mínimo mensal | 22° N | 5,42 | 6,00 | 5,34 | 4,95 | 4,58 | 4,48 | 4,47 | 4,90 | 4,96 | 4,65 | 4,45 | 5,08 | 4,94 | 1,56 |

Irradiação Solar no Plano Inclinado –Cariacica-Cariacica, ES-BRASIL

20,301° S; 40,449° O

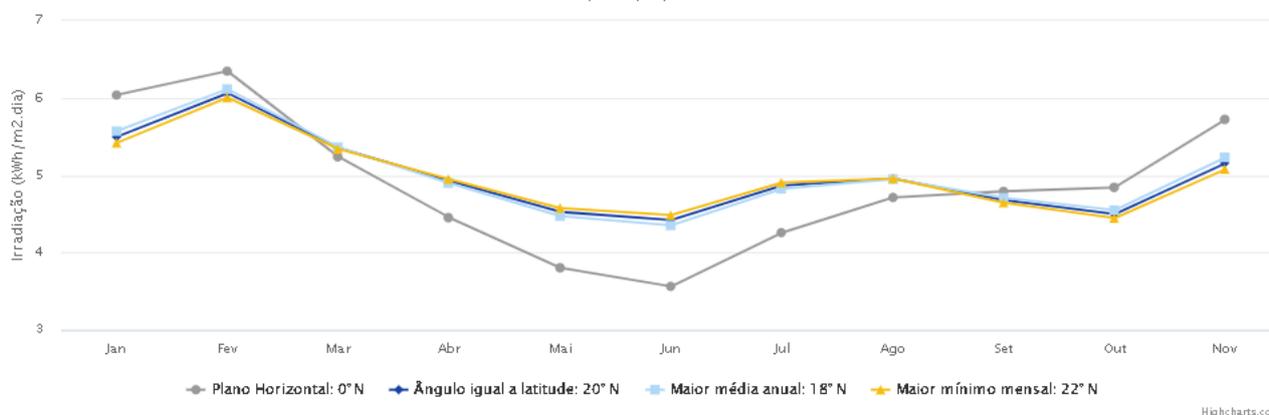


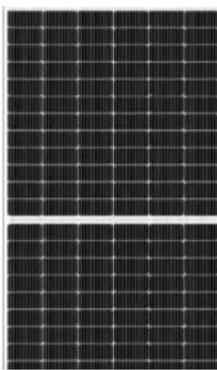
Figura 10: Dados Solarimétricos do Local da Instalação.

A partir disso, é estimada energia gerada por módulo, definindo a quantidade de módulos e a potência total do sistema. A energia gerada por módulo (E_m) é calculada pela Equação 1:

$$E_m = I_r * A * \epsilon * \varphi \quad (1)$$

Onde A é a área do módulo FV escolhido e ϵ é a eficiência do módulo FV escolhido (este valor é disponibilizado pelo fabricante). Além disso, φ é o valor da eficiência do sistema. Para este trabalho, a eficiência do sistema será calculada considerando as perdas encontradas no capítulo anterior. O módulo considerado para os cálculos possui as seguintes especificações:

Tabela 2: Especificações dos Módulos Fotovoltaicos



| | |
|--|--------------------|
| Marca | BelEnergy |
| Modelo | MFVZN-MO-144-545W |
| Potência nominal (P_n) | 545Wp |
| Tensão Máxima de operação (V_{mp}) | 41,6V |
| Tensão de circuito aberto (V_{oc}) | 49,9V |
| Corrente Máxima de operação (I_{mp}) | 13,11A |
| Corrente de curto-circuito (I_{sc}) | 13,84 |
| Área | 2,56m ² |
| Peso | 33,5kg |

Será considerada para os cálculos de geração a maior perda encontrada no capítulo anterior.

$$E_m = 4,95 * 2,56 * 0,2132 * (1 - 0,1874) = 2,19 \frac{kWh}{dia} \quad (2)$$

A energia gerada por um único módulo fotovoltaico é de 2,19kWh/dia ou 65,7kWh/mês. O número de módulos necessários para a instalação se dá através da equação abaixo:

$$Nm = \frac{\text{Consumo médio mensal}}{E_m} \quad (3)$$

Logo, a quantidade de módulos necessários para esta instalação é de:

$$Nm = \frac{2600}{65,7} = 40 \quad (4)$$

Portanto, potência de pico requerida pelo sistema é de 21,8kWp e área necessária para instalação é de 102,4m². A disposição desses módulos nos telhados será realizada de acordo com a área de cada aba de telhado e as análises feitas de sombreamento e perdas. Neste contexto, estipulou-se que no telhado orientado para o Norte será instalado 12 módulos, no Sul 10 e no Leste 18. Além do mais, a organização de módulos em série e em paralelo será apresentado na próxima seção, uma vez que é necessário levar em consideração as especificações do inversor.

2.2 DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES

Para este projeto foram escolhidos três inversores. Os motivos para esta escolha são explicados pela estrutura do telhado, que apresenta três partes diferentes. Além do mais, foi descartado o uso de inversor com maior potência, visto que financeiramente não seria muito viável. Além do mais, a escolha de três inversores garante mais confiabilidade ao sistema fotovoltaico, visto que se um inversor falhar, os demais ainda continuam operando. A seguir tem-se as principais especificações dos inversores utilizados:

Tabela 3: Especificações Técnicas dos Inversores Fotovoltaicos.



| | |
|--|---------------------|
| Marca | BelEnergy |
| Modelo | BEL-5K-G |
| Potência nominal de saída | 5kW |
| Máxima potência de entrada CC | 6.5kW |
| Máxima tensão de entrada CC | 550V |
| Máxima corrente de entrada CC | 13A/13A |
| Número de MPPT/ Número de Strings | 2/1 |
| Máxima potência CA Saída Nominal | 5kW 60Hz; 220Vca |



| | |
|--|---------------------|
| Marca | BelEnergy |
| Modelo | BEL-8K-G |
| Potência nominal de saída | 8kW |
| Máxima potência de entrada CC | 10,4kW |
| Máxima tensão de entrada CC | 550V |
| Máxima corrente de entrada CC | 22A/11A |
| Número de MPPT/ Número de Strings | 2/1+2 |
| Máxima potência CA Saída Nominal | 8kW 60Hz; 220Vca |

Serão utilizados dois inversores de 5 kW (telhado Norte e Sul) e um inversor de 8 kW (telhado Leste). De acordo com a disposição dos módulos no telhado, no momento da escolha do kit, definiu-se um inversor para cada telhado. As

potências dos arranjos requeridas para cada telhado são: Norte será 6,54kWp (12x545 W), Sul será 4,45kWp (10x545 W) e Leste será: 9,81kWp (18x545 W)

Para a escolha do inversor foi necessário atentar aos valores de corrente, tensão e potência do arranjo dos módulos. Para isso, devemos seguir as três condições a seguir:

$$\begin{aligned} P_{max,inv} &> P_{max,PV} \\ I_{max,inv} &> 1,1 * I_{sc} \\ V_{max,inv} &> 1,2 * N * V_{oc} \end{aligned} \quad (5)$$

É válido ressaltar para a relação da corrente do inversor, foi utilizado um fator de segurança de 10%. Estas condições, considerando o telhado Norte, Sul e Leste, estão mostradas nas Equações (6), (7) e (8), respectivamente:

$$\begin{aligned} P_{max,inv} &> P_{max,PV} \Rightarrow 6500 > 6540 \\ I_{max,inv} &> 1,1 * I_{sc} \Rightarrow 13 > 14,42 \\ V_{max,inv} &> 1,2 * N * V_{oc} \Rightarrow N=9 \end{aligned} \quad (6)$$

$$\begin{aligned} P_{max,inv} &> P_{max,PV} \Rightarrow 6500 > 5450 \\ I_{max,inv} &> 1,1 * I_{sc} \Rightarrow 13 > 14,42 \\ V_{max,inv} &> 1,2 * N * V_{oc} \Rightarrow N=9 \end{aligned} \quad (7)$$

$$\begin{aligned} P_{max,inv} &> P_{max,PV} \Rightarrow 10400 > 9810 \\ I_{max,inv} &> 1,1 * I_{sc} \Rightarrow 11 > 14,42 \\ V_{max,inv} &> 1,2 * N * V_{oc} \Rightarrow N=9 \end{aligned} \quad (8)$$

Verifica-se que alguns dos requisitos acima não foram plenamente atendidos, havendo uma ligeira diferença. Tal fato pode ser explicado devida as constantes atualizações das especificações dos módulos fotovoltaicos presentes no mercado. Entretanto, com questionamentos e consultorias com o fabricante do inversor, foi constatado que as combinações previstas de módulos estão de acordo com a operação do inversor.

2.3 DIMENSIONAMENTO DA PROTEÇÃO

A proteção do cabeamento C.C dos geradores fotovoltaicos são as *String Box* CLAMPER Solar SB 1000 1-2E/2S e SB 1000 1-3E/3S compostas por uma caixa

de distribuição de entrada com DPS (dispositivo de proteção contra surtos) classe II (1040Vdc/40kA) e Chave CC 1200V montada em caixa plástica com grau de proteção IP65. Para o lado CA, além das funcionalidades internas do inversor (anti-ilhamento e monitoramento de corrente de fuga), o cabeamento elétrico é protegido por disjuntores termomagnético bifásicos de correntes nominais 32A para os inversores de 5kW e de 50A para o inversor de 8kW, fixados em um quadro de proteção e isolamento da rede CA que também possui proteção contra surtos provenientes dessa rede.

2.4 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CC

O cabo solar fornecido no kit escolhido para o sistema fotovoltaico estudado possui secção de 6.0mm². Utilizou-se a equação (9) para calcular pelo método de queda de tensão admissível do condutor CC e os resultados são mostrados na Tabela 4. O condutor é constituído por cobre eletrolítico isolado com Policloreto de Vinila (PVC) e com proteção contra raios UV, na cor preta para o negativo e vermelha para o positivo. Basicamente, a Equação (9) foi usada para a montagem da Tabela 4.

$$S_c = \frac{2 * L_c * \rho * I_{ca,max}}{V_{ca} * \Delta V * 0,01 * N_f} \quad (9)$$

Tabela 4: Cálculo da seção do condutor pelo critério de queda de tensão admissível.

| | | | |
|--|------------|-----------------|------|
| Queda de tensão admissível | ΔV | % | 1 |
| Número de strings por condutor | - | - | 1 |
| Distância entre componentes | L | m | 15 |
| Área mínima da secção transversal | Scond. | mm ² | 2,75 |

Fonte: Desenvolvida pela própria autora.

2.5 DIMENSIONAMENTO DOS CABOS CA

O dimensionamento dos condutores que interligam o inversor a rede, seguiram os critérios de seção mínima, capacidade de condução de corrente e da queda de tensão. O método de instalação utilizado foi em eletroduto de seção não circular dobre parede: método de referência B1. Utilizando os critérios citados acima o condutor dimensionado para os inversores de 5kW e 8kW é de 2,5mm². Porém, os disjuntores para proteção CA são de 32A e 50A e a capacidade de condução de corrente do condutor com a seção de 2,5mm² é de 24A, sendo assim os disjuntores dimensionados não irão proteger o

cabeamento. Portanto, os cabos ideais e que foram usados na instalação para esses disjuntores são de 4mm^2 e 10mm^2 que tem a capacidade de corrente de 32A e 57A.

Tabela 5: Cálculo da seção pelos critérios de seção mínima, capacidade de condução de corrente e queda de tensão.

| | | |
|---|------------|---------------------------------|
| Critério seção mínima | 2,5 | mm^2 |
| Critério da capacidade de condução de corrente | 2,5 | mm^2 |
| Critério da queda de tensão | 1 | mm^2 |
| Seção final | 2,5 | mm^2 |

Fonte: Planilha de dimensionamento dos condutores fornecido pelo Disciplina ELT 567.

2.6 ATERRAMENTO

O sistema de aterramento da unidade consumidora é composto por quatro hastes do tipo cooperweld 5/8" de 2,4m enterrada próxima à medição. Todos os módulos fotovoltaicos terão suas massas conectadas a malha de terra através do barramento de equipotencialização principal da unidade. Além dos módulos, o inversor também será interligado à malha de terra utilizando conexões previstas nos quadros de distribuição CC e CA.

2.7 ESTRUTURA DE FIXAÇÃO

Para o telhado metálico trapezoidal, mostrado na Figura 11, o suporte de fixação dos módulos é composto por perfilados de alumínio resistente a intempéries climáticas. As presilhas de fixação (finas e intermediárias) dos módulos aos perfilados serão de alumínio, e os parafusos serão de aço galvanizado para evitar a oxidação.



Figura 11: Perfil de Fixação que será utilizado no projeto.

Na Figura 12 tem-se o Suporte PE que será utilizado. Além disso, tem-se a representação do grampo intermediário, grampo final, junção do perfil e garra de aterramento mostrados nas Figuras, 13,14,15,16,17, respectivamente.



Figura 12: Suporte PE em L para telha metálica.



Figura 13: Grampo Intermediário.



Figura 14: Grampo Final.



Figura 15: Junção para perfil.



Figura 16: Garra de Aterramento.

2.8 ESTUDO DE CASO

Na instalação dos módulos no telhado norte e sul, utilizou-se a área com a menor influência possível dos sombreamentos causados pela edificação ao fundo da instalação e da elevação do telhado leste, como mostrado na Figura 17. Assim, aproveitando ao máximo as horas de sol incidente nesse telhado. No telhado leste também foi deixado um afastamento da laje que tem uma pequena elevação para o máximo aproveitamento como mostrado na Figura 18.



Figura 17: Módulos Fotovoltaicos Instalados no Telhado Norte-Sul.



Figura 18: Módulos Fotovoltaicos Instalados no Telhado Leste.

Os inversores foram instalados o mais próximo possível do quadro geral e do telhado para minimizar as perdas por cabeamento. Podemos observar na Figura 19 a instalação dos três inversores.



Figura 19: Inversores, String Box DC e String Box AC instalados.

Para complementar o estudo, a Figura 21 apresentada abaixo mostra a previsão de geração de energia feita na elaboração do projeto com a média de 2.643kWh/mês. E a Figura 22 mostra o monitoramento da instalação com o histórico de produção do dia 15/01/2022, dia da ligação do sistema, ao dia 21/02/2022.

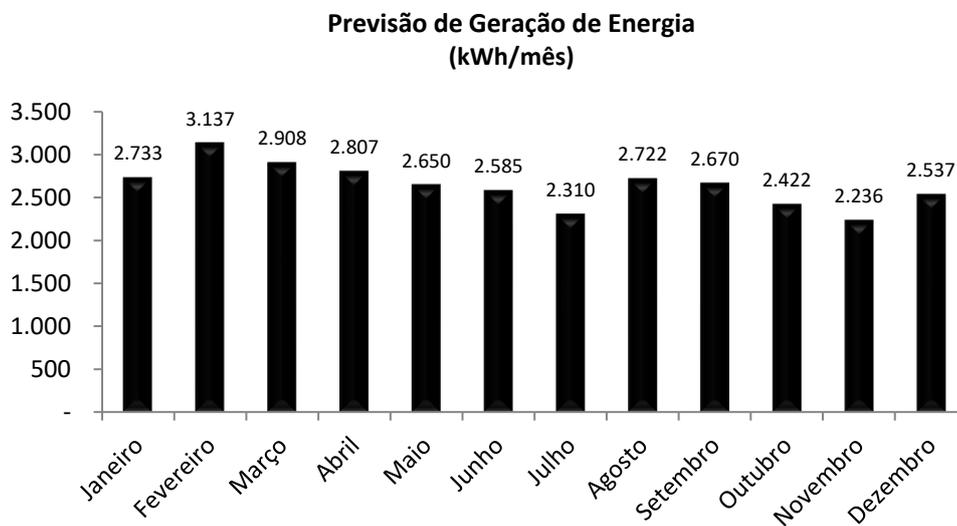


Figura 20: Previsão de Geração de Energia (kWh/mês)

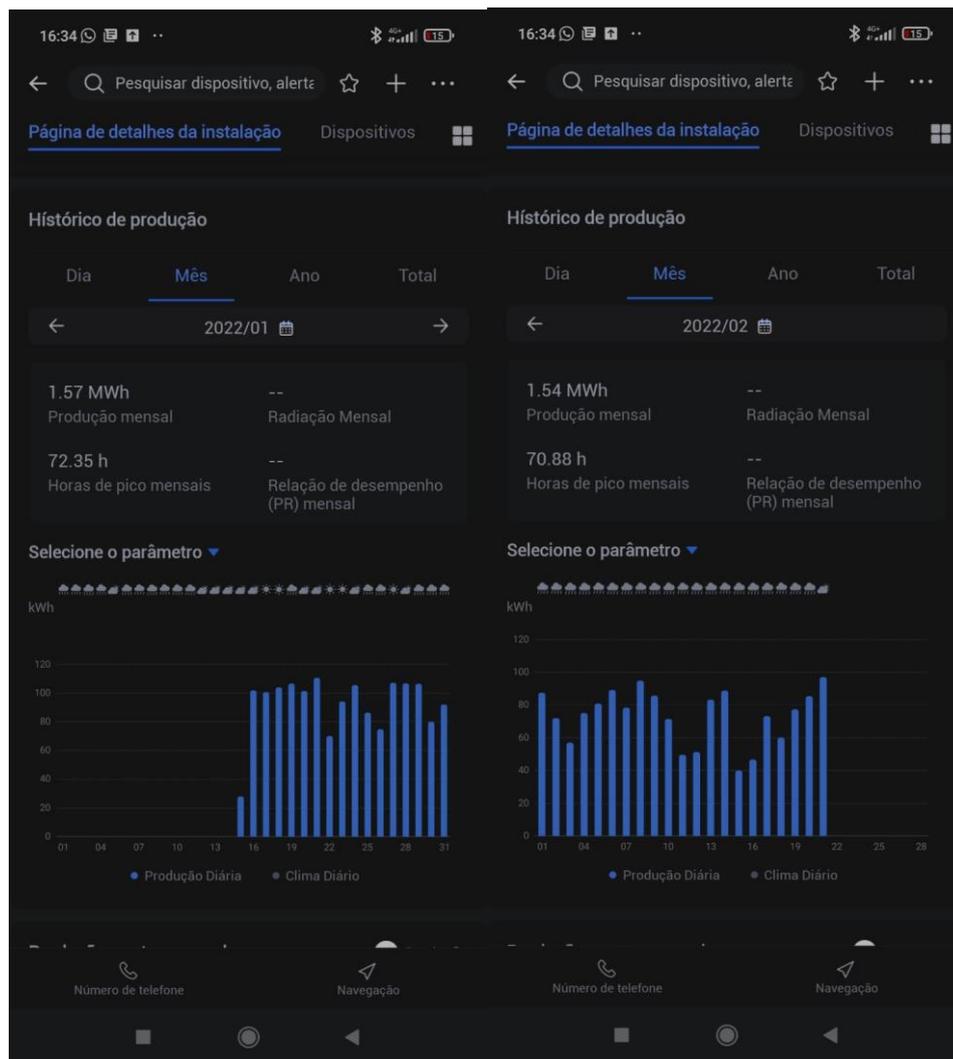


Figura 21:Histórico de Produção do Monitoramento do sistema.

Observa-se na Figura 21 que, no mês de janeiro, a maioria dos dias tem a produção acima de 100 kWh. Ao dividir a previsão mensal do sistema em 31 dias, temos que a média diária para o mês de janeiro seria aproximadamente 88,16 kWh. No mês de fevereiro a produção está próxima ou acima de 80 kWh. Considerando que o mês tem 28 dias, a média diária para o mês de fevereiro é de 112,03kWh. Este mês teve um número razoável de dias nos quais as condições climáticas afetaram o potencial gerador do sistema, sendo este o provável motivo da diferença entre a geração real e a esperada.

3- Análise de Viabilidade Econômica

Este capítulo tem como objetivo verificar as condições econômicas para se realizar o empreendimento, isto é, fazer a análise financeira. Tendo isto em mente, propõe-se a utilização de cálculos de matemática financeira como ferramentas, a fim de estimar o retorno previsto frente ao investimento demandado. Para o projeto fotovoltaico que, no caso proposto, tem como objetivo baratear o custo do fornecimento de energia ao cliente deve-se estimar a taxa mínima de atratividade (TMA), o valor presente líquido (VPL) e a taxa interna de retorno (TIR) que irão indicar o fluxo de caixa do investimento no tempo atual e a taxa com a qual o investimento é capaz de se pagar. Também será utilizado o Payback (PB), que indica em anos quanto tempo levará até que o investimento chegue a um ponto de *break-even*, ou seja, pague a si mesmo, pode ser simples ou descontado, e seu cálculo depende de nuances complexas e uma certa estabilidade no setor energético para que seja acurado.

3.1 PERCENTUAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO

O percentual de redução do consumo se dá pela razão entre o custo mínimo e o valor médio mensal da conta da unidade consumidora, como mostrado na equação abaixo.

$$\text{Redução de consumo}(\%) = 1 - \frac{\text{custo mínimo} + \text{contribuição de iluminação pública}}{\text{valor médio mensal} + \text{contribuição de iluminação pública}} \quad (10)$$

$$\text{Redução de consumo}(\%) = 1 - \frac{81,00 + 47,52}{1276,43 + 47,52} = 90,29\%$$

A unidade consumidora estudada é trifásica, portanto, o valor do consumo mínimo é de R\$81,00 que será considerado no cálculo de redução. Além disso, a contribuição de iluminação pública para a UC é de 47,52. Portanto, a instalação terá uma redução no consumo de 90,2%.

3.2 ANÁLISE DE DESPESAS

Assim como outros empreendimentos, o investimento em geração de energia fotovoltaica gera despesas. Portanto, é prudente e necessário considerar estimativas destas despesas na hora de analisar a viabilidade econômica do projeto. As despesas consideradas são: o custo de manutenção por ano do sistema e o custo da troca do inversor, necessária após 15 anos de uso.

Também há de se levar em conta a degradação dos painéis, que reduz o potencial gerador do sistema fotovoltaico ao longo dos anos.

Ter conhecimento dos índices monetários é necessário para simular, com o máximo de fidelidade, cenários econômicos futuros. Isto é, tornar a análise mais precisa. Dentre os índices, os mais importantes são: o índice IPCA, que define a média geral do aumento de preço de produtos e serviços, e a inflação energética que mede a média do aumento do preço da energia ofertada. A poupança se mostra necessária para efeito de comparação, uma vez que uma boa parte da população que poupa prefere este tipo de investimento, sendo ele considerado o mais seguro nacionalmente. Para esta análise buscou-se a média dos últimos sete anos destes indicadores.

Por fim, para a validação da análise, necessita-se demonstrar ao stakeholder a taxa mínima de atratividade, ou custo de capital. Isto é, a taxa de rendimento com a qual o investidor considera aceitável para realizar o empreendimento. O custo de capital pode e deve ser comparado aos índices monetários acima, pois, uma vez menor que estes talvez outras opções de investimento sejam melhores do ponto de vista do cliente.

Tabela 6 – Premissas, Taxas e Índices Monetários.

| Premissas e Taxas | |
|---|---------------|
| Degradação do Painéis Ano 1 | 1,00% |
| Degradação outros anos | 0,70% |
| Custo de Manutenção / Ano | 5,00% |
| Inflação Projetada (%a.a.) | 6,70% |
| Inflação Energética Projetada (%a.a.) | 16,30% |
| Ano de troca do Inversor | 15 |
| Estimativa Custo % do Inversor no Sistema | 15% |
| Estim. Custo % do Inversor no Sist. ano troca | R\$ 12.900,00 |
| Custo de Capital (Wacc) | 9,00% |
| Índices Monetários | |
| Poupança (a.m.) | 0,50% |
| Poupança (a.a.) | 6,0% |
| Inflação (a.a.) | 6,7% |
| Inflação (a.m.) | 0,56% |

3.3 FLUXO DE CAIXA

Para o cálculo de fluxo de caixa, foi considerado todo o período de vida útil do sistema fotovoltaico, que é estimado em vinte e cinco anos.

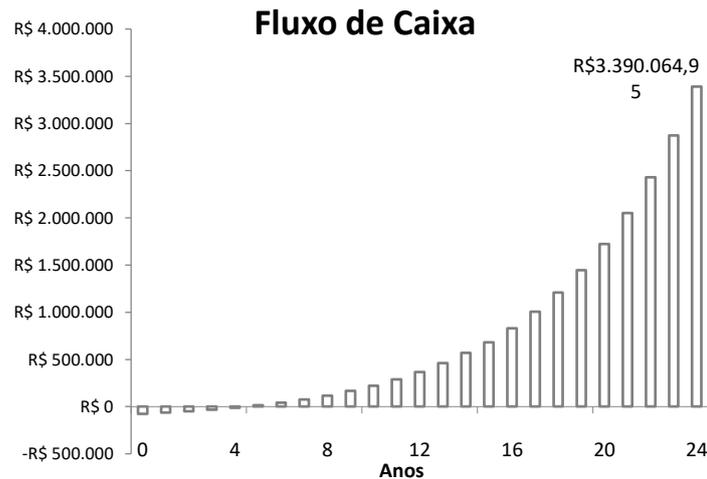


Figura 22: Fluxo de Caixa da UC.

Fonte: Desenvolvida pela própria autora.

A partir do Figura 22 acima, é possível ver que o ponto onde ocorre a realização do PB é por volta do quinto ano de operação do sistema, quando normalmente deveria acontecer um pouco mais cedo, em torno do terceiro ano de operação. Entretanto, o custo que o cliente teve com energia elétrica foi atípico no ano de 2020 e 2021, visto que o empreendimento lidava com atendimento ao público e ficou fechado na maior parte do período da pandemia da Covid-19.

Outro fator que impacta no fluxo de caixa é a inflação projetada dada pelo índice IPCA, que na média dos últimos sete anos foi de 6,70%, e a inflação energética, a qual possui média de 16,30%. Estas taxas, consideradas altas frente ao poder de compra e ao crescimento do PIB, impactam positivamente no PB, uma vez que este utiliza estimativas do custo da energia futura. Ao final de 25 anos pode-se observar que o cliente terá poupado o equivalente a R\$ 3.390.064,95.

3.4 ANÁLISE DA VIABILIDADE

Analisando os resultados obtidos na projeção do fluxo de caixa e *payback*, pode-se afirmar que a instalação se trata de um investimento viável e apresenta retornos consistentes ao longo do tempo. Na Figura 23 abaixo, podemos ver os retornos do investimento em relação ao retorno na poupança, caso o cliente houvesse optado por esta.

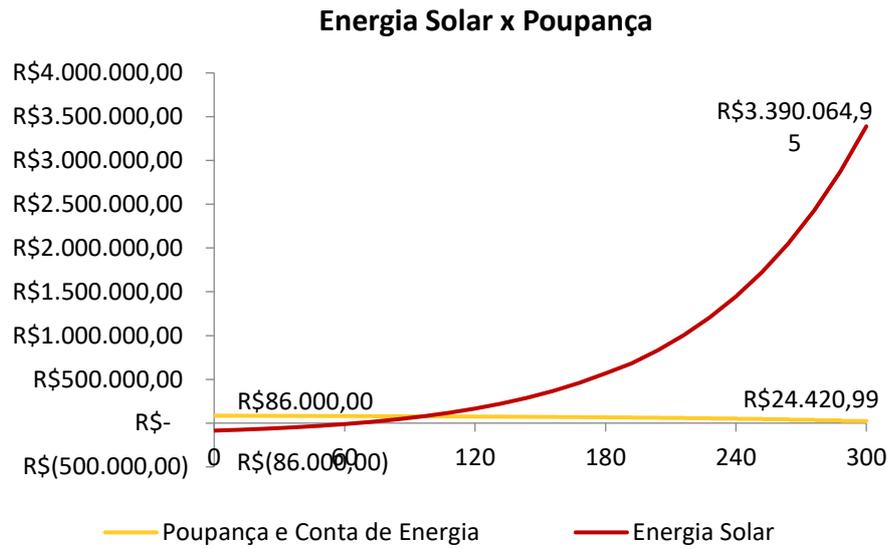


Figura 23: Comparação entre o Investimento em Poupança e em Energia Solar Fotovoltaica.
 Fonte: Desenvolvida pela própria autora.

4- Projeto Elétrico

Este capítulo tem como objetivo de especificar e apresentar o projeto de microgeração distribuída de energia solar fotovoltaica com 18kW de potência instalada, constituído por 40 módulos monocristalinos com 545 Wp cada e três inversores DC/CA, dois com potência de 5kW cada e um inversor com potência de 8kW, conectados em baixa tensão à rede de distribuição. Para isso, será seguido os critérios das resoluções ANEEL 482/2011 E 687/2015, norma de fornecimento da EDP Escelsa, concessionária da localidade, e especificações técnicas de materiais e serviços.

4.1 PLANTA DE LOCALIZAÇÃO

A localização da instalação do cliente deve estar detalhada no memorial descritivo. Uma prática comum é utilizar a aplicação *Google Maps* para este fim. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.**¹ mostra um exemplo de vista superior de uma unidade consumidora rural obtida no *Google Maps*, que solicitou acesso à rede de distribuição para instalação de um sistema FV. A concessionária local EDP, não exige a planta localização da UC com o detalhamento de pontos de referência, localização dos módulos e do transformador de conexão com a rede.

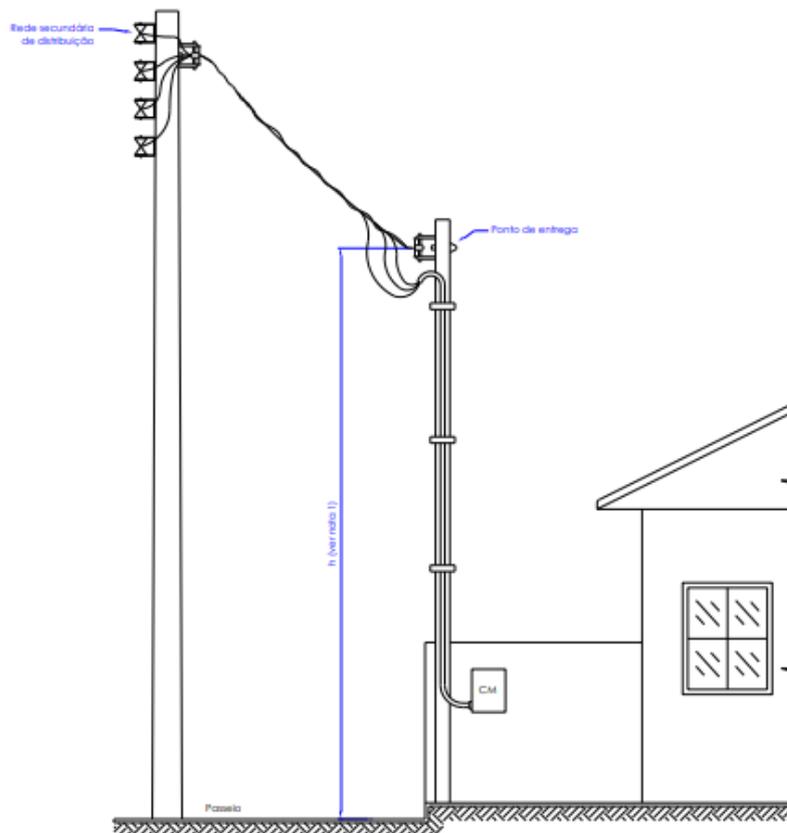
4.2 PROJETO ELÉTRICO: DIAGRAMA UNIFILAR

A EDP requisita somente o diagrama unifilar de conexão dos microgeradores ao sistema de distribuição e em alguns casos como o sistema estudado nesse trabalho, o detalhamento da ligação do gerador ao barramento da UC como mostrado nas figuras 26 e 27. 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.

O sistema de medição de energia deve ser bidirecional para as unidades consumidoras (UC) 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 UC.

Antes da adesão ao sistema de compensação de energia, o padrão de entrada da unidade consumidora deve estar de acordo com as normas das concessionárias competentes. No caso da EDP, as normas de distribuição PT.DT.PDN.03.14.014 e PT.DT.PDN.03.14.012 precisam ser atendidas para o acesso à rede de distribuição. A Figura 24 apresenta o padrão de entrada de acordo com as exigências da EDP. Caso seja constatado qualquer procedimento irregular do padrão de entrada, ele deve ser readequado.



1. A altura mínima deve ser igual a 6,00 m.

Figura 24: Padrão de entrada com caixa de medição e medidor bidirecional.

É possível notar a caixa de medição com medidor bidirecional. O dispositivo de seccionamento poderá ser instalado tanto na parte inferior quanto na lateral direita 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 25.



Figura 25: 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 usina FV. A escolha do tipo de condutores e bitola, dimensionamento do arranjo e inversores FV, especificação dos dispositivos de proteção e representação em planta baixa fazem parte das etapas do projeto elétrico.

A Figura 26 apresenta o digrama unifilar da instalação elétrica trifásica (3F+N) com tensão fase-fase (ou de linha) de 220 V eficaz. Uma usina solar fotovoltaica é conectada à esta UC, de onde as seguintes características elétricas do sistema podem ser enumeradas:

- ✓ Disjuntor bipolar ca de 200 A do padrão de entrada;
- ✓ Carga instalada existente na unidade consumidora de 75 kW;
- ✓ Condutores ca fase de bitola 95 mm² e neutro 25 mm², isolação PVC 500 V em eletrodutos de 85 mm, no padrão de entrada;
- ✓ Medidor de energia bidirecional;
- ✓ Dispositivo de proteção contra surtos de 175 V (fase-terra), classe 2, corrente nominal (corrente projetada, na qual é capaz de desviar para o aterramento de proteção) de 20 kA;
- ✓ Condutores CA fase de bitola 4 mm² para os inversores de 5kW e de 10mm² para o inversor de 8kW, isolação PVC 750V, dispostos em canaleta semiaberta 50x50mm (conecta a saída CA do inversor ao quadro geral da instalação);
- ✓ Disjuntor CA de 32 A para os inversores de 5kW e de 50A para o inversor de 8kW no lado CA da string box;
- ✓ Condutores CC polos positivo e negativo de bitola 6 mm², isolação XLPE 1000V (conecta o arranjo FV à entrada CC do inversor);

- ✓ Dispositivo de seccionamento CC de 16 A, tensão máxima de 1000 V de isolamento no lado CC da string box;
- ✓ Dispositivo de proteção contra surtos CC de 1040 V, classe 2, corrente nominal (corrente projetada, na qual é capaz de desviar para o aterramento de proteção) de 40 kA;
- ✓ Dois inversores FV 5 kW CA, 220V CA, e faixa de operação CC 100-550V, com dois MPPTs e um inversor FV 8kW CA, 220V, e faixa de operação CC 100-550V com dois MPPTs;
- ✓ Arranjos dos módulos no Inversor 1 (BEL-5K-G): Módulos fotovoltaicos 545 Wp dispostos em duas strings de 6 módulos FV cada, totalizando 6,54 kWp de potência cc instalada.
- ✓ Arranjos dos módulos no Inversor 2 (BEL-5K-G): Módulos fotovoltaicos 545 Wp dispostos em duas strings de 5 módulos FV cada, totalizando 5,45 kWp de potência cc instalada.
- ✓ Arranjos dos módulos no Inversor 3 (BEL-8K-G): Módulos fotovoltaicos 545 Wp dispostos em três strings de 6 módulos FV cada, totalizando 9,81 kWp de potência cc instalada.



Figura 26: Diagrama unifilar da UC após a instalação da usina solar fotovoltaica.

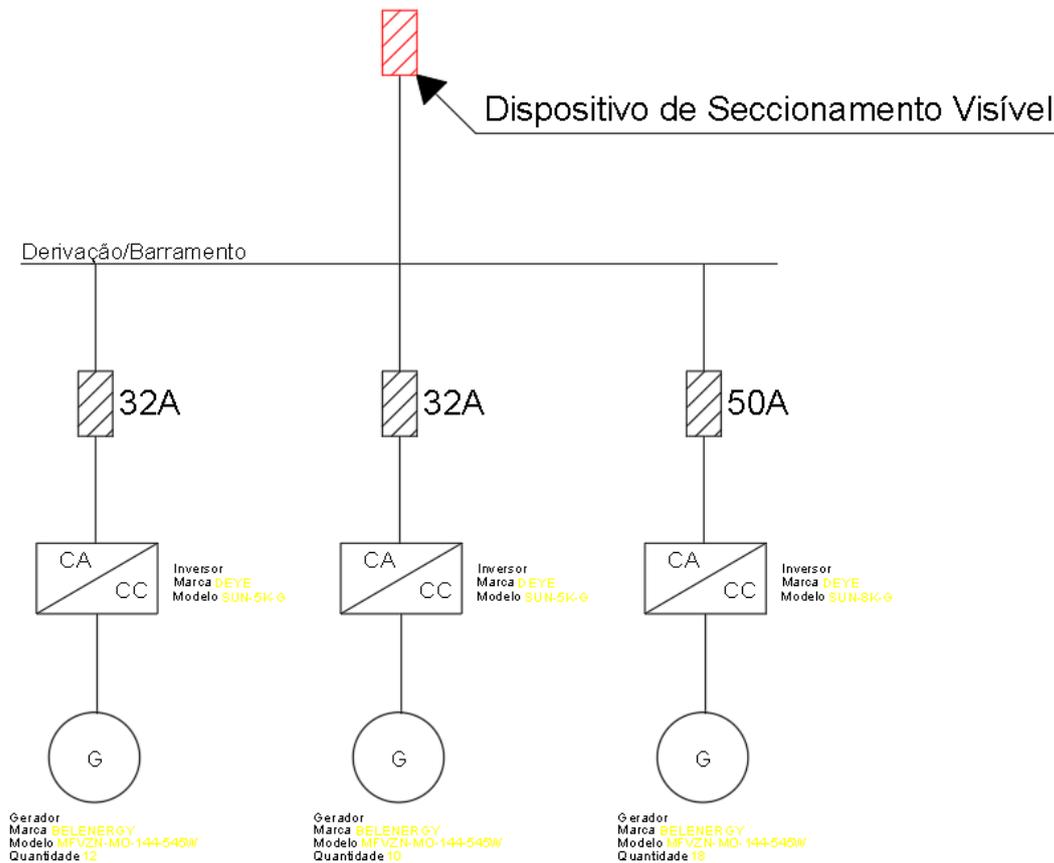


Figura 27: Detalhamento dos geradores ligados ao barramento geral da UC.

4.3 MEMORIAL DESCRITIVO

O memorial descritivo é um documento elaborado antes de efetuar a instalação da usina solar fotovoltaica, na qual as informações do projeto devem estar descritas de forma detalhada e aprofundada. O objetivo, portanto, consiste em descrever os componentes presentes no sistema de microgeração ou minigeração de energia solar fotovoltaica em uma unidade consumidora de pessoa física. Os seguintes itens devem ser abordados neste documento:

- ✓ Dados do projetista, devidamente registrado no Conselho Federal de Engenharia e Agronomia (CREA), e da empresa responsável pelo projeto (se aplicável);
- ✓ Dados do titular da unidade consumidora e localização da UC (coordenadas geográficas, número da instalação, classe e característica de atendimento). O tipo de atividade desenvolvido na UC também é exigido, isto é, se é uma residência, escritório, escola, comércio, zona rural ou industrial, granja ou outra atividade econômica. O histórico ou média anual de consumo da UC pode ser anexado, em kWh/mês;

- ✓ Descrição detalhada técnica dos módulos fotovoltaicos, inversores, estruturas de fixação, dispositivo de proteção, aterramento e outros componentes pertinentes;
- ✓ Previsão da produção energética da usina solar fotovoltaica anual;
- ✓ Anexos: Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede; Diagrama unifilar contemplando Geração/Proteção/Medição; Formulário de solicitação de acesso; Formulário de dados necessários ao registro da central geradora e ART.

5- Referências Bibliográficas

- [1] PEREIRA, H. A.; CALLEGARI, J. M. S. ELT 567 Regulamentação e projeto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, RJ: Monique Dias Rangel Dutra, 2013.
- [2] CRESESB. [Online]. Available: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata> [Acesso em 18 02 2022].
- [3] EDP. [Online]. Available: <https://www.edp.com.br/distribuicao-es/saiba-mais/informativos/microgeracao-e-minigeracao-distribuida> [Acesso em 18 02 2022].
- [4] BELENERGY. [Online]. Available: <https://belenergy.com.br/wp-content/uploads/2021/08/MFVZN-MO-144-545W.pdf>. [Acesso em 18 02 2022].
- [5] BELENERGY. [Online]. Available: <https://belenergy.com.br/wp-content/uploads/2021/02/BEL-8K-G.pdf>. [Acesso em 18 02 2022].
- [6] BELENERGY. [Online]. Available: <https://belenergy.com.br/wp-content/uploads/2021/09/BEL-5K-G.pdf>. [Acesso em 18 02 2022].
- [7] SUNSURVEYOR. [Online]. Available: <https://play.google.com/store/apps/details?id=com.ratana.sunsurveyorlite>. [Acesso em 18 02 2022].
- [8] ESTIMATE. [Online]. Available: <https://play.google.com/store/apps/details?id=br.developer.gesep.estimate>. [Acesso em 18 02 2022].

6- Anexos

| Entrada CC | | Saída CA | |
|--|----------|--|----------------------------|
| Potência máxima de entrada recomendada: | 6,5 kW | Potência nominal de saída: | 5 kW |
| Tensão máx. de entrada: | 550V | Potência máx. de saída aparente: | 5,5 kVA |
| Tensão de partida: | 70 V | Potência máx. de saída: | 5,5 kW |
| Intervalo de tensão MPPT: | 70-550 V | Tensão nominal da rede: | F/N/PE, 220 V |
| Corrente máx. de entrada: | 26 A | Frequência nominal da rede: | 50 Hz / 60 Hz |
| Corrente máx. do conector de entrada: | 13 A | Corrente nominal de saída da rede: | 22,7 A |
| Corrente máx. de curto-circuito: | 19,5 A | Corrente máx. de saída: | 25 A |
| MPPTs / Número de Entradas: | 2/2 | Harmônicas (THDi) | < 3% |
| | | Fator de potência: | 0,8 inicial ~ 0,8 atrasado |
| Eficiência | | Características | |
| Eficiência máxima: | 97,5% | Conexão CC: | Compatível MC4 |
| Eficiência EU: | 97,3% | Conexão CA: | Plugue padrão IP65 |
| Eficiência MPPT: | >99% | Tela: | LCD 1602 |
| | | Comunicação | RS485/ RS232/ Wifi |
| Proteção | | | |
| Proteção contra inversão de polaridade CC: | | Sim | |
| Proteção contra curto-circuito: | | Sim | |
| Proteção de sobrecorrente de saída: | | Sim | |
| Proteção contra sobretensão: | | Sim | |
| Monitoramento de rede: | | Sim | |
| Proteção de ilhamento: | | Sim | |
| Proteção de temperatura: | | Sim | |
| Dados gerais | | | |
| Topologia: | | Sem Transformador | |
| Consumo próprio (noite): | | <1 W | |
| Faixa de temperatura ambiente de operação: | | -25 ~ +65°C | |
| Umidade relativa: | | 0-100% | |
| Conceito de refrigeração: | | Convecção natural | |
| Altitude máx. de operação | | 2000m | |
| Certificados de padrão de conexão da rede: | | ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, ABNT NBR IEC 62116 | |
| Padrão de segurança / EMC: | | IEC62109-1/-2, IEC61000-6-1, IEC61000-6-3, IEC61000-3-11, IEC61000-3-12, | |

Entrada CC

| | |
|---|----------|
| Potência máxima de entrada recomendada: | 10,4 kW |
| Tensão máx. de entrada: | 550V |
| Tensão de partida: | 80 V |
| Intervalo de tensão MPPT: | 70-550 V |
| Corrente máx. de entrada: | 22 A |
| Corrente máx. do conector de entrada: | 11 A |
| Corrente máx. de curto-circuito: | 33 A |
| MPPTs / Número de Entradas: | 2/3 |

Saída CA

| | |
|------------------------------------|----------------------------|
| Potência nominal de saída: | 8 kW |
| Potência máx. de saída aparente: | 8,8 kVA |
| Potência máx. de saída: | 8,8 kW |
| Tensão nominal da rede: | F/N/PE, 220 V |
| Frequência nominal da rede: | 50 Hz / 60 Hz |
| Corrente nominal de saída da rede: | 36,3A |
| Corrente máx. de saída: | 40A |
| Harmônicas (THDI) | < 2% |
| Fator de potência: | 0,8 inicial ~ 0,8 atrasado |

Eficiência

| | |
|--------------------|--------|
| Eficiência máxima: | 97,7% |
| Eficiência EU: | 97,5% |
| Eficiência MPPT: | >99,5% |

Características

| | |
|-------------|--------------------|
| Conexão CC: | Compatível MC4 |
| Conexão CA: | Plugue padrão IP65 |
| Tela: | LCD 1602 |
| Comunicação | RS485/ RS232/ Wifi |

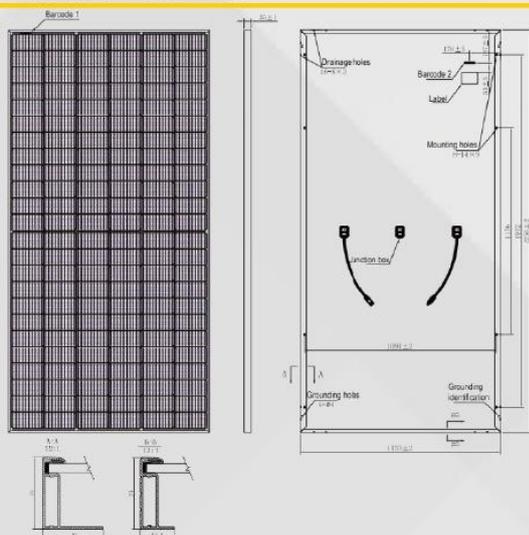
Proteção

| | |
|--|-----|
| Proteção contra inversão de polaridade CC: | Sim |
| Proteção contra curto-circuito: | Sim |
| Proteção de sobrecorrente de saída: | Sim |
| Proteção contra sobretensão: | Sim |
| Monitoramento de rede: | Sim |
| Proteção de ilhamento: | Sim |
| Proteção de temperatura: | Sim |

Dados gerais

| | |
|--|---|
| Topologia: | Sem Transformador |
| Consumo próprio (noite): | <1 W |
| Faixa de temperatura ambiente de operação: | -25 ~ +65°C |
| Umidade relativa: | 0-100% |
| Conceito de refrigeração: | Convecção natural |
| Altitude máx. de operação | 2000m |
| Certificados de padrão de conexão da rede: | ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, ABNT NBR IEC 62116, RD1699, UNE 206006 IN, UNE 206007-1 IN, UNE 217001 IN |
| Padrão de segurança / EMC: | IEC62109-1/-2, IEC61000-6-1, IEC61000-6-3, IEC61000-3-11, IEC61000-3-12, |

Desenho Técnico



Características Mecânicas

| | |
|-----------------|----------------------------|
| Tipo de Célula: | PERC Monocristalina |
| Nº de Células: | 144 (6x24) |
| Dimensões: | 2256 x 1133 x 35 mm |
| Peso: | 33,5 kg |
| Vidro : | 2,0 mm + 2,0 mm |
| Moldura: | Alumínio Anodizado |
| Junction Box: | IP68 C/ 3 Diodos |
| Cabos: | 4mm ² C/ 350 mm |

Características Elétricas

| | |
|-----------------------------------|--------|
| Potência Nominal (Pmax): | 545Wp |
| Tensão de Operação (Vmp): | 41,60V |
| Corrente de Operação (Imp): | 13,11A |
| Tensão de Circuito Aberto (Voc): | 49,90V |
| Corrente de Curto Circuito (ISC): | 13,84A |
| Eficiência do Módulo: | 21,3% |

*Valores em condições padrões de teste (STC)

| | |
|-----------------------------------|----------|
| Potência Nominal (Pmax): | 407,20Wp |
| Tensão de Operação (Vmp): | 38,70V |
| Corrente de Operação (Imp): | 10,52A |
| Tensão de Circuito Aberto (Voc): | 46,60V |
| Corrente de Curto Circuito (Isc): | 11,18A |

*Valores em condições padrões de teste (NOCT)

Condições de Operação

| | |
|------------------------------------|-----------------|
| Tensão Máxima do Sistema: | 1500V |
| Corrente Máxima do Fusível: | 25A |
| Tolerância de Potência: | 0~+3% |
| Temperatura de Operação do Módulo: | -40°C~+85°C |
| Carga máxima(Neve/Vento): | 5400Pa / 2400Pa |

Certificações

| | |
|-------------------|-------------|
| Performance: | IEC61215 |
| Segurança: | IEC61730 |
| Registro INMETRO: | 002879/2021 |

Coeficientes de Temperatura

| | |
|---|------------|
| Coeficiente de Temperatura de Pmax: | -0,35% /°C |
| Coeficiente de Temperatura de Voc: | -0,29% /°C |
| Coeficiente de Temperatura de Isc: | +0,05% /°C |
| Temperatura Nominal de Operação da Célula (NOCT): | 44±2°C |



Todas as especificações e dados aqui apresentados, assim como as recomendações de uso, estão validados pelo fabricante do produto e de acordo com a nossa experiência. Contudo, devido a grande variedade de materiais existentes no mercado, assim como as técnicas de aplicação do produto, que não podem ser controladas por nós, recomendamos sempre a realização de consultas pelos nossos canais de atendimento e testes prévios com os materiais a serem utilizados. Por estas razões, qualquer aplicação do produto é de responsabilidade exclusiva do utilizador, não podendo a Belenus LTDA ser responsabilizada por quaisquer perdas ou prejuízos, direta ou indiretamente resultantes da aplicação. Imagens meramente ilustrativas.

