



INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DA PARAÍBA
DIRETORIA DE DESENVOLVIMENTO DE ENSINO
COORDENAÇÃO DO CURSO SUPERIOR DE ENGENHARIA ELÉTRICA

FRANCINILDO CARDOSO GOMES

**CONSEQUÊNCIAS DA FALTA DE ANÁLISE TÉCNICA
EM PROJETOS FOTOVOLTAICOS: ESTUDO DE CASO**

JOÃO PESSOA-PB

2024

FRANCINILDO CARDOSO GOMES

**CONSEQUÊNCIAS DA FALTA DE ANÁLISE TÉCNICA
PARA PROJETOS FOTOVOLTAICOS: ESTUDO DE CASO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba, Campus João Pessoa, como requisito para obtenção de título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Álvaro de Medeiros Maciel

JOÃO PESSOA-PB

2024


FRANCINILDO CARDOSO GOMES

**CONSEQUÊNCIAS DA FALTA DE ANÁLISE TÉCNICA
EM PROJETOS FOTOVOLTAICOS: ESTUDO DE CASO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba, Campus João Pessoa, como requisito para obtenção de título de Bacharel em Engenharia Elétrica.


Aprovada em: ____ / ____ / ____

Banca Examinadora

Documento assinado digitalmente
 **ALVARO DE MEDEIROS MACIEL**
Data: 29/03/2024 13:56:24-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. DSc. Álvaro de Medeiros Maciel

Orientador (IFPB)


Documento assinado digitalmente
 **Francisco Fechine Borges**
Data: 29/03/2024 19:57:36-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. DSc. Francisco Fechine Borges

Examinador

Prof. DSc. Walmeran Jose Trindade Júnior

Examinador

Documento assinado digitalmente
 **WALMERAN JOSE TRINDADE JUNIOR**
Data: 29/03/2024 18:26:40-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação – CIP
Biblioteca Nilo Peçanha – IFPB, *campus* João Pessoa

| | |
|-------|--|
| G633c | <p>Gomes, Francinildo Cardoso. Consequências da falta de análise técnica em projetos fotovoltaicos : estudo de caso / Francinildo Cardoso Gomes. – 2024. 84 f. : il.</p> <p>TCC (Graduação em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba – IFPB / Coordenação de Engenharia Elétrica. Orientador: Prof. Dr. Álvaro de Medeiros Maciel.</p> <p>1. Sistema fotovoltaico. 2. Projeto fotovoltaico - Planejamento. 3. Implementação de sistema fotovoltaico - Erros. 4. Estudo de caso. I. Título.</p> <p style="text-align: right;">CDU 620.91</p> |
|-------|--|

Dedico este TCC a minha esposa que me deu todo o suporte necessário, financeiro e emocional, para que eu pudesse realizar o sonho de ser Engenheiro Eletricista, e aos meus filhos que me dão motivos diariamente de ser uma pessoa melhor.

Dedico!

“Dê-me, Senhor, agudeza para entender, capacidade para reter, método e faculdade para aprender, sutileza para interpretar, graça e abundância para falar, acerto ao começar, direção ao progredir e perfeição ao concluir...”

(Santo Tomás de Aquino)

RESUMO

Este trabalho apresenta técnicas de planejamento para a implementação de um sistema fotovoltaico, os procedimentos padrões para um projeto seguro e técnico que seja executado com o intuito de fornecer qualidade e segurança as instalações e seus envolvidos. A falta de planejamento pode levar a erros que impactam na: geração de energia, vida útil dos componentes e falhas nos sistemas de proteção. Para o estudo foram utilizadas ferramentas computacionais para simulações e instrumentos físicos como forma de medição dos parâmetros de projeto. Para o estudo de caso foram selecionadas instalações reais das quais sofreram algum impacto em consequência de falhas de: planejamento, execução e/ou medição. Todos esses erros tiveram como consequência direta a baixa geração de energia.

Palavras-chaves: dimensionamento fotovoltaico, erros de projetos, estudo de caso.

ABSTRACT

This work presents planning techniques for implementing a photovoltaic system, the standard procedures for a safe and technical project that is performed to provide quality and safety to the facilities and those involved. Lack of planning can lead to errors that impact: power generation, component life, and failures in protection systems. For the study, computational tools were used for simulations and physical instruments to measure project parameters. For the case study, real facilities were selected from which they suffered some impact as a result of failures of: planning, execution, and/or measurement. All these errors had as a direct consequence of low power generation.

Keywords: photovoltaic sizing, project errors, case study.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

| | |
|---|----|
| Figura 1 - Russel Ohl em seu laboratório..... | 19 |
| Figura 2 - Bell Solar com Baterias | 19 |
| Figura 3 - Satélite de telecomunicação | 20 |
| Figura 4 - Sistema fotovoltaico com microinversor | 23 |
| Figura 5 - ligação tradicional x Leap-Frog..... | 30 |
| Figura 6 - Esquema de conexão do sistema fotovoltaico com a rede elétrica..... | 33 |
| Figura 7 - Módulos fotovoltaicos instalados sobre o telhado..... | 38 |
| Figura 8 - Caixa d'água localizada a 4 metros de distância dos módulos | 39 |
| Figura 9 - Ligação de string com falha na conexão..... | 40 |
| Figura 10 - Ponto da conexão no qual ocorreu a falha de conexão | 40 |
| Figura 11 - Geração de energia mês de abril 2022 | 42 |
| Figura 12 - Distribuição normal mês de maio 2022 | 44 |
| Figura 13 - Geração mês de maio 2022 | 44 |
| Figura 14 - Distribuição normal junho 2022..... | 46 |
| Figura 15 - Geração mês de junho 2022 | 46 |
| Figura 16 - Geração de energia mês de julho de 2022..... | 48 |
| Figura 17 - Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]..... | 49 |
| Figura 18 - Gráfico Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia] | 49 |
| Figura 19 - Histórico de consumo pré-instalação | 54 |
| Figura 20 - demonstrativo de compensação de energia injetada..... | 56 |
| Figura 21 - Conexão do aterramento a estrutura de fixação | 59 |
| Figura 22 - Inversor de frequência..... | 61 |
| Figura 23 - Orientação sobre distância entre inversor e outros objetos..... | 62 |
| Figura 24 - Orientação sobre distância entre inversores | 62 |
| Figura 25 - Caixa de conexão CA e medição de corrente de saída | 63 |
| Figura 26 - Furos inadequados no telhado da instalação | 64 |
| Figura 27 – Imagem de drone do local de instalação | 66 |
| Figura 28 - Velocidade do vento | 67 |
| Figura 29 - Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]..... | 68 |
| Figura 30 - Irradiação diária Wh/m ² | 68 |

| | |
|---|----|
| Figura 31 - especificações técnicas do inversor 12 KW Intelbras..... | 70 |
| Figura 32 - especificações técnicas de saída CA do inversor 12 KW Intelbras..... | 71 |
| Figura 33 – Designe dos módulos fotovoltaicos | 71 |
| Figura 34 – String Box CA | 75 |
| Figura 35 – Demonstrativo do sistema de compensação de créditos Celpe | 76 |
| Figura 36 – Sistema Fotovoltaico instalado lado oeste..... | 77 |
| Figura 37 - Sistema Fotovoltaico instalado lado leste | 77 |
| Figura 38 – Medição da tensão de entrada CC do inversor | 78 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|---------------|---|
| FV | Fotovoltaico |
| UFV | Usina geradora solar fotovoltaica |
| BT | Baixa Tensão |
| MT | Média Tensão |
| GD | Geração Distribuída |
| IGBTs | <i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i> |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| SFV | Sistema fotovoltaico |
| CC | Corrente contínua |
| CA | Corrente alternada |
| SEP | Sistema elétrico de potência |
| MPPT | Rastreamento do ponto de máxima potência |
| HSP | Horas de sol pleno |
| SFCR | Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica |
| V_{OC} | Tensão de circuito aberto |
| I_{SC} | Corrente de curto-circuito |
| I_{FV} | Corrente fornecida pelo SFCR |
| I_O | Corrente reversa de saturação |
| I_{mp} | Corrente de máxima potência |
| η_{INV} | Eficiência de conversão c.c/c.a |
| FP | Fator de potência |
| FP_S | Fator de potência do SFCR |
| P_{FV} | Potência ativa fornecida pelo SFCR |
| γ_{mp} | Coefficiente de temperatura do ponto de máxima potência |
| HGh | Irradiância no plano horizontal |
| HGk | Irradiância no plano inclinado |

LISTA DE SÍMBOLOS

| | |
|----------|-----------------------------------|
| A | Ampère |
| f | Frequência, [Hz] |
| Hz | Hertz |
| R | Resistência elétrica [Ω] |
| Ω | Ohm |
| W | Watts |
| V | Volt |
| P | Potência Real |
| Q | Potência Reativa |

SUMÁRIO

| | |
|--|----|
| 1 INTRODUÇÃO..... | 15 |
| 2 OBJETIVOS | 16 |
| 2.1 Objetivo geral..... | 17 |
| 2.2 Objetivos específicos | 17 |
| 3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA | 18 |
| 3.1 Contexto Histórico da Energia Solar no mundo..... | 18 |
| 3.2 Topologia dos Inversores..... | 21 |
| 3.2.1 Inversor tradicional | 21 |
| 3.2.2 Microinversor..... | 22 |
| 3.3 Parâmetros de Qualidade da Geração Fotovoltaica | 23 |
| 3.3.1 Eficiência..... | 23 |
| 3.3.2 Coeficiente de temperatura | 24 |
| 3.3.3 Posição..... | 25 |
| 3.4 Dimensionamento do sistema | 26 |
| 3.4.1 Considerações gerais..... | 26 |
| 3.4.2 Dimensionamento da geração de energia..... | 26 |
| 3.4.3 Dimensionamento CC (Inversor Tradicional) | 29 |
| 3.4.4 Dimensionamento CA..... | 30 |
| 4 MATERIAIS E MÉTODOS | 34 |
| 4.1 Ferramentas utilizadas | 34 |
| 4.2 Medições de Parâmetros..... | 35 |
| 4.3 Procedimento de Coleta De Dados | 36 |
| 5 RESULTADOS..... | 36 |
| 5.1 Estudo de caso 1: Impacto Negativo devido a Falhas na Instalação e Medição em um Projeto Fotovoltaico..... | 36 |
| 5.2 Estudo de caso 2: Projeto Fotovoltaico Executado corretamente | 65 |
| 6 CONCLUSÃO..... | 81 |

REFERÊNCIAS83

1 INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica é uma fonte de energia renovável e abundante na natureza. Provém da interação entre a radiação eletromagnética luminosa com materiais semicondutores capazes de absorver energia, esses materiais normalmente são compostos de silício e Gálio. “A energia absorvida por esses materiais quebra as ligações químicas entre as moléculas presentes em sua estrutura” (Roberto Zilles, 2012, p. 13).

O processo de conversão de energia luminosa em energia elétrica é conhecido como efeito fotovoltaico. Quando a radiação solar incide no módulo fotovoltaico excita o movimento de elétrons de uma camada para outra do módulo gerando uma diferença de potencial (CC) nos seus terminais. Para que a energia gerada em corrente contínua (CC) possa ser utilizada pelos aparelhos elétricos, é necessário que ela seja convertida em corrente alternada (CA) por meio do conversor CC/CA.

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em três categorias principais: ON GRID, OFF GRID e Híbrido. Os sistemas ON GRID estão conectados à rede elétrica da concessionária local, o que permite o aproveitamento da estabilidade nos momentos de baixa produção e o armazenamento da energia excedente em forma de créditos, os sistemas OFF GRID são isolados da rede elétrica local e utilizam banco de baterias para armazenar a energia excedente. Por fim, os sistemas híbridos são compostos pela junção dos dois primeiros, combinando a vantagem da conexão com a rede elétrica e do armazenamento em banco de baterias para garantir a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica.

Os impactos da injeção de energia fotovoltaica (FV) no sistema elétrico de potência (SEP) têm sido amplamente discutidos entre os especialistas, pois apresentam tanto vantagens quanto desvantagens. Uma das principais características dos sistemas FV é a geração descentralizada, ou seja, geração próximo à carga, o que resulta em um impacto positivo na redução das perdas de transmissão de energia elétrica, no entanto os conversores utilizados para converter a corrente contínua em alternada injetam componentes harmônicas (ruídos) na rede elétrica devido ao processo de chaveamento desse equipamento, esse processamento impacta diretamente na qualidade de energia. Outra desvantagem é o fluxo bidirecional de potência resultante do excesso de energia FV na rede elétrica, o que pode causar problemas de proteção no sistema. Portanto, é importante avaliar cuidadosamente esses impactos ao planejar e implementar sistemas FV.

Para (Dugan, 2003, p. 03) a definição de problema de qualidade de energia é definida como: “Qualquer problema de energia manifestado em desvios de tensão, corrente ou frequência que resulte em falhas ou mau funcionamento do equipamento do cliente.”

Nos últimos anos, os sistemas FV tiveram um crescimento exponencial, impulsionado pela diminuição dos custos de instalação e pela regulamentação do mercado nacional através do projeto de lei 14.300 de 7 de janeiro de 2022. A lei trouxe mudanças positivas para o mercado proporcionando segurança jurídica para os investidores. No entanto uma das mudanças mais preocupante foi uma cobrança de imposto adicional (TUSD) “Tarifa do uso do sistema de distribuição” na tarifa de energia dos consumidores a parti de 8 de janeiro de 2023 para projetos homologados após essa data. Isso levou muitos consumidores a correrem para homologar seus projetos sob as regras antigas, evitando a cobrança adicional.

O valor da TUSD é calculado com base na utilização da rede elétrica para a distribuição da energia gerada pelo sistema fotovoltaico. Ou seja, mesmo que o consumidor esteja produzindo energia para sua própria utilização, ele ainda depende da rede elétrica para distribuição do excedente ou para suprir a sua demanda em momentos de baixa produção. Dessa forma, a TUSD é uma forma de remuneração pelo uso da infraestrutura da concessionária elétrica (Aneel).

O crescimento da geração de energia solar fotovoltaica é considerado benéfico para o meio ambiente, pois sua utilização contribui para a redução da dependência de fontes de energia não renováveis, como o carvão e o petróleo. Além disso, a energia solar é uma fonte de energia limpa e renovável, que não emite gases poluentes.

Apesar do crescimento ser benéfico, um fator preocupante que deve chamar atenção dos órgãos responsáveis é a qualificação da mão de obra profissional envolvida no setor. Com o pico de demanda no mercado e poucas empresas aptas para supri-la, muitos profissionais entraram no mercado procurando aproveitar o momento favorável. Segundo (Balfour, 2016, p. 01) “O projeto de sistemas FV eficazes e confiáveis requer a compreensão da arte e da ciência fotovoltaica e a aplicação de habilidades, estratégias e técnicas necessárias para satisfazer metas e objetivos específicos do projeto”. A aquisição dessas habilidades não é instantânea e requer preparação e a falta dela pode trazer graves consequência para os projetos. Devido a esse fator, uma série de erros pode ser evidenciada em muitos projetos pelo país, o que torna ainda mais importante investir na formação e capacitação dos profissionais envolvidos no setor.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho é analisar os procedimentos técnicos utilizados na avaliação de projetos de energia solar fotovoltaica (FV), visando identificar os impactos de diferentes parâmetros do sistema nas estimativas de geração de energia. Com essa análise, busca-se obter uma compreensão mais abrangente e aprimorada dos fatores que afetam a produção de energia em sistemas fotovoltaicos, auxiliando no planejamento e execução de projetos mais eficientes e rentáveis. Além disso, espera-se contribuir para o desenvolvimento sustentável do setor de energia e reduzir os impactos ambientais.

2.2 Objetivos específicos

- Analisar projetos fotovoltaicos que sofreram impactos da falta de análise técnica;
- Identificar os impactos de diferentes parâmetros do sistema nas estimativas de geração de energia;
- Obter uma compreensão mais profunda dos fatores que influenciam a produção de energia em sistemas fotovoltaicos.

Ao alcançar esses objetivos, espera-se contribuir para o desenvolvimento de projetos mais eficientes e rentáveis, além de promover a sustentabilidade do setor energético.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 Contexto Histórico da Energia Solar no mundo

Os conhecimentos sobre o efeito fotovoltaico surgiram em meados do século XIX. Em 1839, Becquerel demonstrou a possibilidade de conversão da radiação luminosa em energia elétrica mediante a incidência de luz em um eletrodo mergulhado em uma solução de eletrólito. Posteriormente, em 1883, Charles Fritts criou a primeira célula solar produzida com selênio, com eficiência de conversão de aproximadamente 1% (FADIGAS, 2005, p. 23). Naquela época, as células solares eram caras e ineficientes, o que impediu sua ampla utilização.

Os conceitos sobre o efeito fotovoltaico continuou sendo explorado pelos cientistas e em 1887 Heinrich Hertz (Alemanha) observou o efeito fotovoltaico, e definiu como um fenômeno no qual partículas eletricamente carregadas são lançadas de um material quando este absorve uma radiação eletromagnética, em 1904 Albert Einstein descreve detalhadamente uma teoria sobre esse efeito o qual lhe rendeu um prêmio Nobel em 1921, em 1916 Robert milliken provou o efeito fotovoltaico em experimentos, e em Goldman e Brodsky correlacionam o efeito fotoelétrico com a existência de uma barreira de fluxo de corrente em um material semiconductor o que ajudou para a construção pratica do dispositivo fotovoltaico (Online Solar Energy Museum, p. 198).

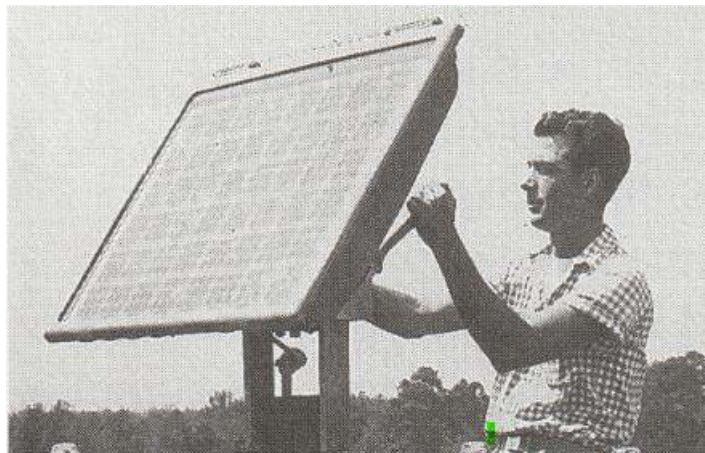
Em 1940, Russel Ohl descobriu a junção P-N enquanto trabalhava no laboratório Bell. No ano seguinte, ele notificou o efeito da luz na junção, o que basicamente criou a célula fotovoltaica. Posteriormente, Gerald Person e Calvin Fuller lideraram os esforços na utilização dos transistores para os dispositivos do laboratório Bell. Nessa mesma época, Calvin começou a pesquisar sobre Lítio-Silício na junção P-N, criando assim a primeira célula solar de silício como conhecemos atualmente, a qual tinha uma eficiência de 2,3%. A eficiência da célula solar foi aumentando, e em 1959 chegou em 10%. Essa tecnologia foi aplicada pela NASA em satélites e outras missões espaciais na década de 1950, devido à necessidade de energia nessas missões. Em 1954 Gerald Person desenvolve a primeira bateria da Bell o que possibilitou aplicações de módulos fotovoltaicos em sistemas de telecomunicações (Online Solar Energy Museum, 2021, p. 198).

Figura 1 - Russel Ohl em seu laboratório



(Fonte: <https://www.swc50.org/ises-online-solar-energy-museum>).

Figura 2 - Bell Solar com Baterias



(Fonte: <https://www.swc50.org/ises-online-solar-energy-museum>).

Na década de 1960, muitas empresas começaram a desenvolver aplicações para uso terrestres, como Sharp Corporation, Philips, AEG Telefunken, solar power Corporation e a Spire Corporation, com aplicações diversas entre sistemas de comunicação até confecção de brinquedos, em 1962 a Bell Telephone Laboratories lançou o primeiro satélite de telecomunicação o Telstar. (Online Solar Energy Museum, 2021, p. 198).

Figura 3 - Satélite de telecomunicação



(Fonte: <https://www.swc50.org/ises-online-solar-energy-museum>).

Na década de 1970, a crise do petróleo desencadeou uma busca global por alternativas energéticas e renováveis, impulsionando significativamente a adoção da energia solar. Entre 1973 e 1974, durante esse período de crise, houve uma notável aceleração na utilização terrestre da geração fotovoltaica. Ao final da década, o uso em aplicações terrestres superou as aplicações espaciais, marcando uma transição importante na história da energia solar (Fadigas, 2005, p. 23).

Paralelamente, na mesma década, ocorreu um marco crucial no desenvolvimento de células solares. David Carlson e Christopher Wronski fabricaram a primeira célula de silício amorfo, alcançando uma eficiência de 2,4%. Em 1977, a produção mundial anual atingiu a marca de 500 kW, indicando um crescimento notável no setor (Online Solar Energy Museum, 2021, p. 198).

No mesmo ano de 1977, em resposta à crescente importância da energia solar, o Departamento de Energia dos Estados Unidos estabeleceu o Instituto de Pesquisa de Energia Solar em Golden, Colorado, agora conhecido como LNER, os Laboratórios Nacionais de Energia Renovável. Esse instituto tornou-se central na condução de pesquisas voltadas para a independência energética, concentrando-se no desenvolvimento e avanço de tecnologias relacionadas às fontes de energia renovável. Suas atividades abrangem uma ampla gama de áreas, desde o aumento da eficiência de painéis solares até estratégias para a integração eficiente

de energias renováveis na matriz elétrica. Esses eventos marcantes na década de 1970 solidificaram o papel crucial da energia solar no cenário global de produção de energia.

No ano de 1982, um marco importante na evolução da energia solar foi atingido com a operação da primeira central fotovoltaica em escala de megawatts em Hisperia, Califórnia. Este projeto inovador, concebido pela ARCO Solar, apresentava um sistema de capacidade de 1 MW, composto por módulos dispostos em 108 rastreadores de eixo duplo. (eere.energy.gov)

Em 1992, a Universidade do Sul da Flórida desenvolveu uma célula fotovoltaica de película fina eficiente, alcançando uma eficiência de 15,9%, fabricada com telureto de cádmio. Esse feito representou a quebra da barreira dos 15% pela primeira vez para essa tecnologia. (eere.energy.gov)

Em 2001, a PowerLight Corporation lançou no Havaí o maior sistema híbrido do mundo na época, combinando as energias do vento e solar. Esse sistema conectado à rede era notável não apenas por sua capacidade de energia solar de 175 quilowatts, superior à sua capacidade de energia eólica de 50 quilowatts, mas também por ser considerado o maior de sua categoria naquele momento.

Nas décadas seguintes, houve um grande avanço na tecnologia solar, incluindo o desenvolvimento de células solares mais eficientes e mais baratas. A energia solar agora é uma das fontes de energia renovável de mais rápido crescimento em todo o mundo. Hoje, a energia solar é amplamente utilizada em residências, empresas e instalações governamentais em diversos países.

3.2 Tipos de Inversores

3.2.1 Inversor string

O inversor string é um dos principais componentes de um sistema de energia solar fotovoltaica, responsável por converter a corrente contínua (DC) gerada pelos painéis solares em corrente alternada (AC) utilizável na rede elétrica ou em equipamentos elétricos. O inversor string geralmente opera com uma faixa de tensão de entrada de 200 a 600 volts DC.

Essa tecnologia funciona por meio de um processo de comutação, onde o sinal de corrente contínua (DC) gerado pelos painéis solares é convertido em uma forma de onda de corrente alternada (AC) por meio de um circuito de chaveamento de alta frequência. O circuito de chaveamento é composto por transistores de potência, que abrem e fecham rapidamente para produzir a forma de onda AC.

Os inversores string também incluem recursos adicionais, como rastreamento máximo de ponto de potência (MPPT), que otimiza a produção de energia dos painéis solares, ajustando a tensão e corrente de entrada para maximizar a potência de saída. Os inversores também possuem comunicação integrada com sistemas de monitoramento de energia, permitindo que os usuários monitorem o desempenho do sistema em tempo real.

Uma das principais desvantagens do inversor string é que ele não pode ser facilmente ajustado para se adequar a diferentes condições de geração de energia. Por exemplo, se houver sombreamento em um dos painéis solares, a saída de energia será reduzida, o que pode levar a uma queda na eficiência de todo o sistema. No entanto, apesar de suas desvantagens, o inversor string ainda é a tecnologia de escolha para muitos sistemas de energia solar fotovoltaica em todo o mundo devido à sua confiabilidade comprovada e disponibilidade no mercado.

3.2.2 Microinversor

O microinversor é uma tecnologia relativamente nova na indústria de energia solar fotovoltaica que está ganhando popularidade em todo o mundo. Diferentemente do inversor string, que converte a corrente contínua (DC) gerada pelos painéis solares em corrente alternada (AC) em um único ponto centralizado, o microinversor é instalado em cada painel solar individual, convertendo a energia DC em AC diretamente na fonte.

Isso significa que cada painel solar em um sistema com microinversores opera de forma independente, maximizando a produção de energia e reduzindo as perdas causadas por sombreamento ou desgaste dos painéis ao longo do tempo. Ou seja, cada módulo possui sua própria unidade eletrônica, responsável pelo rastreamento do ponto de máxima potência do módulo (ABE E DIAS, 2019, p. 200).

Os microinversores também são projetados para serem mais eficientes do que os inversores string, devido ao seu design de conversão de energia mais avançado. Eles podem se adaptar às condições de mudança de iluminação em tempo real, o que significa que eles são capazes de produzir mais energia, especialmente em condições de sombreamento parcial do sistema. Outra vantagem dos microinversores é que eles oferecem maior flexibilidade de design do sistema, permitindo a instalação de painéis solares em diferentes orientações e inclinações, bem como a expansão do sistema mais facilmente no futuro.

No entanto, os microinversores têm uma desvantagem em relação aos inversores tradicionais em termos de custo. Eles geralmente são mais caros do que os inversores string, o que pode tornar o sistema de energia solar como um todo mais caro. Além de aumentar a dificuldade de manutenção do sistema.

Em resumo, os microinversores oferecem muitas vantagens em relação aos inversores string em termos de eficiência, flexibilidade de design e maximização da produção de energia. No entanto, o custo ainda é uma consideração importante ao decidir qual tecnologia usar em um sistema de energia solar fotovoltaica.

Figura 4 - Sistema fotovoltaico com microinversor



(fonte: <https://aspartec.com.br/microinversor>).

3.3 Parâmetros de Qualidade da Geração Fotovoltaica

3.3.1 Eficiência

A eficiência é um dos parâmetros mais importantes na geração de energia solar fotovoltaica, uma vez que determina a quantidade de energia elétrica gerada a partir da radiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos. A eficiência é definida como a razão entre a energia elétrica gerada e a energia solar incidente, expressa em porcentagem. Quanto maior a eficiência do sistema, maior será a quantidade de energia elétrica produzida pelo mesmo número de módulos fotovoltaicos.

$$\eta = \frac{E_g}{E_i} \cdot 100 \quad (1)$$

- η é a eficiência
- E_g é a energia elétrica gerada
- E_i é a energia solar incidente

Existem vários fatores que afetam a eficiência dos sistemas fotovoltaicos, como a qualidade dos materiais utilizados nos módulos, a inclinação e orientação deles, a temperatura ambiente e a umidade relativa do ar, entre outros. Por esse motivo, a eficiência dos sistemas

fotovoltaicos pode variar de acordo com as condições ambientais e as características de cada sistema.

É importante destacar que a eficiência dos sistemas fotovoltaicos não deve ser considerada como o único parâmetro de qualidade. Outros parâmetros, como a durabilidade dos materiais, a confiabilidade do sistema e a facilidade de manutenção, também devem ser considerados na avaliação da qualidade dos sistemas fotovoltaicos.

3.3.2 Coeficiente de temperatura

O coeficiente de temperatura é outro parâmetro importante para avaliar a qualidade da geração fotovoltaica. Ele é definido como a variação percentual na eficiência do módulo solar para cada grau Celsius de aumento na temperatura da célula.

A temperatura da célula é um fator crítico para a eficiência dos módulos solares, pois a eficiência da célula diminui à medida que a temperatura aumenta. O aumento da temperatura da célula solar pode ser causado por diversos fatores, como a radiação solar, a temperatura ambiente e a ventilação. Segundo (ABNT 16690, 2019). Para células fotovoltaicas de silício cristalino a potência máxima diminui entre 0,4 e 0,5 % para cada 1°C na temperatura de operação.

O coeficiente de temperatura é utilizado para avaliar a sensibilidade do módulo solar às mudanças de temperatura e é um fator importante a ser considerado na escolha dos módulos para um determinado projeto. Quanto menor for o coeficiente de temperatura, menor será a queda na eficiência do módulo em condições de alta temperatura, o que significa maior produção de energia ao longo do tempo.

Além disso, o coeficiente de temperatura também pode ser utilizado para calcular a eficiência do módulo solar em condições padrão de teste (STC), que são definidas como uma temperatura de célula de 25°C, irradiância de 1000 W/m² e espectro de ar de massa 1,5.

Em condições normais de operação, a temperatura das células fotovoltaicas aumenta significativamente acima da temperatura ambiente. Por exemplo, um aumento típico de temperatura de 35 °C é comum em relação à temperatura ambiente em módulos fotovoltaicos de silício cristalino operando no ponto de máxima potência (ABNT 16690, 2019).

Por outro lado, deve se considerar o aumento da tensão devido a diminuição da temperatura nos módulos e os efeitos que isso podem causar ao sistema.

3.3.3 Posição

Direção dos módulos

A direção ideal dos módulos fotovoltaicos é determinada principalmente pela posição geográfica do sistema. Em geral, é recomendado que os módulos sejam instalados voltados para o sul em regiões do hemisfério norte e para o norte em regiões do hemisfério sul. Isso ajuda a maximizar a exposição solar e, conseqüentemente, a produção de energia. Segundo (ABNT 16690, 2019) o melhor desempenho do sistema fotovoltaico é orientando-o para o equador com inclinação próxima a latitude do local.

A presença de sombras representa um desafio significativo para a eficiência dos sistemas fotovoltaicos, podendo reduzir a produção de energia e até mesmo causar danos aos módulos. É crucial garantir a instalação dos módulos em áreas livres de sombras ou mitigar seu impacto ajustando a direção e o ângulo de inclinação. Restrições de espaço podem exigir alternativas na orientação dos módulos para otimizar a geração de energia. Além disso, a influência de edifícios e estruturas próximas deve ser avaliada para ajustar a direção dos módulos e maximizar a exposição solar.

Ângulo de inclinação

O ângulo de inclinação dos módulos também é um fator importante a ser considerado no projeto fotovoltaico FV. Em geral, os módulos devem ser inclinados em um ângulo igual à latitude da região onde o sistema é instalado. Isso significa que em regiões mais próximas ao equador, os módulos devem ser instalados com um ângulo mais baixo em relação ao solo, enquanto em regiões mais afastadas do equador, os módulos devem ser instalados com um ângulo mais alto. Isso ajuda a maximizar a exposição solar e, conseqüentemente, a produção de energia.

Sombreamento

O sombreamento é um fator muito importante a ser considerado na instalação de sistemas fotovoltaicos. Quando os módulos fotovoltaicos são expostos a sombras, a produção de energia pode ser afetada negativamente. Isso ocorre porque o sombreamento pode causar um desequilíbrio na tensão entre as células dos módulos, reduzindo a eficiência do sistema.

Para minimizar os efeitos do sombreamento, é importante considerar a localização e a orientação dos módulos. Também é possível utilizar tecnologias como microinversores, otimizadores de potência e diodos bypass para minimizar o impacto do sombreamento e maximizar a produção de energia do sistema.

É importante avaliar a possibilidade de remoção de obstáculos que possam causar sombreamento ou ajustar a posição dos módulos para minimizar o impacto das sombras.

3.4 Dimensionamento do sistema

3.4.1 Considerações gerais

Ao projetar um sistema fotovoltaico, é crucial seguir as normas aplicáveis para garantir sua segurança e eficiência. No Brasil, as normas técnicas a serem seguidas são definidas na NBR 5410 (Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2004), que estabelece os requisitos para instalações elétricas de baixa tensão.

Além disso, é importante mencionar as normas IEC (Comissão Eletrotécnica Internacional) e ISO (Organização Internacional para Padronização), que podem ser aplicáveis na ausência de regulamentação específica no país. A IEC 60364-4-41 (2018), por exemplo, define as medidas de proteção contra choques elétricos e incêndios em instalações elétricas de baixa tensão.

Para garantir a segurança e eficiência da instalação elétrica, é fundamental selecionar componentes adequados, considerando a tensão e corrente de operação, bem como a capacidade de suportar condições anormais. A disposição dos componentes deve facilitar operações de inspeção, manutenção e acesso às conexões. A identificação clara dos dispositivos de proteção e dos condutores elétricos é essencial para garantir a segurança e facilitar testes e manutenção futuros. De acordo com a NBR 5410, condutores neutros devem ser identificados com a cor azul-claro, enquanto os de proteção com verde-amarelo ou verde. Os condutores fase podem ter qualquer cor exceto as mencionadas acima. Dispositivos de proteção, como disjuntores, devem ser dispostos e identificados de forma a facilitar a identificação dos circuitos protegidos. A execução da instalação deve seguir um projeto específico, contendo plantas, esquemas unifilares, memorial descritivo, especificações de componentes e parâmetros de projeto para assegurar conformidade e eficácia operacional.

3.4.2 Dimensionamento da geração de energia

A primeira análise crítica exige a obtenção de dados sobre a irradiação solar local, levando em consideração a sazonalidade da radiação solar. A variação sazonal desempenha um papel fundamental na eficiência dos sistemas fotovoltaicos, uma vez que a quantidade de luz solar incidente pode variar significativamente ao longo do ano. Ao integrar informações sobre

a radiação, torna-se possível contextualizar os dados de geração do sistema, identificando padrões sazonais que têm um impacto direto na eficiência energética. Essa abordagem proporciona uma compreensão mais refinada dos desafios enfrentados pelo sistema em diferentes períodos, contribuindo para uma análise mais precisa dos resultados obtidos. A incorporação desses dados de radiação na avaliação do desempenho do sistema é crucial para entender como a variação sazonal influencia a geração de energia, contribuindo para uma conclusão mais sólida sobre o caso em questão.

A irradiação solar é mensurada considerando uma média de horas em que o sol atinge sua potência máxima, conhecida como HSP (Horas Sol Pleno). Este parâmetro, fundamental na área de energia solar, quantifica o número de horas equivalentes em que a irradiação solar atinge sua intensidade máxima em um local específico ao longo de um período determinado. O HSP é utilizado como um indicador da disponibilidade de radiação solar em uma região específica.

O HSP é um valor temporal variando de 0 a 24 horas, representando teoricamente o tempo em que o sol brilharia com intensidade máxima durante um dia. Por exemplo, um HSP de 5,61 para o mês de abril indica que, em média, a radiação solar atingiu aproximadamente 5,61 horas de sol pleno por dia durante esse período específico.

Esse parâmetro desempenha um papel crucial no cálculo da energia que um sistema fotovoltaico pode gerar em uma localização específica, fornecendo uma medida da disponibilidade da luz solar para conversão em eletricidade.

A energia elétrica necessária para um projeto fotovoltaico pode ser expressa pela equação (2), já a potência mínima é apresentada na equação (3).

$$ENERGIA DIÁRIA = \frac{ENERGIA MENSAL}{30} \quad (2)$$

$$POTÊNCIA DO SISTEMA (kWp) = \frac{ENERGIA DIÁRIA}{HSP * (1 - PERDAS)} \quad (3)$$

As perdas em sistemas fotovoltaicos resultam de vários fatores, afetando a eficiência e produção de energia. Incluem perdas de conversão devido à reflexão e absorção não eficiente

da luz solar, perdas de condução causadas por resistência elétrica nos condutores, perdas de sombreamento devido a obstáculos próximos, perdas por inclinação e orientação inadequadas dos painéis solares, perdas de inversor durante a conversão de corrente, envelhecimento e degradação dos materiais, perdas climáticas e perdas de cabos e conexões. A minimização dessas perdas é essencial para otimizar a eficiência global do sistema fotovoltaico.

$$POTÊNCIA DO SISTEMA = POTÊNCIA DO MÓDULO * QUANTIDADE DE MÓDULOS \quad (4)$$

$$QUANTIDADE DE MÓDULOS = \frac{POTÊNCIA DO SISTEMA}{POTÊNCIA DO MÓDULO} \quad (5)$$

A equação (5) estabelece a quantidade de módulos necessários para suprir a demanda de consumo do sistema.

A potência do sistema assegura que uma quantidade específica de energia, seja entregue em média ao longo do ano, considerando um percentual de perdas. Essa característica é fundamental para estimar a capacidade do sistema fotovoltaico em gerar energia de forma consistente, mesmo levando em conta as perdas inerentes ao processo.

A unidade kWp (kilowatt-pico) é uma medida de capacidade de geração de energia de um sistema fotovoltaico. Ela é utilizada para expressar a potência máxima que um sistema solar pode gerar em condições ideais conhecido com (std) "Standard Test Conditions" (Condições de Teste Padrão - STC) e incluem:

- Irradiação Solar: 1000 watts por metro quadrado (W/m²).
- Temperatura da Célula Solar: 25 graus Celsius.
- Massa de Ar: 1,5 (representando a espessura da atmosfera que a luz solar atravessa).

Portanto, quando dizemos que um sistema fotovoltaico tem uma capacidade de, por exemplo 5 kWp, isso significa que a potência máxima que o sistema pode gerar foi medida sob essas condições padronizadas. É importante observar que, nas condições do mundo real, fora do laboratório, a produção de energia pode variar devido a fatores como inclinação dos painéis, orientação, sombreamento e variações climáticas. A capacidade kWp é uma referência útil, mas a produção real pode ser diferente.

3.4.3 Dimensionamento CC (Inversor Tradicional)

O dimensionamento do circuito CC (Corrente Contínua) em um sistema fotovoltaico é uma etapa crucial para garantir a eficiência e a segurança do sistema como um todo. O circuito CC é responsável por transportar a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos para o sistema de armazenamento ou para o inversor, que transformará a corrente contínua em corrente alternada, para alimentar as cargas elétricas.

O dimensionamento do circuito CC envolve a escolha adequada dos cabos, conectores, fusíveis e outros componentes elétricos para garantir que a corrente elétrica seja transportada de maneira eficiente e segura. Para isso, é necessário levar em consideração alguns parâmetros, tais como:

- Corrente máxima de operação do sistema fotovoltaico
- Corrente de curto-circuito do sistema fotovoltaico
- Distância entre os módulos fotovoltaicos e o sistema de armazenamento ou inversor
- Queda de tensão permitida no circuito
- Tipo de cabo e sua resistência elétrica
- Temperatura ambiente de operação do sistema

O dimensionamento do circuito CC deve levar em consideração o pior cenário possível de operação do sistema, ou seja, quando a corrente elétrica estiver em seu valor máximo. Além disso, é importante que os cabos e conectores escolhidos suportem a corrente elétrica e a tensão do sistema, evitando assim possíveis sobrecargas e riscos de incêndio.

De acordo com as normas estabelecidas pela norma (ABNT 16690, 2019), os componentes que compõem o lado em corrente contínua de sistemas fotovoltaicos, tais como módulos fotovoltaicos, caixas de junção, quadros de distribuição e condutores, devem ser equipados com isolamento dupla ou reforçada (classe II) para garantir a segurança da instalação elétrica. Essa medida é essencial para prevenir a ocorrência de acidentes elétricos e evitar que pessoas ou equipamentos sejam expostos a riscos desnecessários. Dessa forma, é fundamental que os instaladores de sistemas fotovoltaicos observem rigorosamente as normas técnicas e adotem medidas preventivas para garantir a integridade da instalação elétrica. Ainda segundo a norma 16690:2019 convém que condutores longos (por exemplo, cabo principal do arranjo

fotovoltaico com mais de 50 m) sejam sempre protegidos por um dispositivo de proteção contra surtos (DPS)

A instalação de condutores em sistemas fotovoltaicos em corrente contínua deve ser realizada de maneira a evitar a formação de laços no circuito, de acordo com a norma (ABNT 16690, 2019). Essa medida é importante para garantir a eficiência e segurança do sistema, uma vez que a formação de laços pode gerar perdas de energia e até mesmo riscos de incêndio. Para esse tipo de ligação, é comum utilizar a técnica de "leap frog", em que os cabos positivos e negativos da mesma série fotovoltaica e o cabo principal do arranjo fotovoltaico são agrupados de forma a evitar a criação de laços. Dessa forma, a escolha da técnica de ligação e a disposição dos cabos devem ser realizadas de maneira criteriosa, seguindo as normas e recomendações técnicas, a fim de garantir a segurança e eficiência da instalação. A figura (5) mostra a diferença prática entre o modelo tradicional de ligação e a estratégia Leap-Frog.

Figura 5 - ligação tradicional x Leap-Frog



3.4.4 Dimensionamento CA

O dimensionamento do circuito CA envolve a escolha adequada dos cabos, disjuntores e outros componentes elétricos para garantir que a corrente elétrica seja transportada de maneira eficiente e segura. Para isso, é necessário levar em consideração alguns parâmetros, tais como:

- Potência máxima do sistema fotovoltaico
- Tensão de operação do inversor

- Distância entre o inversor e as cargas elétricas
- Queda de tensão permitida no circuito

O dimensionamento do circuito CA também deve levar em conta as normas técnicas brasileiras, como a NBR 5410, que estabelece os critérios para a instalação elétrica de baixa tensão, e a NBR 16690, que estabelece os requisitos para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

A seleção adequada da seção transversal do condutor é crucial para evitar problemas como aquecimento excessivo, queda de tensão e perdas de energia. Segundo a NBR 5410, o dimensionamento do condutor deve considerar a seção mínima exigida, a capacidade de condução de corrente e a queda de tensão admissível. Durante o projeto, esses critérios são avaliados rigorosamente, especialmente ao dimensionar as proteções com base nas correntes de falta. A seção dos condutores deve atender aos valores mínimos especificados pela norma para garantir a segurança e o desempenho adequado do sistema elétrico.

De acordo com (Mamede Filho, 2010) o cálculo da corrente de carga em um circuito pode ser feito utilizando a fórmula:

Para circuitos monofásicos:

$$I_c = \frac{D_c}{V_{fn} \times \cos\theta} \quad (6)$$

Onde:

- I_c corrente em amperes (A)
- D_c demanda da carga em watts (W)
- V_{fn} tensão fase-neutro em volts (V) do circuito
- $\cos\theta$ fator de potência da carga

Para circuitos trifásicos:

$$I_c = \frac{P_c}{\sqrt{3} \times V_{ff} \times \cos\theta} \quad (7)$$

Onde:

- P_c potência ativa (W) demanda da carga, considerada equilibrada

- V_{ff} tensão fase-fase em volts (V) do circuito

A capacidade de condução de corrente de um cabo é influenciada pela sua capacidade térmica, afetada pela corrente elétrica. A queda de tensão admissível depende da distância entre a fonte e a carga, sendo limitada a 4% conforme a NBR 5410. Para calcular a queda de tensão, a corrente de projeto é usada. A variação de tensão em um condutor é calculada pela Lei de Ohm, onde a queda de tensão é proporcional à corrente, comprimento e resistividade, e inversamente proporcional à seção transversal. A seção mínima do condutor é determinada pela queda de tensão. (Mamede Filho, 2010)

Para circuito monofásico:

$$S = \frac{(200 \times \rho \times L \times I_z)}{\Delta V \times V_{fn}} \quad (8)$$

Onde:

- ΔV : queda de tensão admissível em V
- V_{fn} : tensão fase neutro em V
- L: comprimento do circuito em m
- I_z : capacidade de condução de corrente em A
- ρ : resistividade do material do cabo em $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
- S: seção do cabo em mm^2

Para circuito trifásico:

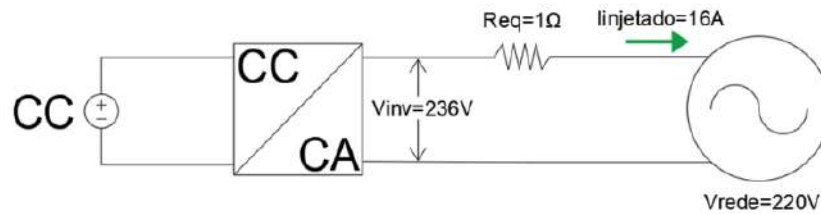
$$S = \frac{(\sqrt{3} \times 100 \times \rho \times L \times I_z)}{\Delta V \times V_{ff}} \quad (9)$$

- V_{ff} : tensão fase-fase em V

A seleção da seção transversal dos cabos elétricos, conforme a NBR 5410, requer análise criteriosa da potência do circuito, capacidade de condução de corrente e queda de tensão admissível para garantir segurança e eficiência na instalação elétrica. No contexto de sistemas fotovoltaicos, o dimensionamento inadequado do condutor de saída do inversor pode resultar em aumento da resistência e consequente elevação da tensão de saída, impactando o

funcionamento do equipamento. A figura (6) apresenta um esquema elétrico ilustrativo de um sistema fotovoltaico conectado à rede, oferecendo uma representação visual do arranjo.

Figura 6 - Esquema de conexão do sistema fotovoltaico com a rede elétrica



Fonte: <https://www.solplace.com.br/blog/informacoes-tecnicas>

Entre o inversor e o ponto de conexão existem cabos, conectores, disjuntores etc. Cada elemento desse pode ser modelado através de pontos com resistências e indutâncias. A equação abaixo representa esse esquema de ligação.

$$V_r = V_{inv} - R_{eq} * I_{inj} \quad (10)$$

- V_r : Tensão da rede elétrica
- V_{inv} : Tensão elétrica do inversor
- R_{EQ} : Resistência equivalente
- I_{inj} : Corrente injetada na rede

Isolando a tensão de saída do inversor temos:

$$V_{inv} = V_r + R_{eq} * I_{inj} \quad (11)$$

Para o exemplo acima temos:

$$V_{inv} = 220 + 1 * 16 = 236 \text{ V}$$

Caso a impedância da rede tivesse um valor de 2 Ohms:

$$V_{inv} = 220 + 2 * 16 = 252 \text{ V}$$

A NBR 16149 defini um intervalo entre 80% e 110% da tensão nominal para operação dos inversores. Ou seja, o limite máximo de saída do inversor é de 242 V, acima desse valor o inversor começa a desconectar do sistema elétrico, no exemplo 2 em que a impedância é de 2 Ohms podemos notar que esse limite é ultrapassado o que provavelmente ocasionaria problemas nesse cenário.

Em outras palavras, quanto maior for a resistência entre o inversor e a rede, maior será a tensão do inversor, o que não apenas aumenta o risco de incêndio na instalação, mas também pode resultar na desconexão do inversor devido a sobretensão. Essa desconexão é mais comum em momentos de pico de geração, resultando em perdas significativas na produção de energia devido a essas interrupções.

É crucial compreender que os sistemas fotovoltaicos conectados à rede geralmente não realizam a regulação de tensão de forma autônoma. Em vez disso, esses sistemas regulam a corrente injetada na rede com base na amostragem da tensão local. Essa amostragem é, por sua vez, empregada na malha de controle interna do inversor, permitindo a produção de uma forma de onda de corrente que esteja sincronizada, com a rede elétrica local.

4 MATERIAIS E MÉTODOS

4.1 Ferramentas utilizadas

O projeto de sistemas fotovoltaicos pode ser auxiliado por ferramentas computacionais e físicas. As ferramentas computacionais incluem softwares de análise matemática e de sistemas, como o MATLAB, SIMULINK e PVSYSYSTEM, os quais permitem a simulação e análise de desempenho do sistema fotovoltaico. É importante mencionar que existem diversas ferramentas de análise que podem ser gratuitas ou não, oferecendo uma ampla gama de recursos para os projetistas.

Além disso, os fabricantes de inversores oferecem aplicativos de monitoramento dos principais parâmetros do sistema fotovoltaico, permitindo que os usuários identifiquem problemas rapidamente e de forma inteligente. Esses aplicativos podem ser acessados por dispositivos móveis, como smartphones e tablets, permitindo o monitoramento remoto do sistema.

As ferramentas físicas também são importantes para o projeto de sistemas fotovoltaicos, incluindo equipamentos como multímetro, câmera térmica, drones e termômetro, entre outros. Esses equipamentos são utilizados para a realização de testes e inspeções no sistema fotovoltaico, permitindo a verificação do desempenho e a detecção de possíveis falhas.

Para este estudo, foram utilizadas informações contidas em bancos de dados de centros de pesquisa, como o CRESESB, Labren e o Solar Atlas Global, que fornecem dados de irradiação solar local. Além disso, o uso de um aplicativo de monitoramento dos sistemas fotovoltaicos foi fundamental para obter informações valiosas sobre o comportamento do sistema ao longo do tempo. O Excel também desempenhou um papel crucial no auxílio ao tratamento e análise dos dados coletados, permitindo uma interpretação mais detalhada e a geração de informações importantes para o estudo. A combinação dessas ferramentas e fontes de dados proporcionou uma base sólida para a realização do estudo de caso.

O estudo foi conduzido por meio de medições e comparações com os valores previamente calculados, com o objetivo de determinar a eficácia do sistema de geração. Além disso, uma análise técnica minuciosa do local de instalação foi realizada, levando em consideração diversos aspectos, como topografia, incidência solar, sombreamento e condições climáticas. Essa abordagem permitiu uma avaliação completa do desempenho do sistema fotovoltaico, identificando eventuais discrepâncias entre os resultados esperados e os obtidos na prática.

4.2 Medições de Parâmetros

Existem vários parâmetros que são necessários medir em projetos fotovoltaicos para garantir o correto funcionamento do sistema e a máxima eficiência energética. Dentre eles, podemos citar:

- **Tensão Elétrica:** é importante medir a tensão no sistema fotovoltaico para garantir que a tensão esteja dentro do intervalo especificado pelo fabricante do inversor e dos módulos fotovoltaicos.
- **Corrente Elétrica:** medir a corrente no sistema fotovoltaico é fundamental para garantir que o sistema esteja operando com a corrente ideal, evitando problemas como sobrecarga ou subcarga do sistema.
- **Potência:** a medição da potência do sistema fotovoltaico permite verificar se o sistema está produzindo a quantidade de energia esperada, permitindo ajustes ou manutenções, caso necessário.
- **Temperatura:** é importante medir a temperatura dos módulos fotovoltaicos, pois altas temperaturas podem reduzir a eficiência do sistema. A medição da

temperatura também pode auxiliar na identificação de problemas, como falhas nos sistemas de resfriamento.

- Irradiação solar: medir a irradiação solar é fundamental para avaliar o desempenho do sistema fotovoltaico e ajustar sua operação de acordo com as condições climáticas.
- Umidade e vento: a medição da umidade e do vento pode auxiliar na identificação de problemas, como a corrosão de componentes ou problemas de fixação dos módulos fotovoltaicos.

Medir esses parâmetros é essencial para garantir o correto funcionamento do sistema fotovoltaico, maximizando sua eficiência energética e reduzindo custos operacionais e de manutenção.

4.3 Procedimento de Coleta De Dados

4.4 Análise Estatística

Os dados quantitativos foram apresentados em forma de porcentagem, média e erro padrão da média. Para verificação com os parâmetros de projeto, foram utilizadas medições de corrente e tensão das instalações. Além disso, foi realizada uma análise detalhada da geração de energia.

5 RESULTADOS

5.1 Estudo de caso 1: Impacto Negativo devido a Falhas na Instalação e Medição em um Projeto Fotovoltaico

O primeiro estudo de caso se concentra na análise de um projeto fotovoltaico específico que sofreu impactos adversos devido a falhas na instalação e medição. Este estudo examinará em detalhes as causas das falhas, os erros de instalação que ocorreram e as consequências diretas dessas falhas no desempenho e na eficiência do sistema fotovoltaico. Além disso, será avaliado como a falta de planejamento adequado e supervisão na instalação e medição pode resultar em uma geração de energia abaixo do esperado e, potencialmente, em custos adicionais para a correção das falhas.

O estudo de caso utilizará dados reais, como informações sobre a instalação, medições de desempenho e resultados financeiros, para ilustrar as consequências de falhas na análise técnica e planejamento insuficiente em projetos fotovoltaicos. Essas informações servirão como base para a discussão de como evitar tais falhas no futuro e garantir a qualidade e eficiência das instalações fotovoltaicas.

Dados do Local:

Localização geográfica; Latitude, Longitude: (-7.1073993, -34.8304974)

Condições geográficas:

Essa região localizada em João Pessoa geralmente possui um clima tropical, com temperaturas médias anuais elevadas e uma estação chuvosa entre os meses de abril e julho. Durante a estação seca, que ocorre nos meses de agosto a março, as chuvas são menos frequentes. O projeto fotovoltaico foi instalado na cobertura de um edifício vertical, situada no décimo andar.

Infraestrutura do telhado:

O telhado no qual foi instalado os módulos é de material tipo telha PVC, com base de madeira. A fixação da estrutura do sistema fotovoltaico foi executada diretamente na madeira, garantindo uma integração segura e robusta.

Infraestrutura elétrica do cliente opera em baixa tensão do tipo monofásica, sendo alimentada pelo sistema agrupado do condomínio, o qual, por sua vez, é abastecido diretamente em baixa tensão pela rede da concessionária, dispensando a presença de uma subestação na entrada.

O sistema fotovoltaico instalado possui uma capacidade instalada de 4,8 kWp, composto por 9 módulos de 540 W com tecnologia monocristalina. O inversor utilizado apresenta uma potência nominal de 4,6 kW no modelo tradicional, composto por strings. A conexão do sistema é do tipo ON-GRID, o que implica que o sistema está integrado à rede da concessionária local, injetando energia e gerando créditos para uso futuro.

Para monitoramento da geração, o sistema conta com um dispositivo que se comunica via WI-FI e está conectado à internet. No entanto, há limitações na velocidade de identificação

de alertas ou falhas no sistema, já que o cliente precisa acessar o aplicativo para visualizar o status do sistema, o que pode dificultar a pronta identificação de anomalias.

Quanto ao arranjo fotovoltaico, este foi subdividido em duas configurações. A primeira consiste em três módulos conectados em série, enquanto a segunda é composta por seis módulos, mantendo a disposição da configuração anterior. Essa distribuição foi determinada com base na disponibilidade de espaço no local.

Figura 7 - Módulos fotovoltaicos instalados sobre o telhado



Fonte: Própria

A primeira discrepância surgiu durante a análise do local. Em imediações do telhado, identificou-se a presença de uma caixa d'água que ocasiona sombreamento na primeira sequência de módulos, especialmente a partir das 13 horas, quando o sol alcança seu posicionamento ao hemisfério norte. Esse sombreamento provocado pela estrutura resulta em

perdas significativas na geração do sistema fotovoltaico, afetando diretamente a eficiência e o rendimento do sistema durante esse período crítico do dia.

Esta ocorrência salienta a importância de uma análise minuciosa do entorno e das condições circundantes durante o estágio inicial do projeto fotovoltaico. Identificar potenciais obstruções, como a presença da caixa d'água, é crucial para otimizar a eficácia do sistema, mitigando quaisquer impactos negativos no desempenho da geração solar.

Figura 8 - Caixa d'água localizada a 4 metros de distância dos módulos



Fonte: Própria

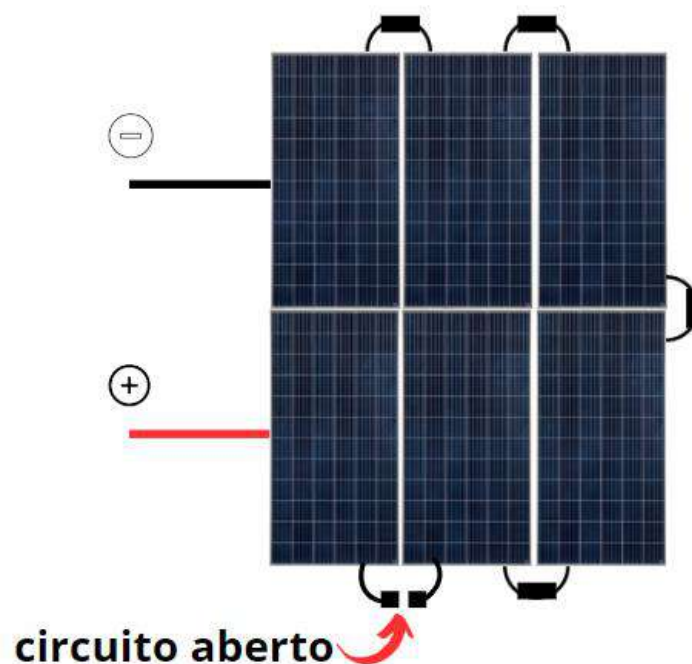
A segunda e, sem dúvida, mais crítica falha identificada foi a ausência de medições dos parâmetros de geração após a conclusão da instalação. Estas medições abrangem uma análise detalhada da tensão, corrente e potência elétrica, constituindo elementos essenciais para identificar eventuais falhas e corrigi-las de maneira oportuna. Essa prática é crucial para evitar prejuízos significativos ao proprietário ao longo do tempo.

No caso específico em questão, o sistema operou por dois meses e dezesseis dias, gerando abaixo das expectativas devido à lacuna crítica na análise pós-instalação. A falha em questão derivou da ausência de conexão na série composta por seis módulos, resultando em um circuito aberto. Em um circuito aberto, a corrente e, por conseguinte, a potência são nulas. Esta falha específica foi determinante para o funcionamento parcial do sistema fotovoltaico, levando a uma performance abaixo do potencial projetado.

O sistema operou durante esse período com 33,3% do seu potencial máximo, o que foi insuficiente para atender a demanda de energia do cliente. A operação abaixo da capacidade máxima não apenas reflete a gravidade da falha identificada, mas também destaca os impactos diretos sobre a eficácia e a utilidade prática do sistema fotovoltaico. Essa lacuna crítica na geração de energia sublinha a urgência de ações corretivas para otimizar o desempenho do sistema, garantindo que este cumpra de maneira efetiva e consistente com as expectativas e requisitos energéticos do cliente. Esses dados ressaltam a importância de uma gestão proativa e da implementação de medidas corretivas para garantir o máximo aproveitamento do investimento em energia solar.

A figura (9) ilustra vividamente a situação detectada no local, destacando visualmente a desconexão crítica na série de seis módulos. Este episódio resalta a importância de rigorosas medições pós-instalação, endossando a necessidade de procedimentos eficientes de verificação para garantir o desempenho ótimo e a confiabilidade a longo prazo dos sistemas fotovoltaicos.

Figura 9 - Ligação de string com falha na conexão



Fonte: Própria

Figura 10 - Ponto da conexão no qual ocorreu a falha de conexão



Fonte: Própria

No contexto descrito, a ausência de um circuito fechado conduz a uma condição na qual a impedância tende ao infinito, resultando, por conseguinte, em uma corrente elétrica que tende a zero.

Dados de geração de energia

Registros sobre a geração de energia evidenciam que o sistema fotovoltaico entrou em operação no dia 27 de abril de 2022. Nesse período inicial, a análise dos dados revelou uma média de geração de energia, alcançando aproximadamente 6,43 kWh ao longo do mês de abril. Contudo, é crucial ressaltar que esses valores estão abaixo das expectativas iniciais.

Tabela 1 - Dados da geração de energia do mês de abril 2022

| DIAS | ENERGIA GERADA ABRIL | UNIDADE |
|-------------|-------------------------|---------|
| 27 | 3,3 | KWh |
| 28 | 7,4 | KWh |
| 29 | 7,5 | KWh |
| 30 | 7,5 | KWh |
| VALOR MÉDIO | 6,43 | KWh |

Fonte: Aplicativo Intelbras Solar

Figura 11 - Geração de energia mês de abril 2022

Fonte: Aplicativo Intelbras Solar

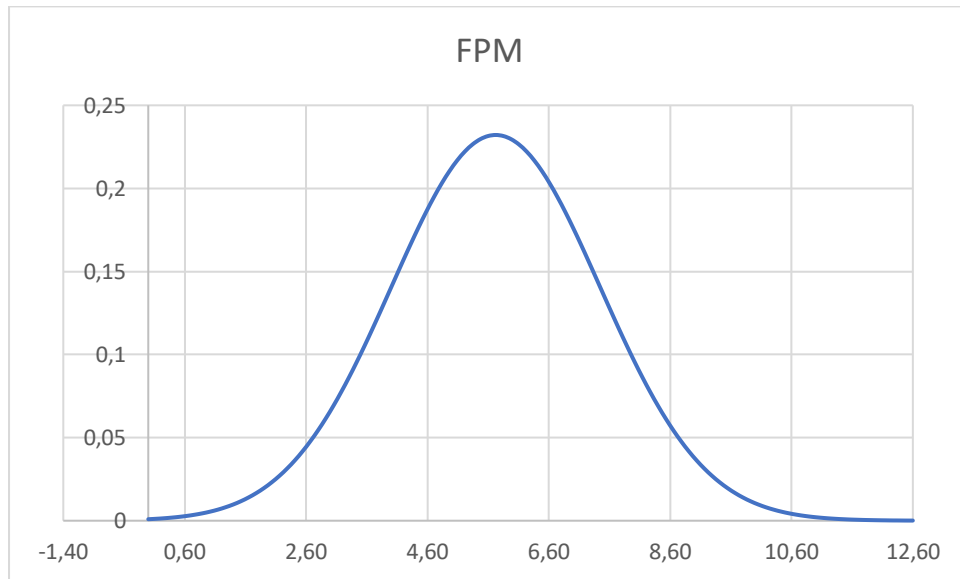
A análise do mês de maio revelou uma média de geração de energia de 5,73 kW, mantendo uma tendência abaixo das expectativas iniciais. Este registro reitera a persistência da operação do sistema em 33,3% de sua capacidade máxima, indicando que as medidas corretivas ainda não foram implementadas para recuperação do desempenho esperado. Esses dados constataam que, apesar do tempo transcorrido desde o início das operações, a eficiência do sistema continua aquém das projeções iniciais.

Na tabela apresentada abaixo, encontram-se os registros detalhados da geração diária do sistema fotovoltaico. Cada entrada na tabela representa a quantidade de energia produzida em kWh ao longo de cada dia, fornecendo uma visão mais granular e específica do desempenho diário do sistema.

Tabela 2 - Dados da geração de energia do mês de maio 2022

| DIAS | ENERGIA GERADA MAIO | UNIDADE |
|------------------------|------------------------|------------|
| 1 | 6,8 | KWh |
| 2 | 5,9 | KWh |
| 3 | 6,5 | KWh |
| 4 | 7,3 | KWh |
| 5 | 2,8 | KWh |
| 6 | 5,6 | KWh |
| 7 | 4,5 | KWh |
| 8 | 6,7 | KWh |
| 9 | 6,5 | KWh |
| 10 | 5,3 | KWh |
| 11 | 4,5 | KWh |
| 12 | 7,0 | KWh |
| 13 | 6,4 | KWh |
| 14 | 6,0 | KWh |
| 15 | 6,6 | KWh |
| 16 | 6,9 | KWh |
| 17 | 6,3 | KWh |
| 18 | 6,8 | KWh |
| 19 | 11,4 | KWh |
| 20 | 6,5 | KWh |
| 21 | 6,7 | KWh |
| 22 | 4,0 | KWh |
| 23 | 3,2 | KWh |
| 24 | 5,0 | KWh |
| 25 | 3,8 | KWh |
| 26 | 5,9 | KWh |
| 27 | 6,6 | KWh |
| 28 | 3,2 | KWh |
| 29 | 4,8 | KWh |
| 30 | 5,4 | KWh |
| 31 | 2,6 | KWh |
| VALOR MÉDIO | 5,73 | KWh |

Fonte: Aplicativo Intelbras Solar

Figura 12 - Distribuição normal mês de maio 2022

Fonte: Excel

Figura 13 - Geração mês de maio 2022

Fonte: Aplicativo Intelbras Solar

No mês de junho, observou-se uma média de geração de 5,01 kW, consolidando a tendência de desempenho abaixo das expectativas. Este cenário reitera que o sistema persiste em gerar abaixo do potencial projetado. Agravando ainda mais a situação, junho corresponde aos meses de menor geração do ano, ampliando o impacto dessa disparidade nas estimativas iniciais.

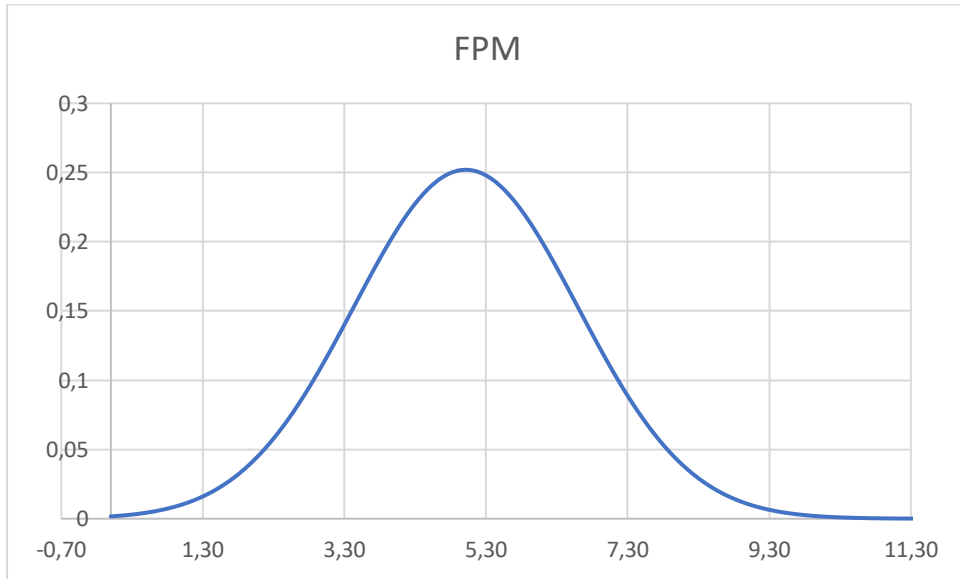
Essa média inferior não apenas sublinha a persistência do desafio na eficiência do sistema, mas também destaca a importância de compreender como as condições sazonais podem influenciar significativamente na produção de energia.

Tabela 3 - Dados da geração de energia do mês de junho 2022

| DIAS | ENERGIA GERADA JUNHO | UNIDADE |
|-------------|----------------------|---------|
| 1 | 5,1 | KWh |
| 2 | 3,4 | KWh |
| 3 | 4,4 | KWh |
| 4 | 4,4 | KWh |
| 5 | 3,4 | KWh |
| 6 | 5,6 | KWh |
| 7 | 5,5 | KWh |
| 8 | 6,5 | KWh |
| 9 | 3,1 | KWh |
| 10 | 5,8 | KWh |
| 11 | 2,5 | KWh |
| 12 | 6,4 | KWh |
| 13 | 5,6 | KWh |
| 14 | 5,7 | KWh |
| 15 | 5,1 | KWh |
| 16 | 6,0 | KWh |
| 17 | 5,7 | KWh |
| 18 | 6,3 | KWh |
| 19 | 6,3 | KWh |
| 20 | 4,7 | KWh |
| 21 | 6,3 | KWh |
| 22 | 0,8 | KWh |
| 23 | 6,9 | KWh |
| 24 | 5,6 | KWh |
| 25 | 6,4 | KWh |
| 26 | 6,3 | KWh |
| 27 | 4,5 | KWh |
| 28 | 5,7 | KWh |
| 29 | 0,8 | KWh |
| 30 | 5,6 | KWh |
| | | |
| VALOR MÉDIO | 5,01 | KWh |

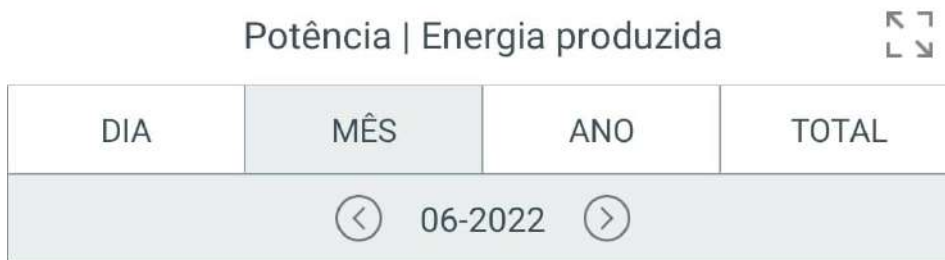
Fonte: Aplicativo Intelbras Solar

Figura 14 - Distribuição normal junho 2022

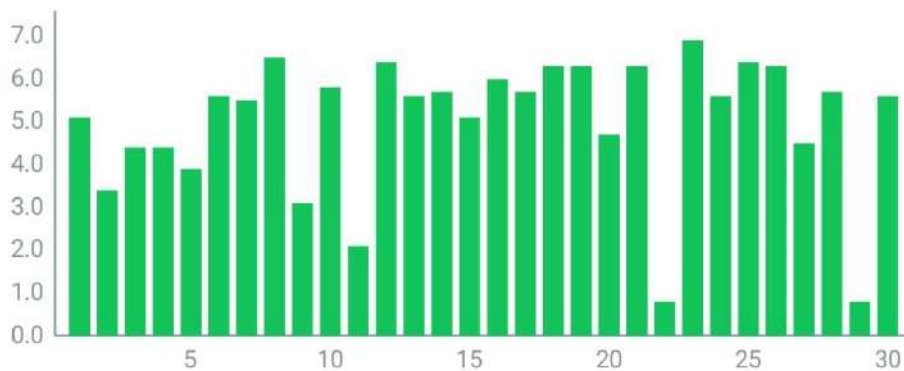


Fonte: Excel

Figura 15 - Geração mês de junho 2022



Energia (kWh)



Fonte: Aplicativo Intelbras Solar

O ponto culminante ocorreu no dia 12 de julho, quando a correção do defeito identificado no sistema fotovoltaico foi finalmente implementada com sucesso. A partir do dia

13 deste mês, o sistema teve o reinício das operações em sua plenitude, atingindo a capacidade máxima de geração de energia, estimulante 100%.

Nesse momento crucial, vale destacar que no dia da retomada plena, registrou-se uma geração de 23,3 kWh, o que não apenas valida a correção bem-sucedida do sistema, mas também confirma a eficácia da solução implementada. Esse valor de geração expressivo corresponde às estimativas originais do sistema, sinalizando uma recuperação substancial em relação aos meses anteriores.

Tabela 4 - Dados da geração de energia do mês de julho de 2022

| DIAS | ENERGIA GERADA JULHO 1 -13 | UNIDADE |
|----------------|-------------------------------|---------|
| 1 | 6,1 | KW/h |
| 2 | 4 | KW/h |
| 3 | 1,2 | KW/h |
| 4 | 4 | KW/h |
| 5 | 6,2 | KW/h |
| 6 | 6,3 | KW/h |
| 7 | 3,5 | KW/h |
| 8 | 5,4 | KW/h |
| 9 | 6,5 | KW/h |
| 10 | 6,1 | KW/h |
| 11 | 4,5 | KW/h |
| 12 | 6,3 | KW/h |
| 13 | 23,3 | KW/h |
| VALOR MÉDIO | 6,42 | KW/h |

Fonte: Aplicativo Intelbras Solar

Figura 16 - Geração de energia mês de julho de 2022

A próxima etapa envolve uma análise detalhada da quantidade de energia que o sistema deveria ter gerado durante o período afetado, permitindo, assim, uma avaliação precisa dos prejuízos financeiros agregados. Este exame será crucial para quantificar o impacto financeiro decorrente da operação abaixo do esperado e fornecerá uma base sólida para as considerações financeiras no âmbito do estudo.

No início do processo, é crucial obter a informação do HSP (Horas de Sol Pleno) da região. Essa métrica é essencial, pois determina o nível máximo de radiação solar que a localidade pode receber. O HSP representa o número de horas equivalentes em que o sol brilharia com intensidade máxima durante um dia típico. Ao compreender o HSP da região, estabelece-se uma base sólida para calcular o potencial solar disponível, sendo um passo fundamental no dimensionamento e na otimização do projeto fotovoltaico.

Para a obtenção desses dados, recorreu-se ao site do CRESESB, que disponibiliza informações de acordo com a localização específica do sistema fotovoltaico. O CRESESB oferece uma plataforma confiável para acessar dados precisos sobre radiação solar, permitindo uma análise detalhada das condições locais e contribuindo para a contextualização apropriada

dos resultados de geração de energia. A utilização dessa fonte confiável de dados fortalece a fundamentação da análise, garantindo uma abordagem informada e precisa na consideração da sazonalidade da radiação solar.

Figura 17 - Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]

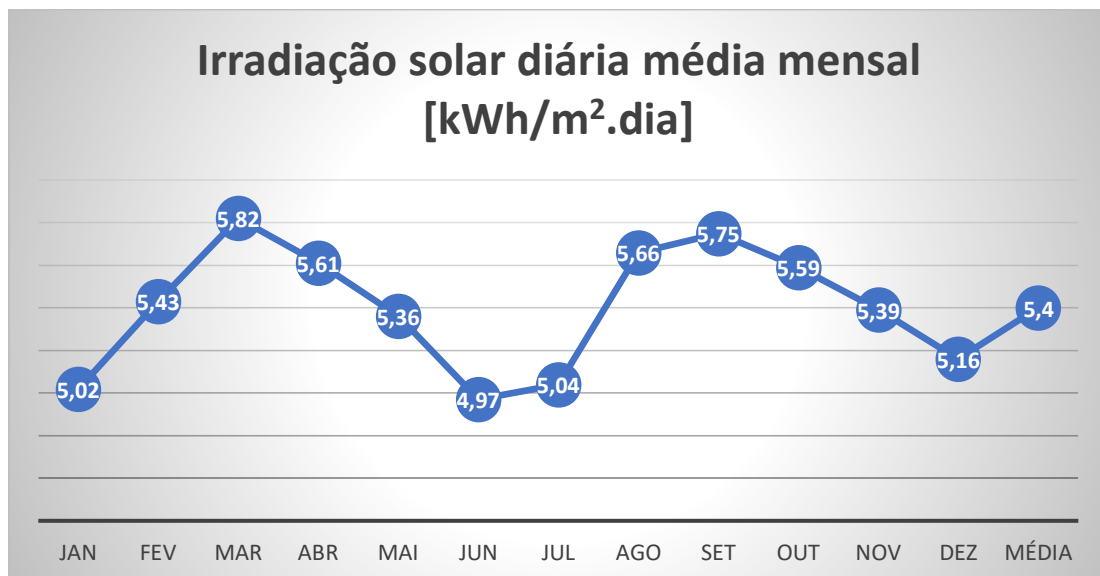
Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Joao Pessoa
Município: Joao Pessoa , PB - BRASIL
Latitude: 7,101° S
Longitude: 34,849° O
Distância do ponto de ref. (7,107399° S; 34,830497° O): 2,2 km

| # | Ângulo | Inclinação | Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia] | | | | | | |
|-------------------------------------|-------------------------|------------|--|------|------|------|------|------|------|
| | | | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul |
| <input type="checkbox"/> | Plano Horizontal | 0° N | 5,86 | 6,00 | 6,01 | 5,37 | 4,82 | 4,36 | 4,47 |
| <input type="checkbox"/> | Ângulo igual a latitude | 7° N | 5,62 | 5,86 | 6,00 | 5,51 | 5,06 | 4,62 | 4,72 |
| <input type="checkbox"/> | Maior média anual | 5° N | 5,69 | 5,90 | 6,01 | 5,47 | 5,00 | 4,55 | 4,66 |
| <input checked="" type="checkbox"/> | Maior mínimo mensal | 20° N | 5,02 | 5,43 | 5,82 | 5,61 | 5,36 | 4,97 | 5,04 |

Fonte: Cresesb, <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?>

Figura 18 - Gráfico Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]



Fonte: Excel

Para calcular a geração de energia, empregaremos a equação abaixo, que leva em consideração a irradiação solar e a potência do sistema. Essa equação é essencial para estimar de maneira precisa a produção do sistema fotovoltaico, incorporando fatores cruciais como a intensidade da luz solar incidente e a capacidade de geração do sistema. Ao utilizar essa equação, visamos uma abordagem quantitativa que permitirá avaliar de forma sólida como a

irradiação solar e a potência do sistema interagem para determinar a quantidade de energia gerada em diferentes condições.

Considerando o mês de abril, em que o HSP (Horas Sol Pleno) é 5,61, a seguinte equação determina a quantidade de energia gerada nesse período, levando em conta perdas estimadas em 20%:

$$ENERGIA GERADA = HSP * POTÊNCIA DO SISTEMA * (1 - PERDAS PERCENTUAIS)$$

$$POTÊNCIA DO SISTEMA = POTÊNCIA DO MÓDULO * QUANTIDADE DE MÓDULOS$$

Observação; Potência do Sistema: Refere-se à capacidade de geração do sistema fotovoltaico, medida em kilowatts (kW). É a potência máxima que o sistema pode fornecer em condições ideais. Já as perdas Percentuais: Representa as perdas de eficiência do sistema devido a vários fatores, como sombreamento, posicionamento dos módulos, poeira, entre outros. Essas perdas são expressas como uma porcentagem (por exemplo, 20% de perdas seriam representadas como 0,2 na equação).

Substituindo os valores conhecidos, a equação resultante permitirá calcular a quantidade de energia efetivamente gerada durante o mês de abril, incorporando a eficiência do sistema e considerando as perdas estimadas.

$$E = 5,61 * (540 * 9) * (1 - 0,20) = 21,81 \text{ KWh/dia}$$

Ao considerar o mês de maio, cujo HSP (Horas Sol Pleno) foi obtido como 5,36, realizamos novamente os procedimentos anteriores para estimar a média de energia gerada durante esse período.

$$E = 5,36 * (540 * 9) * (1 - 0,20) = 24,72 \text{ KWh/dia}$$

Repetindo o mesmo procedimento para os meses de junho e julho, chegamos aos seguintes resultados respectivamente, ajustando os valores de acordo com os dados específicos de cada mês.

$$E = 4,97 * (540 * 9) * (1 - 0,20) = 19,32 \text{ KWh/dia}$$

$$E = 5,04 * (540 * 9) * (1 - 0,20) = 19,59 \text{ KWh/dia}$$

Nas tabelas a seguir, apresentamos uma comparação entre a energia gerada, as perdas de energia, a diferença entre esses valores e a porcentagem dessa diferença. Essa análise detalhada visa oferecer uma visão abrangente do desempenho do sistema fotovoltaico, destacando como as perdas impactam diretamente na produção de energia.

Tabela 5 - Comparação entre a energia gerada e a energia esperada de abril

| DIAS | ENERGIA GERADA ABRIL | ENERGIA ESPERADA | DIFERENÇA | UNIDADE | % |
|---------------|----------------------|------------------|-----------|---------|-----|
| 27 | 3,3 | 21,81 | -18,51 | KW/h | 15% |
| 28 | 7,4 | 21,81 | -14,41 | KW/h | 34% |
| 29 | 7,5 | 21,81 | -14,31 | KW/h | 34% |
| 30 | 7,5 | 21,81 | -14,31 | KW/h | 34% |
| VALOR MÉDIO | 6,43 | 21,81 | -15,385 | KW/h | 29% |
| ENERGIA TOTAL | 25,7 | 87,24 | -61,54 | KW/h | 29% |

Fonte: Aplicativo Intelbras Solar

Tabela 6 - Comparação entre a energia gerada e a energia esperada de maio

| DIAS | ENERGIA GERADA MAIO | ENERGIA ESPERADA | DIFERENÇA | UNIDADE | % |
|------|---------------------|------------------|-----------|---------|-----|
| 1 | 6,8 | 24,72 | -17,92 | KW/h | 28% |
| 2 | 5,9 | 24,72 | -18,82 | KW/h | 24% |
| 3 | 6,5 | 24,72 | -18,22 | KW/h | 26% |
| 4 | 7,3 | 24,72 | -17,42 | KW/h | 30% |
| 5 | 2,8 | 24,72 | -21,92 | KW/h | 11% |
| 6 | 5,6 | 24,72 | -19,12 | KW/h | 23% |
| 7 | 4,5 | 24,72 | -20,22 | KW/h | 18% |
| 8 | 6,7 | 24,72 | -18,02 | KW/h | 27% |
| 9 | 6,5 | 24,72 | -18,22 | KW/h | 26% |
| 10 | 5,3 | 24,72 | -19,42 | KW/h | 21% |
| 11 | 4,5 | 24,72 | -20,22 | KW/h | 18% |
| 12 | 7 | 24,72 | -17,72 | KW/h | 28% |
| 13 | 6,4 | 24,72 | -18,32 | KW/h | 26% |
| 14 | 6 | 24,72 | -18,72 | KW/h | 24% |
| 15 | 6,6 | 24,72 | -18,12 | KW/h | 27% |
| 16 | 6,9 | 24,72 | -17,82 | KW/h | 28% |
| 17 | 6,3 | 24,72 | -18,42 | KW/h | 25% |
| 18 | 6,8 | 24,72 | -17,92 | KW/h | 28% |
| 19 | 11,4 | 24,72 | -13,32 | KW/h | 46% |
| 20 | 6,5 | 24,72 | -18,22 | KW/h | 26% |
| 21 | 6,7 | 24,72 | -18,02 | KW/h | 27% |
| 22 | 4 | 24,72 | -20,72 | KW/h | 16% |
| 23 | 3,2 | 24,72 | -21,52 | KW/h | 13% |
| 24 | 5 | 24,72 | -19,72 | KW/h | 20% |
| 25 | 3,8 | 24,72 | -20,92 | KW/h | 15% |
| 26 | 5,9 | 24,72 | -18,82 | KW/h | 24% |
| 27 | 6,6 | 24,72 | -18,12 | KW/h | 27% |

| | | | | | |
|---------------|-------|--------|---------|------|-----|
| 28 | 3,2 | 24,72 | -21,52 | KW/h | 13% |
| 29 | 4,8 | 24,72 | -19,92 | KW/h | 19% |
| 30 | 5,4 | 24,72 | -19,32 | KW/h | 22% |
| 31 | 2,6 | 24,72 | -22,12 | KW/h | 11% |
| VALOR MÉDIO | 5,73 | 24,72 | -18,99 | KW/h | 23% |
| ENERGIA TOTAL | 177,5 | 766,32 | -588,82 | | 23% |

Fonte: Aplicativo Intelbras Solar

Tabela 7 - Comparação entre a energia gerada e a energia esperada de junho

| DIAS | ENERGIA GERADA JUNHO | ENERGIA ESPERADA | DIFERENÇA | UNIDADE | % |
|---------------|----------------------|------------------|-----------|---------|-----|
| 1 | 5,1 | 19,32 | -14,22 | KW/h | 26% |
| 2 | 3,4 | 19,32 | -15,92 | KW/h | 18% |
| 3 | 4,4 | 19,32 | -14,92 | KW/h | 23% |
| 4 | 4,4 | 19,32 | -14,92 | KW/h | 23% |
| 5 | 3,4 | 19,32 | -15,92 | KW/h | 18% |
| 6 | 5,6 | 19,32 | -13,72 | KW/h | 29% |
| 7 | 5,5 | 19,32 | -13,82 | KW/h | 28% |
| 8 | 6,5 | 19,32 | -12,82 | KW/h | 34% |
| 9 | 3,1 | 19,32 | -16,22 | KW/h | 16% |
| 10 | 5,8 | 19,32 | -13,52 | KW/h | 30% |
| 11 | 2,5 | 19,32 | -16,82 | KW/h | 13% |
| 12 | 6,4 | 19,32 | -12,92 | KW/h | 33% |
| 13 | 5,6 | 19,32 | -13,72 | KW/h | 29% |
| 14 | 5,7 | 19,32 | -13,62 | KW/h | 30% |
| 15 | 5,1 | 19,32 | -14,22 | KW/h | 26% |
| 16 | 6 | 19,32 | -13,32 | KW/h | 31% |
| 17 | 5,7 | 19,32 | -13,62 | KW/h | 30% |
| 18 | 6,3 | 19,32 | -13,02 | KW/h | 33% |
| 19 | 6,3 | 19,32 | -13,02 | KW/h | 33% |
| 20 | 4,7 | 19,32 | -14,62 | KW/h | 24% |
| 21 | 6,3 | 19,32 | -13,02 | KW/h | 33% |
| 22 | 0,8 | 19,32 | -18,52 | KW/h | 4% |
| 23 | 6,9 | 19,32 | -12,42 | KW/h | 36% |
| 24 | 5,6 | 19,32 | -13,72 | KW/h | 29% |
| 25 | 6,4 | 19,32 | -12,92 | KW/h | 33% |
| 26 | 6,3 | 19,32 | -13,02 | KW/h | 33% |
| 27 | 4,5 | 19,32 | -14,82 | KW/h | 23% |
| 28 | 5,7 | 19,32 | -13,62 | KW/h | 30% |
| 29 | 0,8 | 19,32 | -18,52 | KW/h | 4% |
| 30 | 5,6 | 19,32 | -13,72 | KW/h | 29% |
| VALOR MÉDIO | 5,01 | 19,32 | -14,31 | KW/h | 26% |
| ENERGIA TOTAL | 150,4 | 579,6 | -429,2 | KW/h | 26% |

Fonte: Aplicativo Intelbras Solar

Tabela 8 - Comparação entre a energia gerada e a energia esperada de julho

| DIAS | ENERGIA GERADA JULHO | ENERGIA ESPERADA | DIFERENÇA | UNIDADE | % |
|---------------|-------------------------|---------------------|-----------|---------|------|
| 1 | 6,1 | 19,59 | -13,49 | KW/h | 31% |
| 2 | 4 | 19,59 | -15,59 | KW/h | 20% |
| 3 | 1,2 | 19,59 | -18,39 | KW/h | 6% |
| 4 | 4 | 19,59 | -15,59 | KW/h | 20% |
| 5 | 6,2 | 19,59 | -13,39 | KW/h | 32% |
| 6 | 6,3 | 19,59 | -13,29 | KW/h | 32% |
| 7 | 3,5 | 19,59 | -16,09 | KW/h | 18% |
| 8 | 5,4 | 19,59 | -14,19 | KW/h | 28% |
| 9 | 6,5 | 19,59 | -13,09 | KW/h | 33% |
| 10 | 6,1 | 19,59 | -13,49 | KW/h | 31% |
| 11 | 4,5 | 19,59 | -15,09 | KW/h | 23% |
| 12 | 6,3 | 19,59 | -13,29 | KW/h | 32% |
| 13 | 23,3 | 19,59 | 3,71 | KW/h | 119% |
| 14 | 20,7 | 19,59 | 1,11 | KW/h | 106% |
| 15 | 22,9 | 19,59 | 3,31 | KW/h | 117% |
| 16 | 18,1 | 19,59 | -1,49 | KW/h | 92% |
| 17 | 11,8 | 19,59 | -7,79 | KW/h | 60% |
| 18 | 14,7 | 19,59 | -4,89 | KW/h | 75% |
| 19 | 20,7 | 19,59 | 1,11 | KW/h | 106% |
| 20 | 22,4 | 19,59 | 2,81 | KW/h | 114% |
| 21 | 14,4 | 19,59 | -5,19 | KW/h | 74% |
| 22 | 12,2 | 19,59 | -7,39 | KW/h | 62% |
| 23 | 22,9 | 19,59 | 3,31 | KW/h | 117% |
| 24 | 19,8 | 19,59 | 0,21 | KW/h | 101% |
| 25 | 23,7 | 19,59 | 4,11 | KW/h | 121% |
| 26 | 24,9 | 19,59 | 5,31 | KW/h | 127% |
| 27 | 20,6 | 19,59 | 1,01 | KW/h | 105% |
| 28 | 24,1 | 19,59 | 4,51 | KW/h | 123% |
| 29 | 22,5 | 19,59 | 2,91 | KW/h | 115% |
| 30 | 13,6 | 19,59 | -5,99 | KW/h | 69% |
| 31 | 13,2 | 19,59 | -6,39 | KW/h | 67% |
| VALOR MÉDIO | 13,76 | 19,59 | -5,83 | KW/h | 70% |
| ENERGIA TOTAL | 426,6 | 607,29 | -180,69 | KW/h | 70% |

Fonte: Aplicativo Intelbras Solar

| | | |
|---------------------------------------|----------------|-------------|
| TOTAL DE PERDAS DE ENERGIA | 1260,25 | KW/h |
|---------------------------------------|----------------|-------------|

É evidente que as falhas identificadas tiveram um impacto direto no desempenho do sistema durante esses meses, resultando em uma perda total significativa de 1260,25 kWh de energia. Ao considerar o custo do kWh em torno de R\$ 1,00 Real, incluindo impostos e taxas, o prejuízo financeiro decorrente dessas falhas é estimado em R\$ 1.260,25 Reais. Essa análise financeira destaca a importância crítica de identificar e corrigir prontamente quaisquer irregularidades no sistema fotovoltaico, não apenas para otimizar a eficiência energética, mas também para evitar prejuízos financeiros substanciais.

É de extrema importância avaliar se o sistema foi subdimensionado ou superdimensionado. Para realizar essa análise de maneira eficaz, é essencial examinar o histórico de consumo do cliente nos meses anteriores à instalação. Esse levantamento proporciona informações valiosas sobre os padrões de consumo de energia, permitindo uma adequação mais precisa do sistema fotovoltaico às necessidades específicas do cliente.

Figura 19 - Histórico de consumo pré-instalação



Fonte: Fatura de energia (Energisa Paraíba)

Ao realizar uma análise técnica dos dados apresentados, é evidente uma notável variação nos percentuais de geração em relação ao consumo ao longo do ano de 2021. Alguns pontos merecem destaque, indicando a possibilidade de superdimensionamento do sistema fotovoltaico:

Em diversos meses, a geração de energia excede expressivamente o consumo, alcançando percentuais notáveis. Especialmente em outubro de 2021, foi registrada uma taxa excepcionalmente alta, atingindo 645%.

A média anual de 270% aponta para uma consistente tendência de geração excedente em relação ao consumo ao longo de todo o ano.

A variação nos percentuais de geração/consumo de um mês para outro evidencia uma inconsistência na adaptação do sistema à demanda real. Meses como junho de 2021, com uma geração 366% superior ao consumo, indicam um padrão de superdimensionamento.


Cabe ressaltar que o superdimensionamento pode acarretar custos desnecessários, visto que a energia gerada além da demanda não é utilizada de maneira eficiente, representando um investimento não completamente otimizado.

Tabela 9 - Consumo x Geração

| MESES | CONSUMO kWh | GERAÇÃO 2023 kWh | % GERAÇÃO/CONSUMO |
|-------------|-------------|------------------|-------------------|
| jan/21 | 346 | 766 | 222% |
| fev/21 | 352 | 682 | 194% |
| mar/21 | 228 | 654 | 287% |
| abr/21 | 268 | 642 | 240% |
| mai/21 | 355 | 647 | 182% |
| jun/21 | 143 | 523 | 366% |
| jul/21 | 402 | 595 | 148% |
| ago/21 | 275 | 627 | 228% |
| set/21 | 178 | 688 | 386% |
| out/21 | 124 | 799 | 645% |
| nov/21 | 197 | 772 | 392% |
| dez/21 | 154 | 755 | 490% |
| Média Anual | 252 | 679 | 270% |

Fonte: Própria

Neste contexto, o sistema está gerando um excedente anual de 5.554 kWh de energia. É importante destacar que essa quantidade pode ser facilmente perdida para a concessionária de energia, a qual geralmente estabelece um prazo de 60 meses para o consumo dos créditos gerados. Isso significa que, se não houver uma estratégia eficiente para utilizar essa sobra dentro do prazo estipulado, parte desse potencial energético pode não ser totalmente aproveitada, resultando em perdas para o proprietário do sistema.

Figura 20 - demonstrativo de compensação de energia injetada


Historico de Consumo

| Ano/Mês | Med. kWh | Irr. | Consumo Ponta | | | Sobra | Bruto KW |
|---------|----------|------|---------------|--------------|-------|-------|----------|
| | | | Injetado | Injet. Comp. | Sobra | | |
| 2022 11 | 254 | 0 | 699 | 224 | 475 | 254 | |
| 2022 10 | 275 | 0 | 650 | 275 | 375 | 275 | |
| 2022 09 | 208 | 0 | 625 | 208 | 417 | 208 | |
| 2022 08 | 219 | 0 | 597 | 219 | 378 | 219 | |
| 2022 07 | 228 | 0 | 215 | 215 | 0 | 228 | |
| 2022 06 | 288 | 0 | 103 | 103 | 0 | 288 | |
| 2022 05 | 350 | 0 | 129 | 129 | 0 | 350 | |
| 2022 04 | 381 | 0 | 0 | 0 | 0 | 381 | |
| 2022 03 | 426 | 0 | 0 | 0 | 0 | 426 | |
| 2022 02 | 334 | 0 | 0 | 0 | 0 | 334 | |
| 2022 01 | 485 | 0 | 0 | 0 | 0 | 485 | |

Fonte: Energisa Paraíba

A tabela a seguir apresenta a correlação entre a geração de energia e os excedentes observados nos meses de agosto a novembro de 2022.

Tabela 10 - relação geração x sobra de energia

| MESES | SOBRA DE ENERGIA | GERAÇÃO | % SOBRA/GERAÇÃO |
|--------|------------------|---------|-----------------|
| ago/22 | 378 | 627 | 60% |
| set/22 | 417 | 688 | 61% |
| out/22 | 375 | 799 | 47% |
| nov/22 | 475 | 772 | 62% |
| Média | 411 | 721 | 57% |

Fonte: Energisa Paraíba

Na análise dos dados mensais apresentados, observamos uma constante sobra de energia ao longo dos meses de agosto a novembro de 2022, variando entre 375 e 475 kWh. Esse excedente representa a quantidade de energia gerada além do consumo efetivo durante esses períodos.

A geração total mensal do sistema fotovoltaico se manteve consistente, variando de 627 a 799 kWh, indicando uma capacidade robusta de produção de energia. A sobra de energia e os percentuais de geração/sobra sugerem uma tendência de superdimensionamento do sistema fotovoltaico. Isso pode indicar a necessidade de ajustes para alinhar mais precisamente a capacidade instalada com a demanda real.

Ao explorar um cenário de correção, considerando uma abordagem que envolva 66,6% do sistema atual, é possível visualizar um potencial de otimização. Essa análise sugere a oportunidade de ajustar a capacidade do sistema para alinhá-lo mais precisamente com a demanda real, visando uma utilização mais eficiente da energia gerada.

Tabela 11 - Consumo x Geração considerando 66,6% do sistema

| MESES | CONSUMO kWh | GERAÇÃO 2023 kWh | % GERAÇÃO/CONSUMO |
|-------------|-------------|------------------|-------------------|
| jan/21 | 346 | 506 | 146% |
| fev/21 | 352 | 450 | 128% |
| mar/21 | 228 | 432 | 189% |
| abr/21 | 268 | 424 | 158% |
| mai/21 | 355 | 427 | 120% |
| jun/21 | 143 | 345 | 242% |
| jul/21 | 402 | 393 | 98% |
| ago/21 | 275 | 414 | 150% |
| set/21 | 178 | 454 | 255% |
| out/21 | 124 | 527 | 425% |
| nov/21 | 197 | 509 | 259% |
| dez/21 | 154 | 498 | 324% |
| Média Anual | 252 | 448 | 178% |

Fonte: Própria

A tabela acima destaca um cenário de geração de energia mais otimizado, reduzindo as sobras de energia excedente. No entanto, essa abordagem foi planejada de modo a deixar uma margem que permita ajustes no aumento de consumo para o proprietário. Esse refinamento busca equilibrar a geração de energia com a demanda real, proporcionando uma gestão mais eficiente e flexível do sistema fotovoltaico.

O projeto inicial demandou um investimento de R\$ 18.000,00 reais para a sua implementação. Com a presente análise, uma otimização proposta resultaria em uma redução de 33,3% do potencial energético do sistema, refletindo diretamente em uma diminuição nos custos iniciais. Vale ressaltar que, ao considerar os juros bancários associados a um eventual

financiamento, os impactos seriam ainda mais significativos, destacando a relevância de uma abordagem estratégica para o projeto.

Foi constatada a presença de outros erros durante a instalação do sistema fotovoltaico. Esses problemas adicionais necessitam de análise e correção para garantir o desempenho adequado e a eficiência do sistema. A seguir, são detalhados os erros identificados e as possíveis medidas corretivas recomendadas para otimizar a operação do sistema.

A figura (21) evidenciam a ausência de terminais apropriados para a conexão do aterramento, resultando na oxidação das conexões. Esta condição não apenas compromete a eficácia do sistema, mas também pode levar a problemas adicionais devido à corrosão. Recomenda-se a implementação imediata de terminais adequados para o aterramento, a fim de evitar danos mais significativos e assegurar uma conexão elétrica confiável e duradoura.

A corrosão ocorre devido à conexão de dois materiais com características e comportamentos diferentes, como o condutor terra de cobre e a estrutura de fixação de alumínio. Esses dois materiais apresentam diversas disparidades que contribuem para a corrosão galvânica e outros problemas de conexão.

Primeiramente, o cobre é altamente resistente à corrosão e possui uma excelente condutividade elétrica, tornando-o ideal para aplicações elétricas. Por outro lado, o alumínio é menos resistente à corrosão e possui uma condutividade elétrica inferior à do cobre. Essas diferenças fundamentais tornam a conexão entre esses materiais suscetível à oxidação e corrosão.

Além disso, a diferença na expansão térmica entre o cobre e o alumínio pode causar estresse mecânico na conexão durante variações de temperatura, levando ao afrouxamento dos terminais e diminuindo a eficiência da conexão ao longo do tempo.

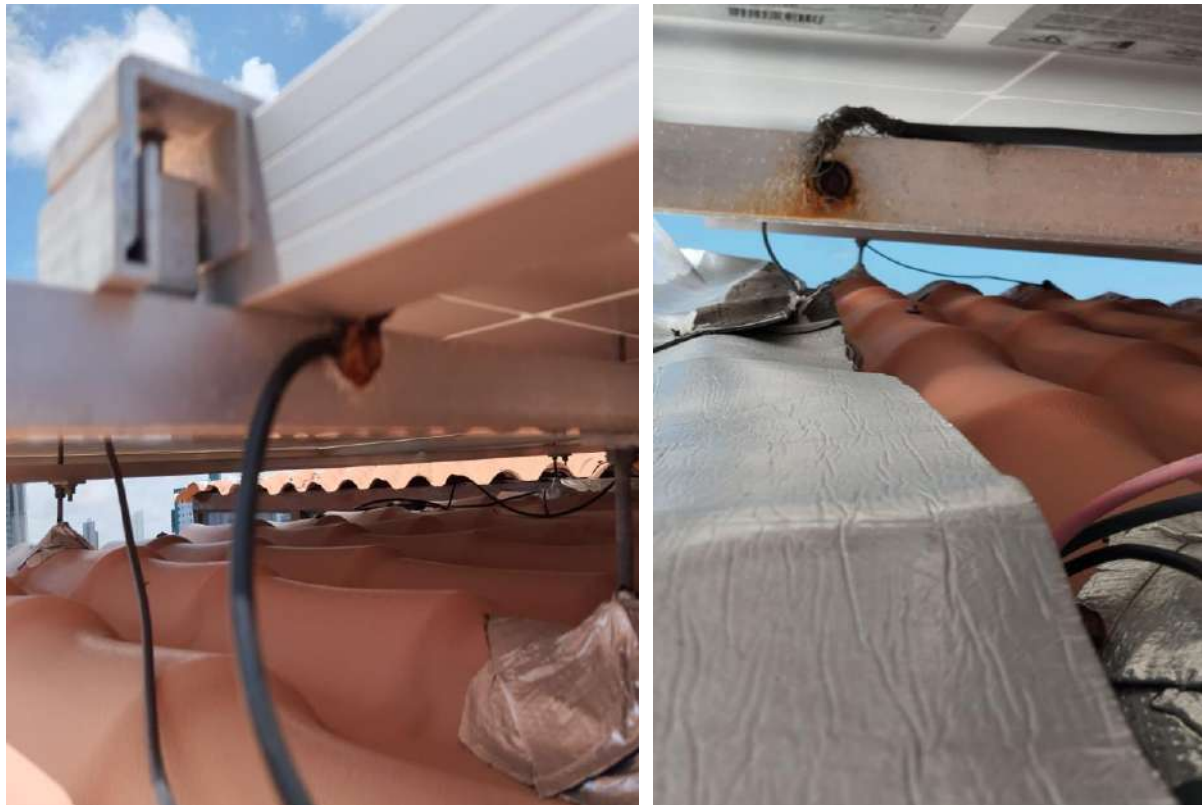
Outra questão importante é a formação de óxido, especialmente em ambientes úmidos ou corrosivos. O alumínio tende a formar uma camada de óxido em sua superfície quando exposto ao ar, o que pode dificultar a conexão elétrica e aumentar a resistência elétrica da interface entre os materiais.

A localização da instalação a apenas 285 metros da praia agrava significativamente a situação devido ao ambiente extremamente corrosivo e às condições adversas presentes nessa

área. A proximidade com a praia expõe os materiais da instalação, como o cobre e o alumínio, a uma série de fatores que aumentam o risco de corrosão e deterioração.

As condições costeiras são conhecidas por apresentar alta umidade do ar, salinidade do ar e névoa salina, que são agentes corrosivos poderosos. A presença de sais marinhos no ar, especialmente em áreas sujeitas a ventos fortes e chuvas frequentes, acelera o processo de corrosão dos materiais metálicos. O sal do ambiente costeiro aumenta a condutividade elétrica do ambiente, tornando-o ainda mais propenso a problemas de corrosão galvânica quando diferentes metais entram em contato.

Figura 21 - Conexão do aterramento a estrutura de fixação





Fonte: Própria

A perda do aterramento devido à alta resistência dessa conexão é uma preocupação séria e pode ter consequências significativas para a segurança e o funcionamento adequado da instalação elétrica. O aterramento das partes metálicas é essencial para diversos propósitos, incluindo a proteção contra descargas atmosféricas, a dissipação de correntes de fuga e a prevenção de energização indevida da estrutura.

Quando a conexão entre o cabo de cobre do sistema de aterramento e a estrutura de fixação de alumínio apresenta alta resistência, a eficácia do aterramento é comprometida. Isso pode resultar em um aumento na resistência do sistema de aterramento como um todo, reduzindo sua capacidade de dissipar correntes elétricas indesejadas. Sem um sistema de aterramento eficiente, a estrutura está mais suscetível a danos causados por raios, já que não há um caminho adequado para dissipar a carga elétrica ao solo.

Uma falha adicional identificada diz respeito à distância inadequada entre o inversor e a parede, resultando na obstrução do fluxo de ar. Essa condição compromete a dissipação de calor eficiente do inversor, o que pode impactar negativamente sua performance e durabilidade. Recomenda-se ajustar a posição do inversor para garantir uma adequada circulação de ar ao

redor do equipamento, otimizando assim o resfriamento e, conseqüentemente, preservando seu correto funcionamento.

Figura 22 - Inversor de frequência



Fonte: Própria

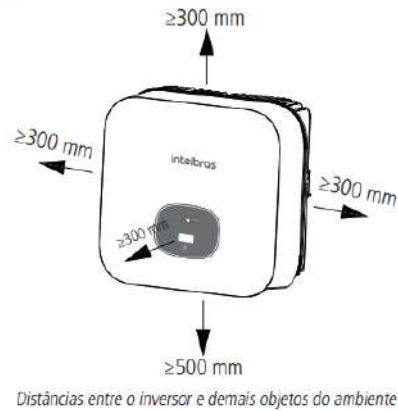
Quando a temperatura do inversor atinge um nível crítico, geralmente determinado pelo fabricante, o sistema de proteção térmica do inversor é ativado, interrompendo a operação para evitar superaquecimento. Isso ocorre porque o aumento da temperatura pode causar uma série de problemas, como degradação dos componentes eletrônicos, redução na eficiência de conversão e até mesmo risco de incêndio.

As desconexões do inversor devido à alta temperatura podem ocorrer quando as condições ambientais superam os limites de operação segura do equipamento. Essas desconexões são uma medida de proteção para evitar danos irreversíveis ao inversor e ao sistema fotovoltaico como um todo. As desconexões devido à alta temperatura podem acontecer em ambientes onde a ventilação do inversor é inadequada.

Essas desconexões resultam em perdas de geração de energia, o que compromete o desempenho de todo o sistema.

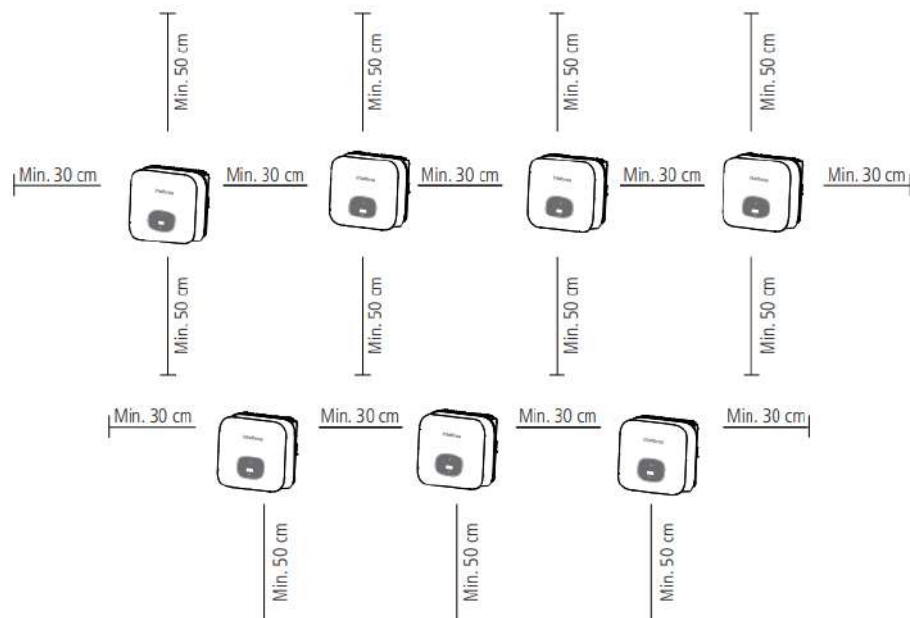
Figura 23 - Orientação sobre distância entre inversor e outros objetos

» Durante a instalação garanta que distâncias mínimas do inversor em relação á paredes, outros inversores ou objetos, sejam respeitadas, como o mostrado abaixo:



Fonte: https://backend.intelbras.com/sites/default/files/202012/Manual_EGT_2500_3600_4600_6000_PRO_03-20.pdf

Figura 24 - Orientação sobre distância entre inversores



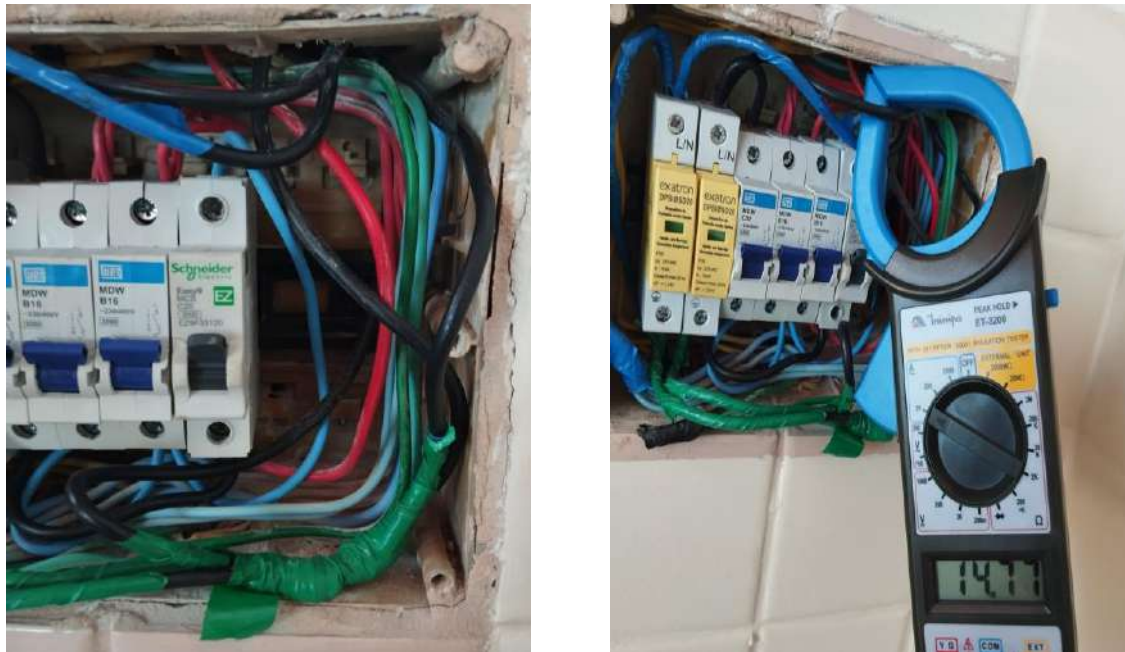
Fonte: https://backend.intelbras.com/sites/default/files/202012/Manual_EGT_2500_3600_4600_6000_PRO_03-20.pdf

Foi constatado que o cabo de conexão CA utilizado é do tipo CLASSE I rígido, e observou-se desorganização no quadro elétrico, incluindo a falta de identificação dos

condutores, ausência de barramentos de conexão e a não identificação dos disjuntores. Esses elementos são fundamentais para a segurança, eficiência e manutenção adequada do sistema. Recomenda-se a adoção de práticas organizacionais, como a devida identificação dos componentes e a implementação de barramentos de conexão, visando otimizar a funcionalidade do quadro elétrico e garantir uma gestão eficaz do sistema fotovoltaico.

O condutor é um elemento importante na instalação fotovoltaica, pois quando mal dimensionado pode acarretar problemas como o aumento da impedância entre o inversor e a rede da concessionária, riscos de incêndios e perdas de energia por efeito joule.

Figura 25 - Caixa de conexão CA e medição de corrente de saída



Fonte: Própria

Como última observação, porém, de extrema importância, constatou-se furações inadequadas no telhado do cliente. Essa inadequação revela uma falta de experiência específica com instalações desse tipo. É crucial abordar e corrigir essas perfurações de maneira adequada para evitar possíveis danos estruturais e vazamentos. Recomenda-se a revisão minuciosa e a aplicação de soluções profissionais para garantir a integridade do telhado e, por conseguinte, a durabilidade e segurança do sistema fotovoltaico instalado.

Figura 26 - Furos inadequados no telhado da instalação



Fonte: Própria

As primeiras impressões reveladas no contato inicial com o cliente apontaram para uma total insatisfação com a equipe de instalação. Ficou evidente uma falta de preparo por parte da equipe ao enfrentar os desafios do processo, somada à ausência de profissionalismo na abordagem da situação e carência de qualificação técnica nas tomadas de decisão. Essa constatação ressalta a importância crucial de investir em treinamento e desenvolvimento da equipe, visando não apenas aperfeiçoar suas habilidades técnicas, mas também garantir a excelência na prestação de serviços e, conseqüentemente, a satisfação do cliente.

5.2 Estudo de caso 2: Projeto Fotovoltaico Executado corretamente

O segundo estudo de caso é dedicado à análise de um projeto fotovoltaico que se destaca como exemplo de execução bem-sucedida e eficiente. Este estudo examinará em detalhes os procedimentos, práticas e estratégias que contribuíram para o sucesso deste projeto específico.

Serão avaliados aspectos-chave que contribuíram para o desempenho excepcional deste projeto, incluindo o planejamento detalhado, a seleção adequada de componentes, a instalação precisa, a supervisão técnica competente e a manutenção eficiente.

Além disso, o estudo analisará os resultados alcançados em termos de geração de energia, eficiência operacional e retorno sobre o investimento. Também serão destacadas as práticas exemplares adotadas durante a implementação e a importância da conformidade com as regulamentações e padrões da indústria.

O objetivo deste estudo de caso é fornecer instruções valiosas sobre como projetos fotovoltaicos bem executados podem ser planejados, implementados e mantidos para atingir resultados excepcionais em termos de geração de energia e eficiência. Este exemplo positivo servirá como referência para futuros projetos e ajudará a destacar a importância do planejamento minucioso, execução precisa e supervisão competente na indústria fotovoltaica.

A execução desse projeto teve como cenário a cidade de Itambé, situada no estado de Pernambuco. A localidade de instalação do projeto é um estabelecimento comercial, especificamente uma padaria, caracterizado por um consumo de energia relativamente elevado. O projeto foi desenvolvido levando em consideração as demandas específicas desse tipo de empreendimento, visando otimizar a eficiência energética e contribuir para a sustentabilidade do negócio.

A área em questão recebe atendimento da concessionária Celpe, atualmente representada pelo grupo NeoEnergia. Abaixo, apresentamos algumas informações sobre o consumidor:

- Localização: Latitude -7.4065656, Longitude -35.1170945
- Tipo de ligação: Trifásica
- Ramal de ligação aéreo
- Disjuntor de alimentação 40 A
- Ramal de entrada 10 mm²

- Tipo do imóvel duplex
- Tipo de telha fibrocimento
- Disposição do telhado: Leste e Oeste

Na figura (27), temos uma imagem capturada por drone do telhado do cliente. Essa imagem oferece uma perspectiva mais detalhada e próxima do local específico da instalação, permitindo uma análise mais precisa das condições do telhado e do ambiente para a colocação dos painéis solares. O uso de drones para capturar imagens aéreas tornou-se uma ferramenta comum e valiosa na fase de planejamento e design de projetos fotovoltaicos, permitindo uma avaliação precisa do local de instalação e facilitando o processo de tomada de decisões.

Figura 27 – Imagem de drone do local de instalação



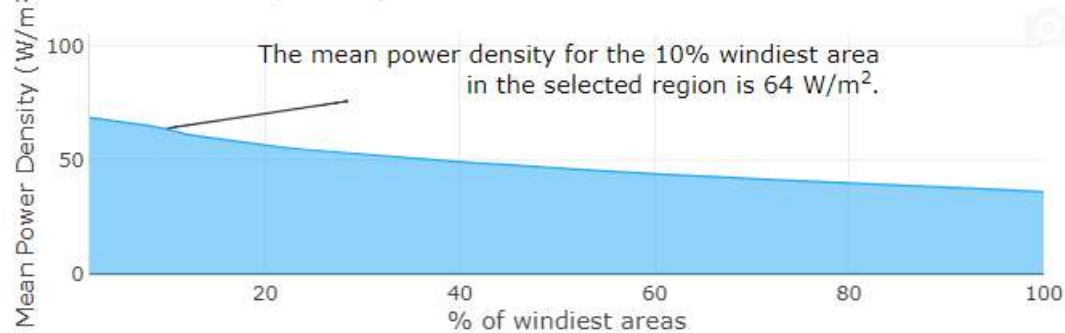
Fonte: Fonte Própria

Na figura (28), é possível analisar a estimativa da velocidade do vento para a região. Considerar as forças do vento é fundamental para um planejamento adequado da fixação da estrutura de base dos módulos fotovoltaicos. Essa análise permite dimensionar corretamente os suportes dos painéis solares, garantindo que sejam capazes de suportar as forças do vento típicas da região. Uma fixação robusta e bem projetada não apenas assegura a estabilidade e durabilidade do sistema fotovoltaico, mas também minimiza o risco de danos causados pelo vento, garantindo assim a segurança e a eficiência da instalação.

Figura 28 - Velocidade do vento**Data for 10% windiest areas**64 W/m²

4.01 m/s

Height: 10m

Mean Power Density @Height 10mFonte: <https://globalwindatlas.info/en>

A seguir, apresenta-se a tabela que descreve o padrão anual de consumo de energia elétrica do cliente.

Tabela 12 - Consumo mensal de energia elétrica

| MESES | CONSUMO kWh/MÊS UNIDADE 1 GERADORA | CONSUMO kWh/MÊS UNIDADE 1 COMPENSAÇÃO DE CRÉDITOS | TOTAL kWh/MÊS |
|-------------|--|--|---------------|
| set/22 | 1315 | 173 | 1488 |
| out/22 | 1309 | 152 | 1461 |
| nov/22 | 1415 | 179 | 1594 |
| dez/22 | 1481 | 177 | 1658 |
| jan/23 | 1342 | 212 | 1554 |
| fev/23 | 1326 | 211 | 1537 |
| mar/23 | 1505 | 197 | 1702 |
| abr/23 | 1328 | 213 | 1541 |
| mai/23 | 1428 | 216 | 1644 |
| jun/23 | 1482 | 230 | 1712 |
| jul/23 | 1331 | 217 | 1548 |
| ago/23 | 1322 | 174 | 1496 |
| Média Anual | 1382 | 196 | 1578 |

Fonte: fatura de energia Celpe

A tabela abaixo representa os valores do índice de irradiação solar diária (HSP) para a região.

Figura 29 - Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]

Estação: Itambe
Município: Itambe, PE - BRASIL
Latitude: 7,401° S
Longitude: 35,149° O
Distância do ponto de ref. (7,406566° S; 35,117095° O): 3,6 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 | 5,74 | 5,94 | 5,93 | 5,34 | 4,63 | 4,24 | 4,36 | 5,06 | 5,59 | 5,85 | 6,13 | 6,04 | 5,40 | 1,89 |
| <input checked="" type="checkbox"/> | Ângulo igual a latitude | 7° N | 5,50 | 5,80 | 5,92 | 5,48 | 4,86 | 4,50 | 4,59 | 5,24 | 5,65 | 5,75 | 5,90 | 5,75 | 5,41 | 1,43 |
| <input checked="" type="checkbox"/> | Maior média anual | 5° N | 5,58 | 5,85 | 5,93 | 5,44 | 4,80 | 4,43 | 4,53 | 5,20 | 5,64 | 5,79 | 5,97 | 5,84 | 5,42 | 1,54 |
| <input checked="" type="checkbox"/> | Maior mínimo mensal | 21° N | 4,89 | 5,34 | 5,73 | 5,58 | 5,15 | 4,86 | 4,92 | 5,44 | 5,58 | 5,38 | 5,27 | 5,03 | 5,26 | ,87 |

Fonte: Site Cresesb

Os dados do CRESESB podem ser confrontados com os de outros centros de pesquisa. Na figura abaixo, apresentamos os dados da mesma localidade do Labren, um laboratório especializado em pesquisa de energia renovável. A média de irradiação anual mantém em torno de 5,4 kWh/m². Essa comparação é importante para validar os resultados obtidos por diferentes instituições e métodos de coleta de dados. Ajuda a confirmar a precisão dos dados, identificar discrepâncias e oferecer uma visão mais abrangente do comportamento do recurso energético na região estudada.

Figura 30 - Irradiação diária Wh/m²



Fonte: http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html

Além das fontes mencionadas, como o CRESESB e o Labren, outras fontes confiáveis para coleta de dados incluem o Global Solar Atlas. Este recurso oferece informações detalhadas sobre a radiação solar em todo o mundo, com dados confiáveis e atualizados.

Com a base de dados do comportamento de consumo pode-se calcular a potência do sistema necessário para atender a demanda de energia. Para calcular a potência é necessário encontrar o consumo médio diário de energia.

$$ENERGIA \text{ MÉDIA DIARIA} = ENERGIA \text{ MÉDIA MENSAL}/30$$

$$ENERGIA \text{ DIARIA} = \frac{1578}{30} = 52,6 \text{ kWh/dia}$$

$$POTÊNCIA \text{ DO SISTEMA} = \frac{52,6}{5,41 * (1 - 0,25)} = 12,96 \text{ kWp}$$

É necessário 12,96 kWp de potência para atender a demanda do cliente considerando 25% de perdas. Agora é preciso calcular a quantidade de módulos necessários e a potência do inversor para suprir essa demanda. Considerando o módulo com potência nominal de 550W.

$$QUANTIDADE \text{ DE MÓDULOS} = \frac{POTÊNCIA \text{ DO SISTEMA}}{POTÊNCIA \text{ DO MÓDULO}} = \frac{12960}{550} = 23,5 \text{ Módulos}$$

A quantidade de módulos é um número inteiro, e, neste caso, pode ser arredondada para 24 módulos. É importante ressaltar que o arredondamento deve ser sempre para a unidade acima do calculado e nunca para baixo. Essa prática garante a potência ideal para atender à demanda energética de forma adequada.

A escolha do inversor é feita de acordo com a potência total do sistema. É crucial destacar que o inversor tem capacidade para suportar uma sobrecarga de até 25% de sua potência nominal. Para determinar o inversor mais adequado, é fundamental consultar o datasheet fornecido pelo fabricante, que oferece informações detalhadas sobre as especificações e capacidades do inversor.

Analisando as características do inversor, foi determinado um inversor de 12KW, que suporta uma potência máxima CC de 16,17 kWp que é superior a potência necessária de 12,96 kWp. A figura abaixo fornece as informações básicas de operação do inversor.

Figura 31 - especificações técnicas do inversor 12 KW Intelbras

| Especificações técnicas | |
|---|----------|
| EGT 3212X | |
| ENTRADA (CC) | |
| Potência máxima CC do sistema fotovoltaico (Wp) | 16.170 W |
| Máxima tensão de entrada CC | 1000 V |
| Máxima corrente de entrada | 10/20 A |
| Faixa de tensão MPPT (Vdc) | 160-850 |
| Faixa de tensão de máxima eficiência (Vdc) | 416-800 |
| Número de rastreadores MPPT | 2 |
| Quantidade de strings por rastreador MPPT | A:1/B:2 |

Fonte: <https://www.intelbras.com/pt-br/inversor-solar-on-grid-trifasico-12-kw-egt-3212x#beneficios>

Outro parâmetro importante do inversor é a quantidade de rastreadores MPPT, responsáveis por maximizar a eficiência do sistema fotovoltaico ao monitorar e ajustar a potência de entrada das strings. Considerando que o telhado possui duas inclinações diferentes, seria necessário, no mínimo, dois rastreadores MPPT para otimizar o desempenho do sistema. Cada rastreador MPPT é conectado a um barramento de entrada do inversor, permitindo que os arranjos de módulos com inclinações distintas sejam conectados de forma independente, proporcionando maior flexibilidade.

Uma etapa fundamental na definição do projeto é a visita técnica ao local de instalação. Neste momento, todos os detalhes do projeto prévio são validados ou ajustados para atender às particularidades específicas do local. Durante a visita, são realizadas medições da área disponível para a instalação do sistema, bem como são avaliados os condutores de alimentação CA, o local de instalação do inversor, a resistência mecânica do telhado e quaisquer possíveis ajustes na estrutura necessários. Essa etapa é essencial para garantir que o projeto seja adaptado de forma adequada às condições reais do local, visando a maximização da eficiência e a garantia da segurança e durabilidade do sistema fotovoltaico.

E como resultado da visita técnica temos os seguintes parâmetros:

- Inclinação do telhado: Leste e Oeste
- Ramal de alimentação 10 mm

- Distância do local do inversor para o ponto de conexão com a rede 1,5 metros
- Área do telhado 144 metros quadrados

Já definidos a quantidade de módulos e a potência do inversor agora é necessário realizar o dimensionando CA do sistema. A figura (32) apresenta os parâmetros da saída de corrente alternada (CA) do inversor. Esses parâmetros são essenciais para garantir a integridade e a eficiência do sistema fotovoltaico. Eles incluem informações como a tensão nominal de saída, a corrente máxima de saída, a frequência da rede elétrica e outros detalhes relevantes para a operação segura e eficaz do sistema. O conhecimento e o entendimento desses parâmetros são fundamentais para o dimensionamento adequado dos componentes do sistema e para garantir que ele opere dentro dos limites especificados pelo fabricante e pelas normas aplicáveis.

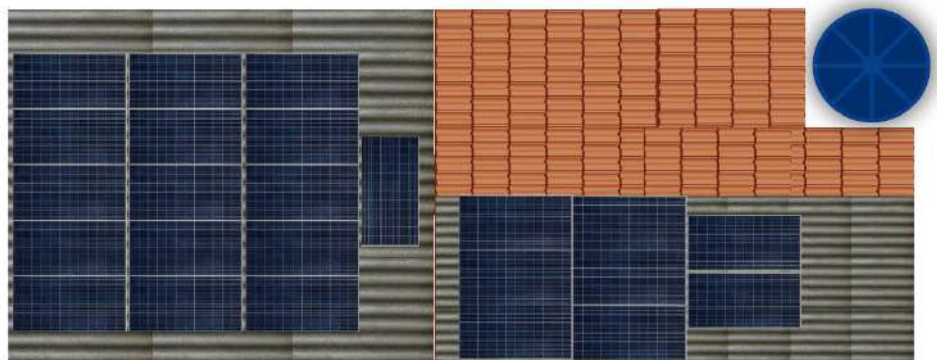
Figura 32 - especificações técnicas de saída CA do inversor 12 KW Intelbras

| SAÍDA (CA) | |
|---------------------------------|---|
| Corrente alternada máxima | 19.2 A |
| Fator de potência (carga total) | 1 ajustável (0.8 capacitivo ~ 0.8 indutivo) |
| Distorção harmônica total (THD) | <3% |

Fonte: <https://www.intelbras.com/pt-br/inversor-solar-on-grid-trifasico-12-kw-egt-3212x#beneficios>

Na figura (33), é apresentado o design proposto para a instalação do sistema fotovoltaico. Nele, há 16 módulos solares posicionados para o oeste, conectados à MPPT 1 do inversor, e 8 módulos orientados para o leste, conectados à MPPT 2.

Figura 33 – Designe dos módulos fotovoltaicos



Fonte: Própria

Para definir a secção transversal do condutor é necessário considerar a corrente alternada máxima I_b que é de 19,2 A, agora analisando as tabelas da NBR 5410 sobre condutores.

Tabela 13 - Tabela de secção nominal de acordo com o número de condutores carregados

| Secção nominal (mm ²) | Métodos de instalação definidos na tabela 1 | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------------|---|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| | A 1 | | A2 | | B1 | | B2 | | C | | D | |
| | 2 condutores carregados | 3 condutores carregados | 2 condutores carregados | 3 condutores carregados | 2 condutores carregados | 3 condutores carregados | 2 condutores carregados | 3 condutores carregados | 2 condutores carregados | 3 condutores carregados | 2 condutores carregados | 3 condutores carregados |
| | (1) | (2) | (3) | (4) | (5) | (6) | (7) | (8) | (9) | (10) | (11) | (12) |
| 0,5 | 7 | 7 | 7 | 7 | 9 | 8 | 9 | 8 | 10 | 9 | 12 | 10 |
| 0,75 | 9 | 9 | 9 | 9 | 11 | 10 | 11 | 10 | 13 | 11 | 15 | 12 |
| 1 | 11 | 10 | 11 | 10 | 14 | 12 | 13 | 12 | 15 | 14 | 18 | 15 |
| 1,5 | 14,5 | 13,5 | 14 | 13 | 17,5 | 15,5 | 16,5 | 15 | 19,5 | 17,5 | 22 | 18 |
| 2,5 | 19,5 | 18 | 18,5 | 17,5 | 24 | 21 | 23 | 20 | 27 | 24 | 29 | 24 |
| 4 | 26 | 24 | 25 | 23 | 32 | 28 | 30 | 27 | 36 | 32 | 38 | 31 |
| 6 | 34 | 31 | 32 | 29 | 41 | 36 | 38 | 34 | 46 | 41 | 47 | 39 |
| 10 | 46 | 42 | 43 | 39 | 57 | 50 | 52 | 46 | 63 | 57 | 63 | 52 |
| 16 | 61 | 56 | 57 | 52 | 76 | 68 | 69 | 62 | 85 | 76 | 81 | 67 |

Fonte: NBR 5410

Considerando 3 condutores carregados e instalação em eletrocalha aparente (B1) considerando o condutor de 6 mm².

$$I_z = 36 A$$

Agora aplicando um fator de correção de temperatura FCT como está na tabela abaixo considerando temperatura ambiente de 30 (°C) o fator é de 1.

Tabela 14 - Tabela do fator de correção de temperatura

| Temperatura (°C) | Isolação PVC | | Temperatura (°C) | Isolação PVC | |
|------------------|--------------|---------|------------------|--------------|---------|
| | Ambiente | Do solo | | Ambiente | Do solo |
| 10 | 1,22 | 1,10 | 40 | 0,87 | 0,77 |
| 15 | 1,17 | 1,05 | 45 | 0,79 | 0,71 |
| 20 | 1,12 | 1,00 | 50 | 0,71 | 0,63 |
| 25 | 1,06 | 0,95 | 55 | 0,61 | 0,55 |
| 30 | 1,00 | 0,89 | 60 | 0,50 | 0,45 |
| 35 | 0,94 | 0,84 | - | - | - |

Fonte: NBR 5410

Considerando o agrupamento de circuitos ou de cabos FCA, e consultando a tabela abaixo, como temos uma ligação trifásica a norma considera 3 circuitos logo o fator de correção é de 0,79.

Tabela 15 - Tabela do fator de correção de temperatura

| Item | Disposição dos cabos justapostos | Número de circuitos ou de cabos multipolares | | | | | | | | | | | Métodos de referência | |
|------|--|--|------|------|------|------|------|------|------|------|--|------|-----------------------|---------------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 12 | 16 | | 20 |
| 1 | Feixe de cabos ao ar livre ou sobre superfície; cabos em condutos fechados | 1,00 | 0,80 | 0,70 | 0,65 | 0,60 | 0,57 | 0,54 | 0,52 | 0,50 | 0,45 | 0,41 | 0,38 | 31a34 (A a F) |
| 2 | Camada única sobre parede, piso ou em bandeja não perfurada ou prateleira | 1,00 | 0,85 | 0,79 | 0,75 | 0,73 | 0,72 | 0,72 | 0,71 | 0,70 | Nenhum fator de redução adicional para mais de 9 circuitos ou cabos multipolares | | 31 a32 (C) | |
| 3 | Camada única no teto | 0,95 | 0,81 | 0,72 | 0,68 | 0,66 | 0,64 | 0,63 | 0,62 | 0,61 | | | | |
| 4 | Camada única em bandeja perfurada, horizontal ou vertical (nota G) | 1,00 | 0,88 | 0,82 | 0,77 | 0,75 | 0,73 | 0,73 | 0,72 | 0,72 | | | | |
| 5 | Camada única em leito suporte (nota G) | 1,00 | 0,87 | 0,82 | 0,80 | 0,80 | 0,79 | 0,79 | 0,78 | 0,78 | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | |

Fonte: NBR 5410

Logo considerando os fatores de correção é necessário calcular a corrente corrigida da corrente máxima do projeto.

$$In' = \frac{In}{FCT * FCA} = \frac{19,2}{1 * 0,79} = 24,3 A$$

Portanto o condutor necessário para instalação é de 6 mm², o qual foi definido para a execução do projeto.

A corrente Iz que é a máxima corrente que o condutor suporta é maior que a corrente de projeto e maior que a corrente corrigida.

O disjuntor Ideal para essa instalação é um disjuntor trifásico de com corrente nominal “In” que é considerada pela seguinte expressão

$$Ip < In < Iz$$

Onde I_p é 24,3 A e I_z é 36 A, nesse caso o disjuntor ideal para a proteção desse circuito é de 32 A.

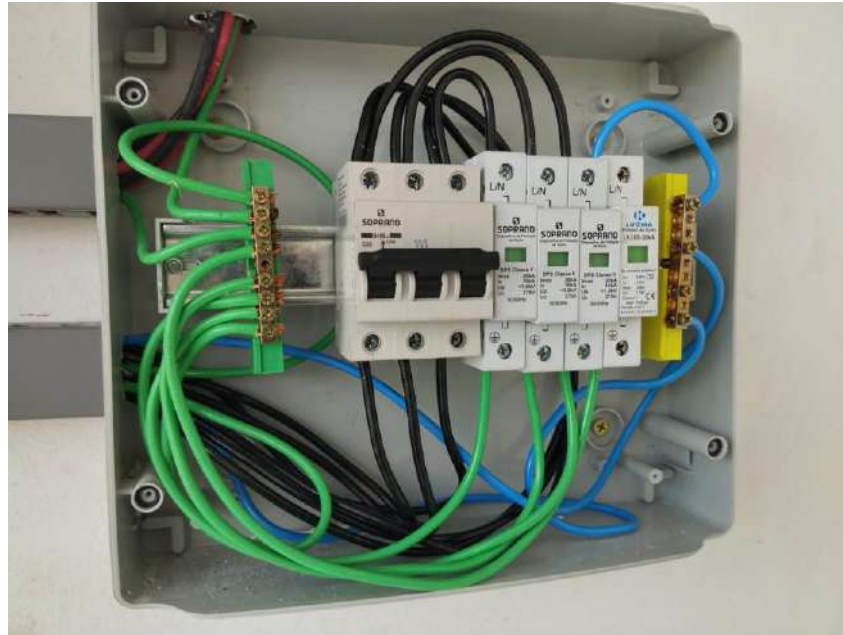
$$24,3 A < 32 A < 36 A$$

A escolha do Dispositivo de Proteção contra Surtos (DPS) é fundamental para garantir a segurança do sistema elétrico contra danos causados por surtos de tensão. Para o projeto em questão, foi determinado o uso de 4 DPS Classe II com capacidade de 20 kA.

Os DPS de Classe II são projetados para proteger os equipamentos elétricos contra surtos transitórios originados nas instalações elétricas ou causados por descargas atmosféricas. Eles são instalados no quadro de distribuição ou em pontos estratégicos do sistema elétrico para interceptar e desviar a energia dos surtos, evitando que os equipamentos sejam danificados.

A capacidade de 20 kA significa que esses DPS podem suportar surtos de até 20.000 ampères. Essa capacidade é adequada para proteger os equipamentos elétricos contra surtos comuns encontrados em instalações de baixa tensão.

Na figura (34), é possível visualizar a string box de corrente alternada (CA) com os dispositivos de proteção mencionados anteriormente. Esta caixa desempenha um papel crucial na proteção do sistema fotovoltaico, abrigando dispositivos como disjuntores, dispositivos de proteção contra surtos (DPS) e outros equipamentos de segurança. A presença desses dispositivos na string box é essencial para garantir a segurança do sistema elétrico, protegendo contra sobrecargas, curtos-circuitos e danos causados por surtos de tensão. Essa figura oferece uma visão clara dos componentes de proteção integrados ao sistema, demonstrando o cuidado e a atenção dedicados à segurança e operação confiável do sistema fotovoltaico.

Figura 34 – String Box CA

Fonte: Própria

Agora podemos analisar o desempenho do sistema até o momento presente. Essa análise nos permite avaliar a eficácia do sistema em atender às demandas de energia, identificar possíveis problemas ou áreas de melhoria e garantir a operação contínua e eficiente do sistema.

Tabela 16 - Comparação de Geração X Média de Consumo

| MESES | CONSUMO kWh/MÊS UNIDADE 1 GERADORA | CONSUMO kWh/MÊS UNIDADE 1 COMPENSAÇÃO DE CRÉDITOS | TOTAL | MESES | GERAÇÃO DE ENERGIA DEZEMBRO 2023 E JANEIRO 2024 kWh |
|-------------|--|--|-------|--------|--|
| set/22 | 1315 | 173 | 1488 | set/23 | |
| out/22 | 1309 | 152 | 1461 | out/23 | |
| nov/22 | 1415 | 179 | 1594 | nov/23 | 1120 |
| dez/22 | 1481 | 177 | 1658 | dez/23 | 1932 |
| jan/23 | 1342 | 212 | 1554 | jan/24 | 1965 |
| fev/23 | 1326 | 211 | 1537 | fev/24 | |
| mar/23 | 1505 | 197 | 1702 | mar/24 | |
| abr/23 | 1328 | 213 | 1541 | abr/24 | |
| mai/23 | 1428 | 216 | 1644 | mai/24 | |
| jun/23 | 1482 | 230 | 1712 | jun/24 | |
| jul/23 | 1331 | 217 | 1548 | jul/24 | |
| ago/23 | 1322 | 174 | 1496 | ago/24 | |
| Média Anual | 1382 | 196 | 1578 | set/24 | |

Fonte: Aplicativo Intelbras

Na tabela acima podemos verificar que a geração atendeu de forma eficaz a demanda de energia do cliente, apresentando perdas mínimas em relação ao valor calculado.

Durante o mês de dezembro, o sistema apresentou uma perda de 6,5% em relação ao valor calculado, que já incluía uma margem de 25% para perdas. Assim, podemos constatar que a perda está dentro do limite considerado na análise inicial.

O sistema entrou em operação em novembro de 2023 e funcionou por 16 dias, o que é considerado um período inicial aceitável. Este período inicial de operação é crucial para verificar o funcionamento inicial do sistema, identificar possíveis problemas iniciais e ajustar o sistema conforme necessário.

Na figura (35), é possível analisar o sistema de compensação do consumidor, no qual estão sendo gerados créditos para serem usufruídos em meses de baixa geração. Esse sistema de compensação permite que o consumidor injete o excedente de energia gerada na rede elétrica e receba créditos proporcionais à energia injetada. Esses créditos podem então ser utilizados para compensar o consumo de energia em momentos em que a geração solar é insuficiente, como durante a noite ou em dias nublados. Essa estratégia de compensação contribui para a maximização do aproveitamento da energia solar e para a redução dos custos com energia elétrica ao longo do ano.

Figura 35 – Demonstrativo do sistema de compensação de créditos Celpe

| SITUAÇÃO MENSAL | CÓDIGO DO CLIENTE | ENERGIA CONSUMIDA | ENERGIA INJETADA | ENERGIA FATURADA | KWh Compensado | CRÉDITO |
|-----------------|-------------------|-------------------|------------------|------------------|----------------|---------|
| dez/2023 | 486762020 | 1012 | 1165 | 100 | 1012 | 153 |
| jan/2024 | 486762020 | 699 | 912 | 100 | 699 | 213 |

| TOTAL INJETADO | TOTAL COMPENSADO | SALDO ACUMULADO | TOTAL DE CRÉDITOS EXPIRADOS |
|----------------|------------------|-----------------|-----------------------------|
| 2077 | 1711 | 366 | 0 |

| RESUMO DO SALDO DE CRÉDITO POR UNIDADE | | |
|--|------------------|----------------------------|
| CÓDIGO DO CLIENTE | % DE COMPENSAÇÃO | SALDO DE CRÉDITO ACUMULADO |
| 486762020 | 100 % | 366 |

Fonte: Própria

Nas figuras (36) e (37), é possível visualizar o sistema fotovoltaico instalado e em plena operação. Essas imagens oferecem uma visão prática do sistema, demonstrando como ele foi integrado ao ambiente e está funcionando para gerar energia a partir da luz solar.

Figura 36 – Sistema Fotovoltaico instalado lado oeste



Fonte: Própria

Figura 37 - Sistema Fotovoltaico instalado lado leste



Fonte: Própria

Na figura (38), o sistema passa por uma aferição minuciosa para verificação dos parâmetros de entrada, como a tensão de alimentação CC. Neste projeto, a equipe de instalação esqueceu de conectar uma string da MPPT 1, ou seja, a tensão medida nos terminais tinha o valor de 0V. No entanto, esse erro foi rapidamente identificado durante a análise do projeto após a instalação, antes do sistema entrar em operação. Essa verificação rápida foi crucial para evitar possíveis perdas na geração de energia, destacando a importância da revisão cuidadosa dos sistemas fotovoltaicos antes de sua entrada em funcionamento.

Figura 38 – Medição da tensão de entrada CC do inversor



Fonte: Própria

Investimento inicial 40.233,00, com economia mensal de 1.700 reais na fatura de energia o PayBack do investimento é previsto para 24 meses.

O cálculo do payback é feito dividindo o investimento inicial pela economia mensal proporcionada pelo sistema fotovoltaico. Neste caso:

$$\text{Payback} = \frac{I}{E} \quad (12)$$

- I = Investimento inicial
- E = Economia mensal

Substituindo os valores dados:

$$\text{Payback} = \frac{40.233,00}{1.700} 23,66 \text{ meses}$$

Portanto, o Payback do investimento é de aproximadamente 23,66 meses, o que equivale a 24 meses, ou 2 anos.

Portanto, um projeto fotovoltaico bem dimensionado não apenas maximiza a produção de energia, mas também garante a segurança, durabilidade e eficiência do sistema ao longo do tempo. Profissionais habilitados e capacitados têm o conhecimento técnico necessário para considerar todos os aspectos relevantes, como a topografia do local, a irradiação solar, o sombreamento, as condições climáticas e as necessidades energéticas específicas do cliente. Essa abordagem metódica resulta em um sistema ótimo, capaz de atender às demandas de energia de forma confiável e sustentável, proporcionando benefícios econômicos, ambientais e sociais a longo prazo

5.3 Método de análise de projeto fotovoltaico

5.3.1 Requisitos prévio de instalação

Análise da fatura de energia

Análise de Viabilidade Econômica

Análise Estrutural do local de instalação

Análise da instalação elétrica

Análise de Sombreamento

Modelagem computacional

5.3.2 Requisitos Pós instalação

Análise da tensão de cada string do sistema

Análise da potência de saída do inversor

Análise da corrente de saída do inversor

Análise diário da energia gerada pelo sistema

6 CONCLUSÃO

A falta de uma análise técnica adequada em projetos fotovoltaicos pode acarretar uma série de consequências negativas. Primeiramente, pode levar a subdimensionamento ou superdimensionamento do sistema, resultando em uma produção de energia insuficiente ou excessiva para atender às demandas do consumidor, o que pode impactar diretamente na viabilidade econômica do projeto.

Além disso, a falta de análise técnica pode resultar em problemas de instalação, como fixação inadequada dos painéis solares, exposição a sombreamento excessivo, escolha inadequada da localização dos componentes do sistema, entre outros. Isso pode comprometer a eficiência e a durabilidade do sistema, além de aumentar os riscos de falhas operacionais e necessidade de manutenção corretiva.

Outra consequência importante é a segurança. A ausência de uma análise técnica rigorosa pode resultar em riscos de incêndio, choque elétrico e outros perigos para os trabalhadores envolvidos na instalação e operação do sistema, bem como para os ocupantes das edificações onde os sistemas são instalados.

A importância da mão de obra especializada em projetos fotovoltaicos é fundamental para garantir a qualidade e eficiência da instalação. Profissionais capacitados possuem o conhecimento técnico necessário para realizar análises detalhadas, garantindo que todos os aspectos do projeto sejam adequadamente considerados, desde a seleção dos componentes até a instalação e manutenção do sistema. Além disso, eles são capazes de identificar e resolver problemas potenciais de forma proativa, contribuindo para a segurança e durabilidade do sistema.

Por outro lado, uma fiscalização mais rigorosa por parte das autoridades competentes é essencial para garantir a conformidade dos projetos fotovoltaicos com as normas e regulamentos vigentes. Isso inclui a verificação da qualificação dos profissionais envolvidos, a análise dos projetos técnicos e o acompanhamento da execução das instalações. Uma fiscalização mais eficaz pode ajudar a reduzir o risco de instalações mal executadas ou não conformes, garantindo a segurança dos trabalhadores e usuários finais, bem como a qualidade e eficiência dos sistemas fotovoltaicos em operação.

Em resumo, a falta de análise técnica em projetos fotovoltaicos pode comprometer não apenas a eficiência e a segurança do sistema, mas também a sua viabilidade econômica a longo prazo. Portanto, é fundamental realizar uma análise técnica abrangente e detalhada em todas as etapas do projeto, desde o planejamento inicial até a instalação e operação do sistema, a fim de garantir o sucesso e a sustentabilidade das instalações fotovoltaicas.

REFERÊNCIAS

CAIO FELIPPE ABE, JOÃO BATISTA DIAS. RESUMO DE CAPÍTULO DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, **AValiação DO IMPACTO DE SOMBREAMENTOS PARCIAIS EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COM MICROINVERSOR**. UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS (UNISINOS), SÃO LEOPOLDO, RS. P. 199 – 207, 2019.

JONH BALFOUR, MICHAEL SHAW, NICOLE BREMER NASH. **INTRODUÇÃO AO PROJETO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**, 1º EDIÇÃO, RIO DE JANEIRO, 2016.

HERNDAY, P. FIELD APPLICATIONS FOR I-V CURVE TRACERS. SOLARPRO MAGAZINE, P. 77-106, AUG./SEP. 2011.

Dugan, R. C. et. al. Electrical Power System Quality. McGraw Hill. 2003. ISBN: 0-07-138622-X. p. 528

Fadigas, Cláudio. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 2005.

Grupo de Trabalho de Energia Solar fotovoltaica – GTEF. Sistemas fotovoltaicos. **Manual de Engenharia**. 1 ed., junho de 1995.

How Solar Power Has Improved Over Time <https://www.solarpowerauthority.com/history-of-solar-power-technology> Acessado em: 07/04/2023

Monocrystalline vs. polycrystalline solar panels: which is the best for you?

<https://news.energysage.com/monocrystalline-vs-polycrystalline-solar/> Acessado em: 07/04/2023

IRENA (2021), Renewable capacity statistics 2021 International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi

ISES Online Solar Energy Museum. (2021). Discovering the photovoltaic effect: A historical timeline. Disponível em: <https://www.swc50.org/ises-online-solar-energy-museum>. Acesso em: 16 de abril de 2023.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro: ABNT, 2004.

IEC 60364-4-41: Instalações elétricas de baixa tensão - Parte 4-41: Proteção para segurança - Proteção contra choques elétricos e contra danos causados por incêndios. Comissão Eletrotécnica Internacional, 2018.

ISO 9001: Sistemas de gestão da qualidade - Requisitos. Organização Internacional para Padronização, 2015.


Mamede, J. A. (2010). Instalações Elétricas Industriais: Projeto de Instalações. LTC Editora.

Online Solar Energy Museum, 2021, acessado em 26/01/2024 <https://www.swc50.org/ises-online-solar-energy-museum>

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. Atlas brasileiro de energia solar. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. Disponível em: <http://doi.org/10.34024/978851700089>

Acessado em: 27/01/2024 <https://www.solarreviews.com/blog/the-history-of-solar-energy-timeline>

Acessado em: 27/01/2024 https://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/solar_timeline.p

| | |
|---|---|
|  | INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DA PARAÍBA |
| | Campus João Pessoa - Código INEP: 25096850 |
| | Av. Primeiro de Maio, 720, Jaguaribe, CEP 58015-435, Joao Pessoa (PB) |
| | CNPJ: 10.783.898/0002-56 - Telefone: (83) 3612.1200 |

Documento Digitalizado Ostensivo (Público)

TCC

| | |
|-----------------------------|---------------------|
| Assunto: | TCC |
| Assinado por: | Francinildo Gomes |
| Tipo do Documento: | Dissertação |
| Situação: | Finalizado |
| Nível de Acesso: | Ostensivo (Público) |
| Tipo do Conferência: | Cópia Simples |

Documento assinado eletronicamente por:


- Francinildo Cardoso Gomes, ALUNO (20181610026) DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - JOÃO PESSOA, em 17/07/2024 20:47:21.

Este documento foi armazenado no SUAP em 17/07/2024. Para comprovar sua integridade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifpb.edu.br/verificar-documento-externo/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 1192955

Código de Autenticação: bcf0370380



| | |
|---|---|
|  | INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DA PARAÍBA |
| | Campus João Pessoa - Código INEP: 25096850 |
| | Av. Primeiro de Maio, 720, Jaguaribe, CEP 58015-435, Joao Pessoa (PB) |
| | CNPJ: 10.783.898/0002-56 - Telefone: (83) 3612.1200 |

Documento Digitalizado Ostensivo (Público)

TCC

| | |
|-----------------------------|---------------------|
| Assunto: | TCC |
| Assinado por: | Gilvan Andrade |
| Tipo do Documento: | Anexo |
| Situação: | Finalizado |
| Nível de Acesso: | Ostensivo (Público) |
| Tipo do Conferência: | Cópia Simples |

Documento assinado eletronicamente por:

- **Gilvan Vieira de Andrade Junior, COORDENADOR(A) DE CURSO - FUC1 - CCSBEE-JP**, em 07/08/2024 15:47:49.

Este documento foi armazenado no SUAP em 07/08/2024. Para comprovar sua integridade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifpb.edu.br/verificar-documento-externo/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 1211402

Código de Autenticação: 04c119b196

