

Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Engenharia de Energia

**Avaliação de Desempenho da Usina Solar
Fotovoltaica instalada no Laboratório de
Desenvolvimento de Transportes e Energias
Alternativas**

Autor: Francisco Barroso de Carvalho Neto
Orientador: Prof.^a Dr^a. Loana Nunes Velasco

Brasília, DF
2022



Francisco Barroso de Carvalho Neto

**Avaliação de Desempenho da Usina Solar Fotovoltaica
instalada no Laboratório de Desenvolvimento de
Transportes e Energias Alternativas**

Monografia submetida ao curso de graduação em (Engenharia de Energia) da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em (Engenharia de Energia).

Universidade de Brasília - UnB

Faculdade UnB Gama - FGA

Orientador: Prof.^a Dr.^a. Loana Nunes Velasco

Brasília, DF

2022

Francisco Barroso de Carvalho Neto

Avaliação de Desempenho da Usina Solar Fotovoltaica instalada no Laboratório de Desenvolvimento de Transportes e Energias Alternativas/ Francisco Barroso de Carvalho Neto. – Brasília, DF, 2022-

55 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Prof.^a Dr.^a. Loana Nunes Velasco

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA , 2022.

1. Palavra-chave01. 2. Palavra-chave02. I. Prof.^a Dr.^a. Loana Nunes Velasco.
II. Universidade de Brasília. III. Faculdade UnB Gama. IV. Avaliação de Desempenho da Usina Solar Fotovoltaica instalada no Laboratório de Desenvolvimento de Transportes e Energias Alternativas

CDU 02:141:005.6

Francisco Barroso de Carvalho Neto

Avaliação de Desempenho da Usina Solar Fotovoltaica instalada no Laboratório de Desenvolvimento de Transportes e Energias Alternativas

Monografia submetida ao curso de graduação em (Engenharia de Energia) da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em (Engenharia de Energia).

Trabalho aprovado. Brasília, DF, 12 de maio de 2022:

Prof.^a Dr.^a. Loana Nunes Velasco
Orientador

Prof. Dr. Alex Reis
Convidado 1

Prof. Dr. Renato Coral Sampaio
Convidado 2

Brasília, DF
2022

Agradecimentos

Gratidão primeiramente a Deus por ter iluminado todo o meu caminho até este ponto; depois aos meus pais José e Antonia, às minhas irmãs Keile, Karine e Emanuella, por sempre apoiarem a minha educação.

Agradecer meus amigos Pedro Almeida, Thiago Miranda, Rafael Marques, por todo suporte durante a graduação; agradecer à minha namorada Lorraine, que me acompanhou nesta jornada e pela sua compreensão e apoio.

Por fim, a todos os professores que tive oportunidade de ter aula, e compartilhar seu tempo e conhecimento.

Apenas um raio de sol é suficiente para afastar várias sombras.

São Francisco de Assis

Resumo

Com a execução de usinas solares pelo território nacional, observou-se a necessidade de avaliar o desempenho de operação destas plantas fotovoltaicas e compará-las com plantas similares existentes na região, a fim de apreciar a viabilidade técnica e econômica destes empreendimentos. Neste contexto, o presente trabalho faz um estudo da estação solarimétrica instalada no Campus da Faculdade do Gama; de indicadores de desempenho; e por fim uma proposta de metodologia de avaliação de usinas solares fotovoltaicas baseada em normas técnicas, mas voltada ao cenário da usina instalada na Faculdade do Gama.

Palavras-chaves: Estação Solarimétrica. Indicador de Desempenho. Geração Solar. Sistema Fotovoltaico.

Abstract

With the implementation of solar power plants throughout the national territory, there was a need to evaluate the operating performance of these photovoltaic plants and compare them with similar plants existing in the region, in order to assess the technical and economic feasibility of these projects. In this context, the present work makes a study of the solari-metric station installed on the Faculdade do Gama Campus; of performance indicators; and finally, a proposal for an evaluation methodology for photovoltaic solar power plants based on technical standards, but focused on the scenario of the plant installed at Faculdade do Gama.

Key-words: Solarimetric Station. Performance Indicator. Solar Generation. Photovoltaic system.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Disposição das estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET, 2021)	14
Figura 2 – a) Estação Solarimétrica Típica (SCHUBERT, 2019) b) Estação Solarimétrica em Treliça (HUKSEFLUX, 2021a)	18
Figura 3 – Estação Solarimétrica Instalada na FGA.	19
Figura 4 – Visão global do Piranômetro SR05.	20
Figura 5 – Piranômetro Hukseflux.	20
Figura 6 – Sensor de Temperatura Ambiente e Umidade Relativa do Ar (ELEKTRONIK, 2021a)	21
Figura 7 – Proteção para o sensor de temperatura.	22
Figura 8 – Sensor de direção do vento.	23
Figura 9 – Anemômetro.	23
Figura 10 – Registrador de Dados.	24
Figura 11 – Tempo médio de disponibilidade de produção de energia	26
Figura 12 – Representação das componentes da radiação solar	28
Figura 13 – a) Ângulos de referência em uma radiação solar. b) Vista do plano mostrando o ângulo do azimute solar	29
Figura 14 – Esquemático da distribuição da radiação difusa sobre uma cúpula do céu.	30
Figura 15 – Radiação Difusa e suas Partes.	31
Figura 16 – Usina Solar Fotovoltaica do LDTEA.	32
Figura 17 – Inversores da USF LDTEA.	34
Figura 18 – Fluxograma da metodologia proposta de avaliação	37
Figura 19 – Especificações Técnicas em STC do Módulo HiKu CS3W da Canadian	42
Figura 20 – Imagem do <i>datalogger</i> em campo.	44
Figura 21 – <i>Software Fieldlogger</i>	45
Figura 22 – Plataforma da Canadian.	45

Lista de tabelas

Tabela 1 – Irradiação total e geração de energia elétrica consolidados	46
Tabela 2 – Resultados consolidados.	46

Lista de abreviaturas e siglas

USF	Usina Solar Fotovoltaica
UV	Ultravioleta
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
MME	Ministério de Minas e Energia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
Sonda	Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
EMA	Estação Meteorológica Automática
FV	Fotovoltaico
STC	Standard Test Conditions

Sumário

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Objetivo Geral	14
1.1.1	Objetivos Específicos	14
1.2	Organização do Trabalho	15
2	REFERENCIAL BIBLIOGRÁFICO	16
2.1	Estudo na Norma Técnica Vigente	16
2.1.1	Avaliação de Desempenho de Acordo com a Norma Brasileira	16
2.1.1.1	Avaliação de Desempenho Tipo 2 de Acordo com a Norma	17
2.2	Sistema de Monitoramento	17
2.2.1	Piranômetro	18
2.2.2	Sensores de Temperatura e Umidade Relativa do Ar	21
2.2.3	Anemômetro e Sensor de Direção de Vento	22
2.2.4	Registrador de Dados	24
2.3	Indicadores de Desempenho	25
2.3.1	Disponibilidade de Produção de Energia	25
2.3.2	Índice de Desempenho de Energia	26
2.3.3	Fator de Capacidade	26
2.3.4	<i>Performance Ratio PR</i>	27
2.3.4.1	Cálculo da PR	27
2.4	Irradiância Solar	27
2.5	Direção do Feixe de Radiação Solar	28
2.5.1	Radiação Solar em uma Superfície Inclinada	30
3	USINA SOLAR FOTOVOLTAICA DO LABORATÓRIO DE DESENVOLVIMENTO DE TRANSPORTES E ENERGIAS ALTERNATIVAS	32
3.1	Descrição da USF LDTEA	32
3.1.1	Detalhamento do Sistema Fotovoltaico	33
3.1.1.1	Módulo Fotovoltaico	33
3.1.1.2	Inversor	33
4	AVLIAÇÃO DE DESEMPENHO	35
4.1	Metodologia de Avaliação para o Caso da FGA	35
4.2	Cálculo das Irradiância Direta Normal e Irradiância Difusa	38
4.2.1	Varição da Radiação Extraterrestre	38

4.2.2	Hora Solar e Hora Legal	38
4.2.3	Ângulo do Zênite	39
4.2.4	Índice de Claridade k_t	40
4.3	Cálculo de Dados para Comparativo com a Simulação	41
4.3.1	Irradiância no Plano dos Módulos	41
4.4	Energia Produzida pelo Arranjo e Inversor	42
4.5	Cálculo do <i>Performance Ratio</i> PR	43
5	RESULTADO E DISCUSSÕES	44
5.1	Metodologia da Coleta de Dados	44
5.1.1	Tratamento dos Dados Coletados	45
5.1.2	Discussões	46
6	CONCLUSÕES	48
	REFERÊNCIAS	49
	APÊNDICES	52
	APÊNDICE A – APÊNDICE A - TUTORIAL DE COLETA DOS DADOS	53
	ANEXOS	54
	ANEXO A – ANEXO A - RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO	55

1 Introdução

Com a crescente demanda pela energia fotovoltaica a cada ano (EPE, 2020), a coleta de dados solarimétricos se tornou necessária para o melhor dimensionamento de Usinas Solares Fotovoltaicas (USF's), tanto que em 2014, o Ministério de Minas e Energia (MME) emitiu a Portaria MME nº 102/2016 estabelecendo as condições para cadastro de empreendimentos de geração de fontes alternativas junto à Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com vistas à habilitação técnica para participação em leilões de energia elétrica.

O Projeto Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (Sonda), associado ao Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), tem como objetivo realizar uma infraestrutura destinada à montagem e aperfeiçoamento da base de dados de superfície necessária ao levantamento dos recursos de energia solar e eólica no Brasil (INPE, 2021). Com informações adequadas e confiáveis sobre os recursos solares no território nacional, incentiva investimentos em larga escala no país, tornando-o uma informação estratégica (FRONTIN; BRASIL, 2017).

Além do Projeto Sonda, o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) dispõe de estações meteorológicas distribuídas pelo Brasil, sendo uma importante fonte de dados públicos para estudo da radiação solar, possibilitando aproveitamento para geração de energia e tomada de decisão. (INMET, 2021)

Na Figura 1 percebemos a abrangência destas estações que podem ser convencionais, em que necessita de um operador a cada intervalo de tempo, para anotar os parâmetros meteorológicos, que são obtidos através de sensores; ou também, automáticas, as quais não carecem de um operador, pois os dados são emitidos por um registrador de dados (*datalogger*), este processa, converte, e armazena (FRONTIN; BRASIL, 2017).

A Nota Técnica No. 001/2011/SEGER/LAIME/CSC/INMET (INMET, 2011), estabelece as variáveis meteorológica coletadas por minuto; assim como uma descrição completa dos sistemas que integram uma Estação Meteorológica Automática (EMA), tornando independente de energia elétrica externa, pois é composto de baterias e um painel fotovoltaico (FV).

Com os dados coletados pelas estações meteorológicas, é necessário o agrupamento e organização destes para o seu tratamento adequado e fidedigno, através de *softwares*, planilhas e/ou estudos estatísticos (SILVA et al., 2018), com este tratamento, pode-se analisar melhor, obtendo curvas de irradiação, indicadores de desempenho, sob à luz de métodos de para controle de qualidade (ARREGUY; GUIMARÃES, 2018).

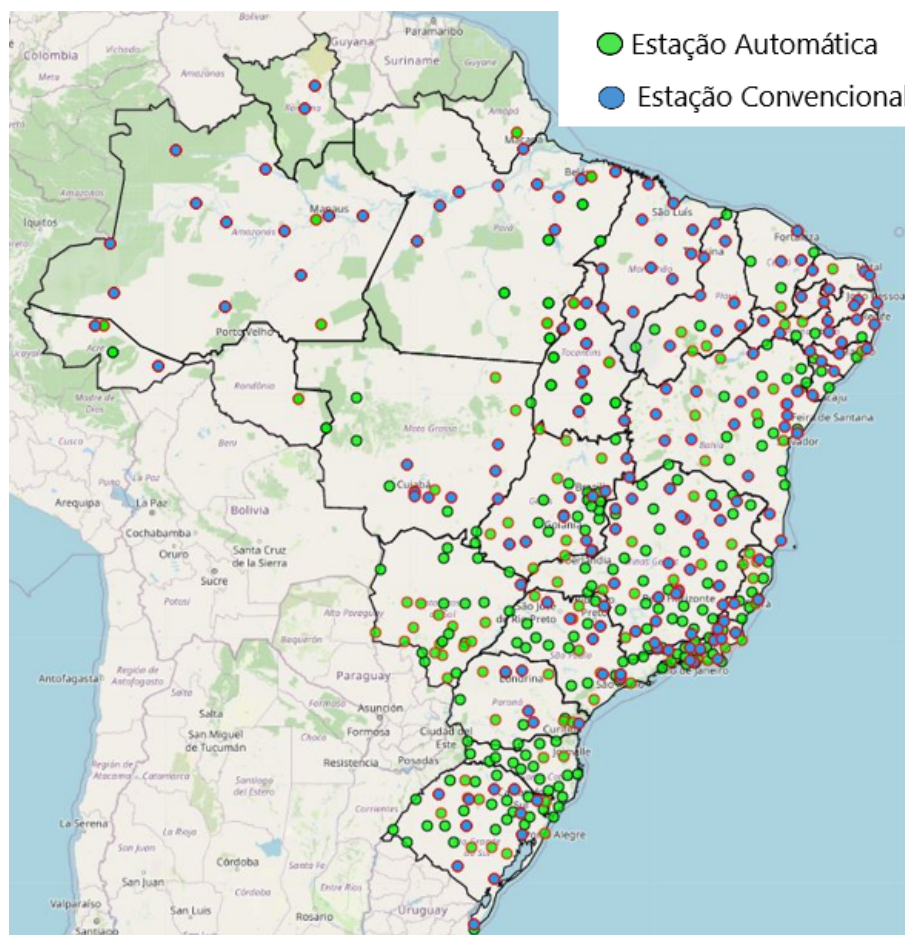


Figura 1 – Disposição das estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET, 2021)

1.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como principal objetivo, a avaliação de desempenho da usina solar fotovoltaica instalada no Laboratório de Desenvolvimento de Transportes e Energias Alternativas (LDTEA) através do indicador *Performance Ratio* (PR) na Faculdade do Gama da Universidade de Brasília (FGA-UnB).

1.1.1 Objetivos Específicos

- Estudar a metodologia de avaliação de desempenho sob a égide de normas técnicas;
- Compreender e identificar os componentes de uma estação meteorológica;
- Elaborar uma metodologia para análise do desempenho da Usina Solar instalada no LDTEA na Faculdade do Gama, Universidade de Brasília.

1.2 Organização do Trabalho

O Capítulo 2 consiste na fundamentação bibliográfica, focando conceitos básicos de energia solar e também em sua composição de equipamentos; enquanto o capítulo 3 trata de uma breve contextualização da usina solar fotovoltaica instalada na FGA; o capítulo 4 corresponde à elaboração de uma metodologia para avaliar desempenhos de USFs, com enfoque central ao indicador *Performance Ratio*; o capítulo 5 traça os resultados e discussões da execução da metodologia proposta pelo capítulo 4; por fim o capítulo 6 conclui o trabalho.

2 Referencial Bibliográfico

Neste Capítulo será abordado sobre a avaliação de desempenho sob a norma técnica; o sistema de monitoramento, especificando também os componentes instalados na FGA; os indicadores de desempenho de uma usina solar fotovoltaica; e por fim conceitos de irradiância solar.

2.1 Estudo na Norma Técnica Vigente

A norma brasileira (NBR) 16274 da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) (NBR-16274, 2014), possui três focos principais:

- Requisitos de documentação;
- verificação;
- avaliação de desempenho.

Este último, será o cerne de estudo para desenvolvimento do presente trabalho; portanto, vale ressaltar que será feito, primeiramente, o estudo da avaliação de desempenho normatizado; e com isso, partir-se-á para a elaboração da metodologia para avaliação da USF LDTEA.

2.1.1 Avaliação de Desempenho de Acordo com a Norma Brasileira

A avaliação descrita pela norma NBR 16274/2014, é voltada sobretudo para usinas de grande porte, apesar de não especificar a potência mínima da usina, a norma é requisito para usinas à partir de minigeração distribuída, ou seja, no mínimo de 75 kW; e tem o objetivo de analisar o comportamento da planta fotovoltaica e de seus principais componentes (NBR-16274, 2014).

A NBR 16274/2014 cita dois tipos de avaliação:

- avaliação de desempenho tipo 1 – indicada para sistemas fotovoltaicos com apenas um inversor (um subsistema) e um medidor de energia;
- avaliação de desempenho tipo 2 – indicada para sistemas fotovoltaicos com múltiplos subsistemas, cada um com medidor de energia próprio (independente de haver ou não um medidor comum).

Como a USF LDTEA possui quatro inversores, reduziremos o escopo de estudo para avaliação tipo 2.

2.1.1.1 Avaliação de Desempenho Tipo 2 de Acordo com a Norma

Esta avaliação é dividida em 08 etapas; e iniciada após a instalação, comissionamento e operacionalização do sistema fotovoltaico.

A Etapa 1 da avaliação é iniciada pela instalação dos sensores de irradiância e temperatura de célula para irradiância total (G) colocado na mesma inclinação dos módulos; para irradiância característica total (G_C); e para a temperatura de célula (T_C).

A Etapa 2, tem intuito para adaptação dos sensores, em que devem permanecer instalados por 15 dias antes de iniciar os ensaios, a fim de representar as condições de operações mais próxima da realidade; exceto o piranômetro que deve ser mantido limpo.

A Etapa 3 é a medição dos arranjos fotovoltaicos, tem como o procedimento o ensaio da curva IV com equipamento apropriado (este ensaio não será tema do escopo neste trabalho); também nesta etapa, é realizada uma leitura preliminar dos medidores de energia dos subsistemas fotovoltaicos.

A Etapa 4 é responsável pela detecção de problemas, apesar de ser opcional, é de suma importância a aplicação de rotinas de verificação, e se, identificadas problemas, investigar suas causas.

Na Etapa 5 de fato se inicia a medição de parâmetros ambientais e elétricos; como a irradiância, temperatura de célula e potências na entrada e saída do inversor; e também a primeira leitura dos medidores de energia, observa-se que diferentemente da Etapa 3, em que deve ser feita a leitura preliminar, essa é a leitura a fim de iniciar a coleta dos dados.

A Etapa 6 é a conclusão sobre as causas de funcionamento anômalo e segunda leitura dos medidores de energia; pois se for identificado algum problema no sistema fotovoltaico, após uma criteriosa análise dos problemas para sua correção.

Etapa 7 resulta no cálculo da energia injetada na rede comparando com a energia medida.

Etapa 8 procede na projeção do desempenho global (PR) anual, é justamente um dos indicadores mais importantes na análise no campo da energia solar.

2.2 Sistema de Monitoramento

O Sistema de Monitoramento é composto primordialmente pela estação solarimétrica, esta contém os dispositivos e componentes responsáveis pela coleta dos dados

solares (LIRA; SOARES; SANTOS, 2016).

Uma das estações utilizadas no mercado fotovoltaico são feitas em torres de alumínio com 3 metros de altura em treliça; possibilitando a personalização do projeto (protetor de surto, disjuntor, altura da torre, cercado, aterramento, cabeamento interno e eletroca-lha) (HUKSEFLUX, 2021a).

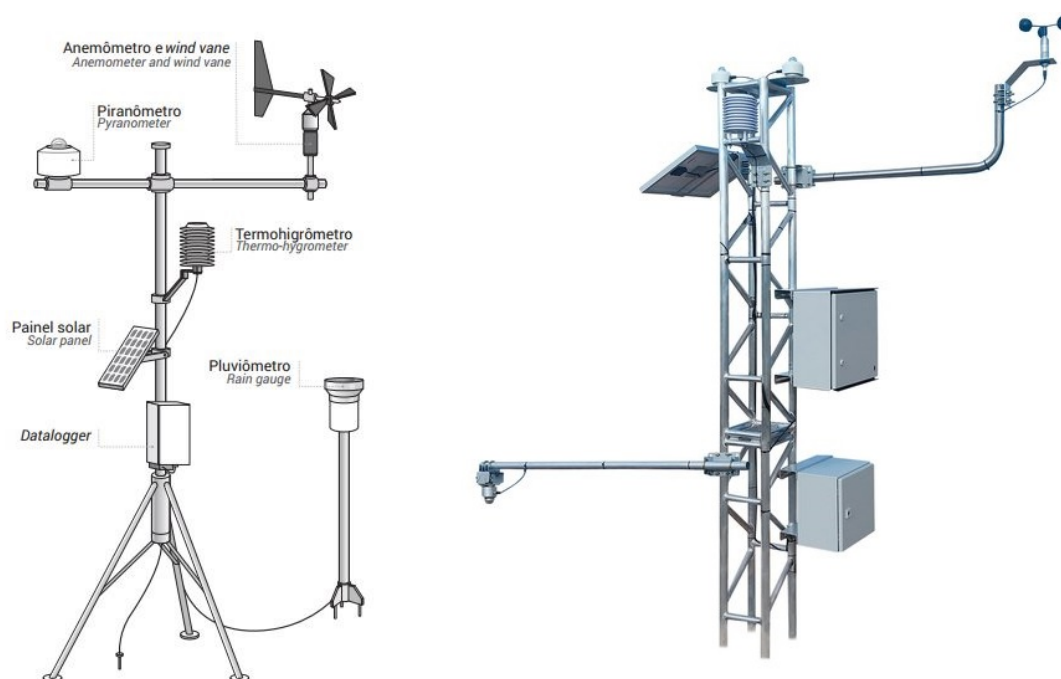


Figura 2 – a) Estação Solarimétrica Típica (SCHUBERT, 2019) b) Estação Solarimétrica em Treliça (HUKSEFLUX, 2021a)

No Campus da Faculdade do Gama (FGA), está instalado a estação solarimétrica em treliça, conforme na Figura 3; e a seguir será exposto sumariamente cada componente da estação e logo em seguida, as especificações técnicas dos mesmos que foram instalados na FGA.

2.2.1 Piranômetro

O piranômetro é o principal dispositivo que capta a radiação solar global, proveniente de todas as direções incidente sobre o aparelho, em um plano de 180° , expressa em W/m^2 (VIAN et al., 2021). Seu funcionamento se baseia no uso de um aparelho de detecção térmico passivo, denominado termopilha; em que responde à potência absorvida pelo revestimento de superfície preta que aquece - como podemos ver na indicação nº 4 da Figura 4 - este calor flui através de uma resistência térmica e então convertida em um sinal de tensão (FRONTIN; BRASIL, 2017).



Figura 3 – Estação Solarimétrica Instalada na FGA.

O espectro de comprimento de onda da radiação solar se estende entre 285 a 3000 $\cdot 10^{-9}$ m; e o feixe de radiação varia a inclinação de incidência, portanto o pirânometro responde com um sinal entre 0 e 1 V (HUKSEFLUX, 2021b), o que torna de extrema importância a acurácia e calibração deste dispositivo.

É comum ver o painel solar em estações meteorológicas, que pode ser utilizado para medir a energia transformada em energia elétrica, ou também serem utilizadas em como células de referência (MEYDBRAY; EMERY; KURTZ, 2012).

Abaixo algumas especificações técnicas e sua imagem representativa (HUKSEFLUX, 2021a):

- Fabricante: Hukseflux;
- Modelo: SR05 - D2A2;
- Mensura: Radiação solar global;
- Classificação ISO: Segunda Classe;
- Incerteza de calibração: < 1,8%;
- Faixa espectral: 285 - 3000 nm;
- Faixa de medição: 0 a 1600 W/m²;

- Sinal de saída: RS-485 Modbus / 0-1 V;
- Alimentação: 5 a 30 VDC;

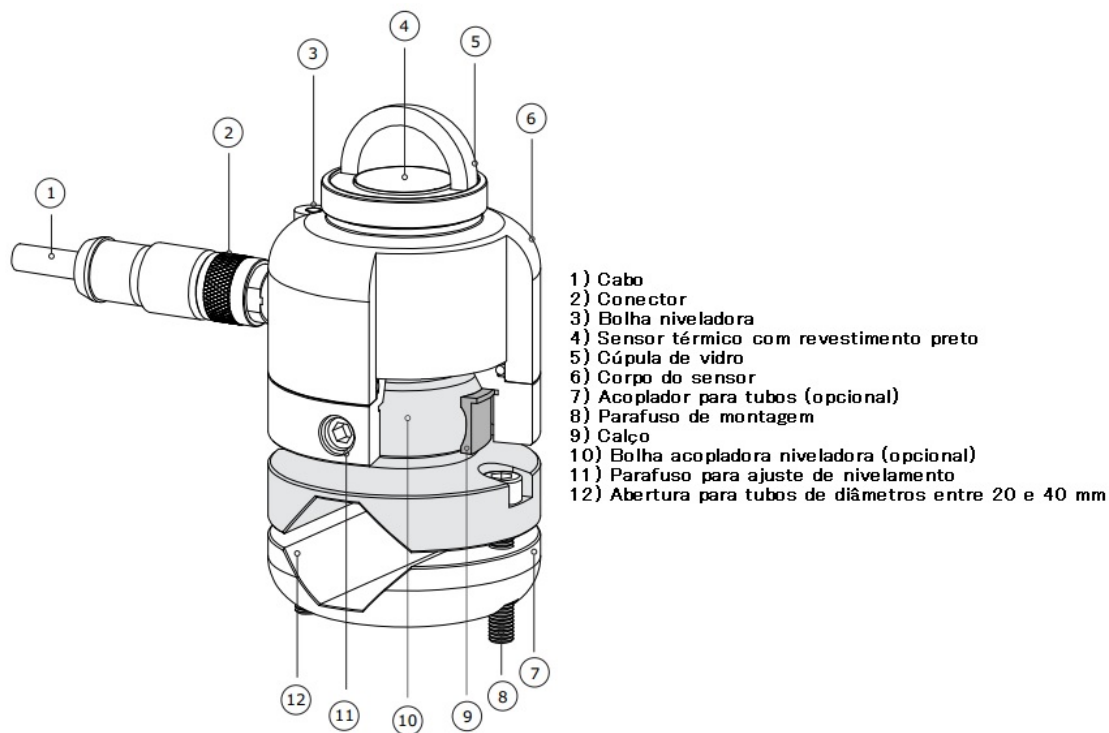


Figura 4 – Visão global do Piranômetro SR05.

Fonte: (HUKSEFLUX, 2021a)



Figura 5 – Piranômetro Hukseflux.

Fonte: (HUKSEFLUX, 2021a)

2.2.2 Sensores de Temperatura e Umidade Relativa do Ar

Muito importante nos dimensionamentos das USF's é a consideração da temperatura de operação, pois esta é inversamente proporcional à tensão fornecida pelas placas fotovoltaicas, e muitos projetistas considerando apenas a tabela de características elétricas em STC (*Standard Test Conditions*) dos *datasheets*, que são testes feitos em laboratórios com parâmetros de irradiância solar de 1000 W/m^2 e temperatura de 25°C , além de comprometer os equipamentos elétricos, pode desperdiçar geração de energia (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Para o melhor acompanhamento das condições de operações das USF's, é de suma importância os sensores de temperatura nos módulos, do ar ambiente, e também da umidade relativa do ar, e o dispositivo na Figura 6 a seguir é responsável pela medição da umidade e temperatura ambiente; possui alta acurácia, proteção contra intempéries, pois os componentes eletrônicos são encapsulados, representado na Figura 6 (ELEKTRONIK, 2021a).

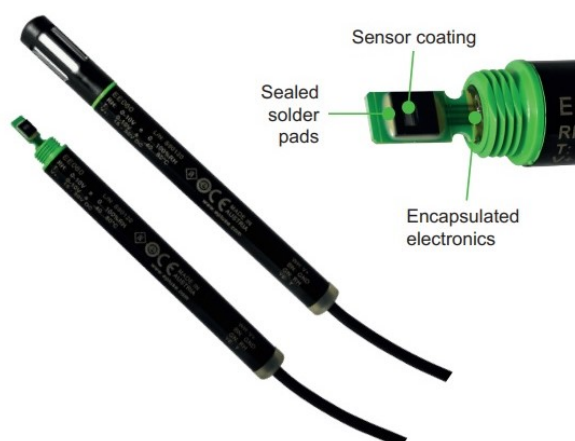


Figura 6 – Sensor de Temperatura Ambiente e Umidade Relativa do Ar (ELEKTRONIK, 2021a)

O revestimento do sensor é uma camada aplicada em cima do elemento, a fim de estender a vida útil e performance do mesmo, tendo em vista que o contato com poeira, água e outras sujeiras pode alterar a impedância e a fidelidade da medição; em que pode trabalhar com sinal de saída na faixa de 0 a 10 V (ELEKTRONIK, 2021a).

Para casos em que se necessita fazer medições em ambientes externos, é necessário a proteção, também chamada de escudo, com a finalidade de abrigar contra chuvas, radiação solar e sobrecarga térmica, como visto na Figura 7.

As especificações técnicas do sensor de temperatura e umidade relativa está a seguir (ELEKTRONIK, 2021a):

- Fabricante: Hukseflux;

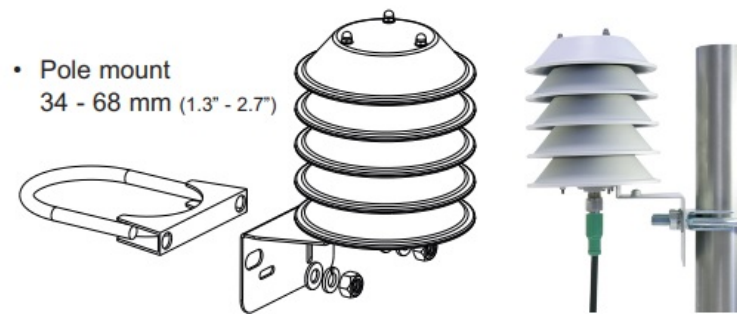


Figura 7 – Proteção para o sensor de temperatura.

Fonte: (ELEKTRONIK, 2021b).

- Modelo: EE060;
- Faixa de medição:
 - Temperatura: -40°C até 80°C ;
 - Umidade do ar: 0% a 100%;
- Precisão:
 - Temperatura: $\pm 0,3^{\circ}\text{C}$;
 - Umidade: $\pm 2,5\%$;
- Sinal de saída: 0-1 V;
- Alimentação: 3,6 a 30 VDC.

2.2.3 Anemômetro e Sensor de Direção de Vento

O sensor de direção de vento, como o nome já expõe, indica a direção que o vento está fluindo, e sua faixa de rotação é entre 0 e 360° , isto é, o aparelho varre todas as direções; conforme a Figura 8, o dispositivo possui em sua estrutura, uma espécie de leme; e de acordo com o fabricante Lambrecht (METEO, 2021a), seu aparelho possui uma saída de tensão entre 0 e 2,5 V.

As especificações técnicas do sensor de direção de vento instalada na FGA - Figura 8 - está listada abaixo (METEO, 2021a):

- Fabricante: Lambrecht;
- Modelo: ORA 14594.110;
- Faixa de medição: 0 a 360° ;
- Precisão: $< \pm 2^{\circ}$;



Figura 8 – Sensor de direção do vento.

Fonte: (METEO, 2021a).

- Resolução: $< 1^\circ$;
- Peso: 0,95 kg;
- Tensão de saída: 0 a 2,5 V;
- Alimentação: 4 a 15 VDC.

Temos ainda, o sensor de velocidade de vento, também chamado de anemômetro, como é visto na Figura 9, em que em sua estrutura possui espécie de "copos", responsáveis pela rotação do aparelho e consequentemente a aferição da velocidade do vento; de acordo ainda com o fabricante Lambrecht (METEO, 2021b), o anemômetro possui uma faixa de aferição entre 0,4 e 55 m/s; e suporta uma carga de vento de até 80 m/s, isto é, 288 km/h.



Figura 9 – Anemômetro.

Fonte:(METEO, 2021b).

Especificações técnicas do anemômetro instalado na FGA - Figura 9 - está listado abaixo (METEO, 2021b):

- Fabricante: Lambrecht;
- Modelo: ORA 14594.210;
- Faixa de medição: 0,4 a 55 m/s;
- Precisão: $< \pm 0,5$ m/s;
- Resolução: $< \pm 0,1$ m/s;
- Sinal de saída: 0 a 2,5 V;
- Alimentação: 4 a 15 VDC;
- Velocidade de vento máxima suportada: 80 m/s.

2.2.4 Registrador de Dados

Um registrador de dados, ou *datalogger*, é um dispositivo eletrônico que coleta, registra e monitora os dados provenientes de inversores, sensores e medidores; os dados então são compilados e formatados de forma que um operador possa tomar as melhores decisões (FRONTIN; BRASIL, 2017).

Um *datalogger* utilizado em aplicações fotovoltaicas é o Fieldlogger Novus (NOVUS, 2021); em que possui 08 entradas analógicas para sinais de tensão, e também de corrente.

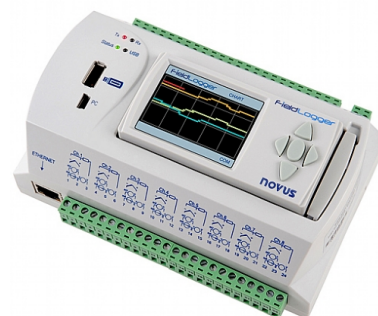


Figura 10 – Registrador de Dados.

Fonte: (NOVUS, 2021).

Na Figura 10 ainda percebemos que é possível a leitura dos dados no visor do *datalogger*, isto é exequível devido a Interface Homem Máquina (IHM), importante em manutenções ou até mesmo em inspeções de rotina ou programadas; em seguida temos algumas especificações técnicas deste modelo instalado na FGA:

- Fabricante: Novus;
- Modelo: FieldLogger;
- 08 canais de entrada analógica universal;
- Conversão analógica-digital de 24 bits;
- 128 canais virtuais para operações lógicas-matemáticas;
- Taxa de registro de até 1000/segundo;
- Coleta pode ser feita com o software configurador através da interface USB device, RS485, Ethernet ou pen drive;
- Portas de comunicação: RS485, USB, Ethernet;
- Serviços e protocolos de comunicação: Modbus TCP/IP; DHCP; HTTP; FTP; SNMP e SMTP.

2.3 Indicadores de Desempenho

O desempenho de uma usina solar fotovoltaica (USF) pode ser estabelecido dentre alguns parâmetros como os indicadores, e com isso determina-se a viabilidade técnica e econômica (KROTH; RAMPINELLI, 2020) de uma USF; será levantado três indicadores, que foram estudados através da literatura e normas acerca do assunto.

2.3.1 Disponibilidade de Produção de Energia

Corresponde ao período em que a USF irá produzir energia, permitindo comparações gerais entre ocorrências semelhantes de falhas (SIMON et al., 2020).

Para a Disponibilidade de Produção de Energia (DPE), pode-se sintetizar em três parâmetros de tempo médio de operação:

- *MUT* (do inglês *Mean Up Time*): Tempo médio de operação;
- *MDT* (do inglês *Mean Down Time*): Tempo médio de indisponibilidade de produção de energia;
- *MTBF* (do inglês *Mean Time Between Failures*): Tempo médio entre falhas.

A Figura 11 representa, de forma resumida, os parâmetros citados acima; quando uma usina está produzindo energia (*MUT*), contudo quando apresenta alguma falha, e torna-se indisponível (*MDT*); e o tempo entre as falhas (*MTBF*).

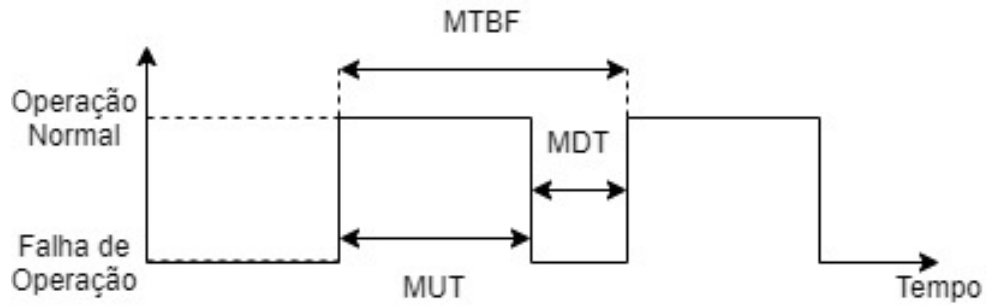


Figura 11 – Tempo médio de disponibilidade de produção de energia

Fonte: Adaptado de (SIMON et al., 2020)

Com isso, o DPE pode ser obtido através da equação (SIMON et al., 2020):

$$DPE = \frac{MUT}{MDT + MUT} = \frac{MUT}{MTBF} \quad (2.1)$$

2.3.2 Índice de Desempenho de Energia

O Índice de Desempenho de Energia (IDE) compara a energia esperada e a medida, dada em porcentagem (COMMISSION et al., 1998):

$$IDE = \frac{E_{r,med}}{E_{esp}} \quad (2.2)$$

Onde E_{med} é a energia medida; e $E_{r,med}$ é a energia esperada pela planta.

A energia medida pode ser obtida através do medidor de energia ou pelo multimetido; pode-se obter um quociente entre a energia produzida pela USF e a energia que esta USF pode fornecer.

2.3.3 Fator de Capacidade

O Fator de Capacidade (FC) é uma métrica utilizada para plantas fotovoltaicas, a fim de compará-las; baseada na potência da planta (COMMISSION et al., 1998).

O FC é a relação entre a energia gerada e a capacidade instalada de uma planta fotovoltaica.

$$FC = \frac{E_{r,med}}{P \cdot \Delta t} \quad (2.3)$$

A Equação 2.3 estabelece então a razão entre a energia medida ($E_{r,med}$), a potência da planta (P) através das somas das potências dos inversores e também do tempo de operação (Δt) dado em horas.

2.3.4 Performance Ratio PR

Um dos indicadores bastante utilizados nos tratamentos e análise de dados na esfera de energia solar, é o *Performance Ratio* (PR), em tradução livre para Razão de Performance, que mede a eficácia com que a planta fotovoltaica converte a energia coletada pelos painéis para a energia entregue ao usuário, tendo como referência ao que seria esperado da planta (DIERAUF et al., 2013).

O indicador PR é definido pela norma IEC 61724 (COMMISSION et al., 1998), a fim de medir o desempenho de operação de uma planta fotovoltaica, por conseguinte, pode-se comparar sistemas fotovoltaicos ligados em rede em locais diferente do globo terrestre, e também mensurar se a planta está correspondendo para o que foi projetada (SMA, 2014).

2.3.4.1 Cálculo da PR

Para seu cálculo, exige diferentes unidades de medida, como a energia irradiada para os módulos, ou melhor, a irradiância G_{STC} , dada em W/m^2 ; a potência nominal P_N da planta fotovoltaica, dada em W; a energia injetada $E_{r,med}$ na rede ao longo de um determinado tempo, geralmente um ano, dada em Wh/ano; e a irradiação anual total na planta fotovoltaica I_T , dada em Wh/m^2 ano (NBR-16274, 2014).

Logo a PR é fornecida em porcentagem - a fórmula matemática é mostrada na equação 2.4 - quanto mais próximo de 100%, mais eficaz é a USF; nada obstante, esse valor de 100% é inalcançável, pois durante a operação do sistema fotovoltaico ocorre perdas inevitáveis, como aquecimento e sujidades no módulo, perdas em linha, ineficiência do inversor, sombreamento, entre outros (DIERAUF et al., 2013).

$$PR = \frac{E_{r,med} \cdot G_{STC}}{P_N \cdot I_T} \quad (2.4)$$

2.4 Irradiância Solar

Tão importante quanto para a vida na Terra, pelos processos químicos, físicos e biológicos, o sol é uma importante fonte de energia, tendo em vista que sua radiação pode ser transformada em energia elétrica (ZILLES et al., 2016).

A energia emitida pelo sol através de radiação eletromagnética é chamada de radiação solar (GÓMEZ et al., 2018). Mas para a engenharia essa radiação ainda é classificada em:

- Radiação global;
- Radiação direta;

- Radiação difusa.

Na Figura 12, temos a representação das componentes da radiação solar citadas, e também da radiação refletida, chamada de albedo, atualmente muito importante devido a inserção de módulos bifaciais no mercado (MOEHLECKE, 2012).

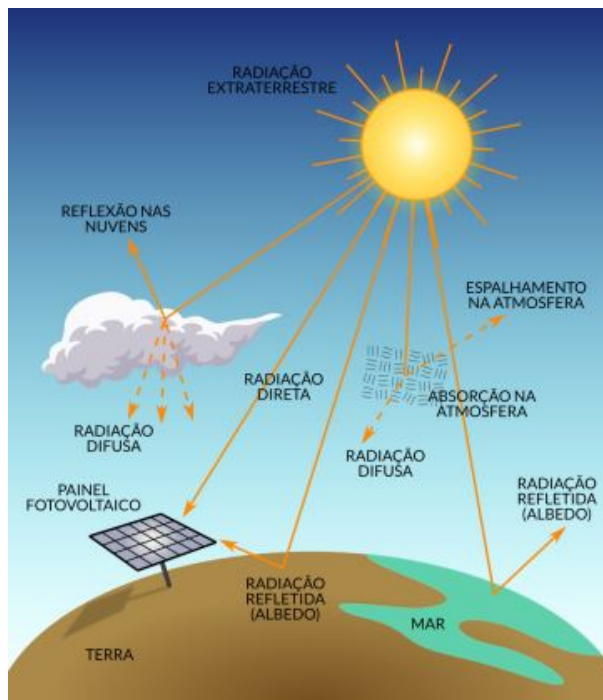


Figura 12 – Representação das componentes da radiação solar

Fonte: (TIEPOLO et al., 2018)

Como pode-se ver, a radiação global é composta pelas radiações: direta, que é emitida diretamente ao plano horizontal como um módulo fotovoltaico; e difusa, correspondendo aos raios solares que alcançam indiretamente, devido a difração na atmosfera, nuvens, ou até mesmo poeira (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Existe ainda a radiação refletida - albedo - é definida após refletir pelo ambiente que está em volta, tal qual o solo, edificações e etc (TIEPOLO et al., 2018).

A quantificação destas radiações é denominado irradiância, também chamada de irradiação, expressa por W/m^2 (Watt por metro quadrado), isto é, unidade de potência por unidade de área; para a indústria fotovoltaica o valor de referência é de $1000 W/m^2$, principalmente em provas de laboratório em condições STC (*Standard Test Conditions*).

2.5 Direção do Feixe de Radiação Solar

As relações geométricas entre um plano de uma orientação particular relativa ao plano terrestre, em um determinado tempo - seja a orientação particular fixa ou em

movimento como nos *trackers* - e o feixe de entrada da radiação solar, em determinada posição relativa do Sol à Terra, pode ser determinada através de convenções de ângulos (DUFFIE; BECKMAN; BLAIR, 2020), como se seguem:

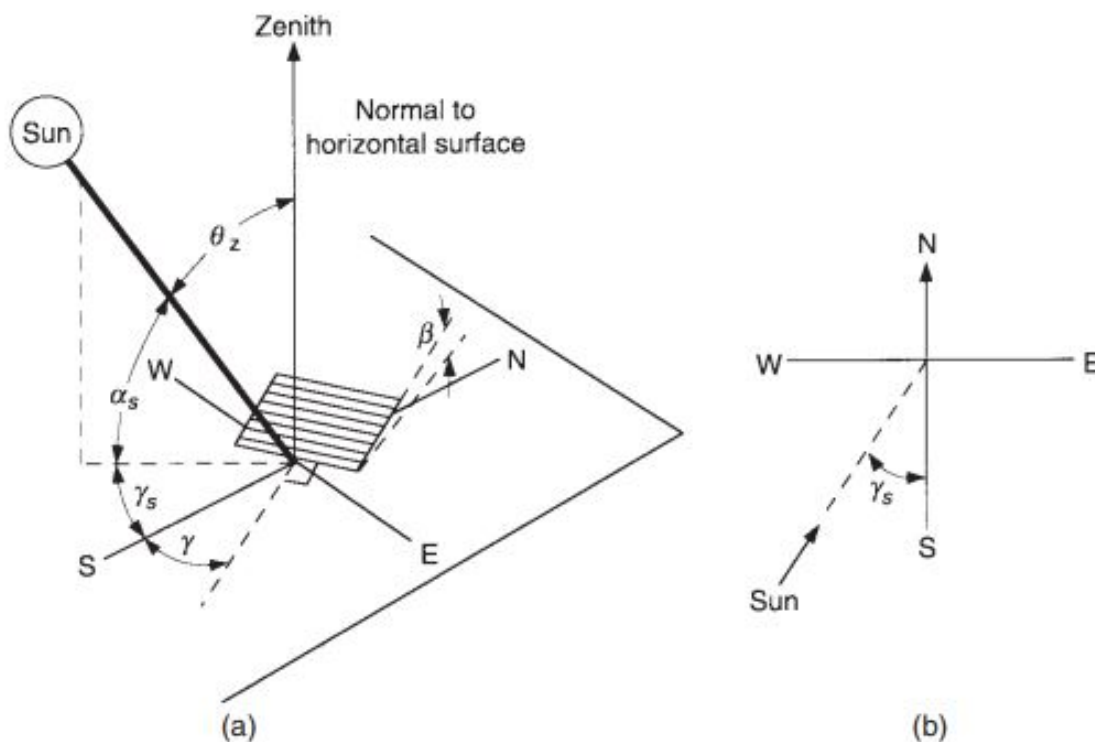


Figura 13 – a) Ângulos de referência em uma radiação solar. b) Vista do plano mostrando o ângulo do azimute solar

Fonte: (DUFFIE; BECKMAN; BLAIR, 2020)

Latitude ϕ : Localização angular norte ou sul da Linha do Equador, sendo o norte como positivo; $-90^\circ \leq \phi \leq 90^\circ$.

Longitude L : Localização angular a oeste do Meridiano de *Greenwich* ($0^\circ \leq L \leq 360^\circ$).

Declinação δ : Posição angular do sol ao meio-dia (quando o sol se encontra no meridiano local), respeitando o plano do equador, sendo norte positivo; $-23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ$.

Inclinação β : Ângulo entre a superfície do plano particular em questão e a horizontal, por exemplo, a inclinação do módulo fotovoltaico; $0^\circ \leq \beta \leq 180^\circ$ ($\beta \geq 90^\circ$ significa que a superfície do módulo está virada para o solo).

Ângulo Azimutal da Superfície γ : O desvio entre a projeção da superfície normal em particular na superfície horizontal e o meridiano local, com o zero no sul, leste negativo, e oeste positivo; $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$.

Hora angular ω : Deslocamento angular do sol a leste ou oeste do meridiano local

devido à rotação da Terra em seu eixo a 15° por hora; manhã negativo, tarde positivo.

Ângulo de Incidência θ : Ângulo entre o feixe de radiação em uma superfície e o ângulo normal desta mesma superfície.

Na Figura 13 constata-se várias dessas relações geométricas; e em acréscimo aos ângulos dispostos até aqui, será definido mais três ângulos a respeito da posição do Sol no céu.

Ângulo de Zênite θ_z : Ângulo formado entre a vertical e a linha do sol, isto é, o ângulo de incidência da radiação na superfície horizontal.

Ângulo de Altitude Solar α_s : Ângulo entre a horizontal e a linha do sol, isto é, é o ângulo complementar do ângulo de zênite.

Ângulo de Azimute Solar γ_s : Ângulo entre a projeção do feixe de radiação na superfície horizontal.

2.5.1 Radiação Solar em uma Superfície Inclinada

Como pode se constatar na seção anterior 2.5, uma superfície inclinada, como um painel fotovoltaico, pode receber radiação solar direta, difusa e também refletida. A direção recebida pela radiação difusa é devida a distribuição no domo do céu, em função das condições de nebulosidade e clareza atmosférica, que são altamente variáveis (DUFFIE; BECKMAN; BLAIR, 2020).

Para entendermos melhor a radiação difusa recebida, considera-se um volume no espaço como um domo, ou melhor, uma cúpula, vista na figura abaixo

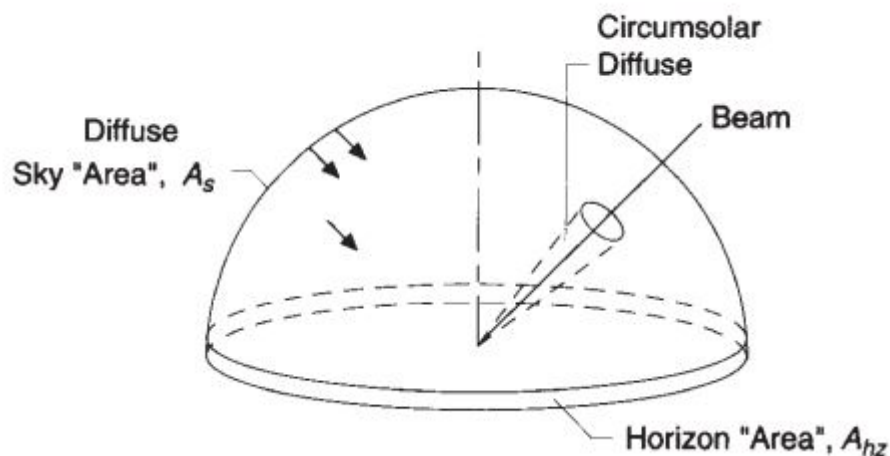


Figura 14 – Esquemático da distribuição da radiação difusa sobre uma cúpula do céu.

Fonte: (DUFFIE; BECKMAN; BLAIR, 2020)

Então o modelo de radiação difusa é composta por três partes. A primeira parte é

isotrópica, em que a radiação é recebida uniformemente pela cúpula do céu. A segunda parte é a **circunsolar difusa**, resultante da dispersão do feixe de radiação solar direta, em que se concentra na parte do céu em torno do sol. E a terceira parte, **brilho do horizonte**, concentrado próximo à superfície horizontal, mais proeminente em dias com céu aberto, isto é, ensolarados.

Nas radiações refletidas, há o parâmetro de refletância ρ_g (albedo) do solo; uma alta refletância resulta indica uma reflexão solar de volta para o céu, que pode ser espalhado pelo **brilho do horizonte**.

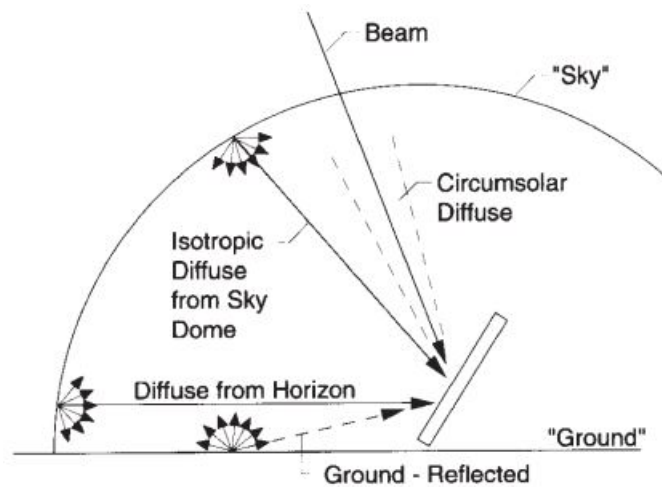


Figura 15 – Radiação Difusa e suas Partes.

Fonte: (DUFFIE; BECKMAN; BLAIR, 2020)

Na Figura 15, temos as três partes mencionadas expostas, e também o albedo; e seguindo este modelo, tem-se a relação de radiação relativa em uma superfície inclinada (R), que propõe o quociente entre a radiação total em uma superfície inclinada I_T e a radiação total em uma superfície horizontal I (DUFFIE; BECKMAN; BLAIR, 2020), este último pode ser medido pelo piranômetro.

$$R = \frac{\text{radiação total em uma superfície inclinada}}{\text{radiação total em uma superfície horizontal}} = \frac{I_T}{I} \quad (2.5)$$

O parâmetro R pode ser ainda definido pela equação exposta pelo autor (DUFFIE; BECKMAN; BLAIR, 2020):

$$R = \frac{I_b}{I} R_b + \frac{I_d}{I} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (2.6)$$

Onde R_b é a relação entre a irradiação direta em uma superfície inclinada e a irradiação direta em uma superfície plana:

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (2.7)$$

3 Usina Solar Fotovoltaica do Laboratório de Desenvolvimento de Transportes e Energias Alternativas

Neste capítulo será abordada a USF instalada no Laboratório de Desenvolvimento de Transportes e Energias Alternativas (LDTEA), a fim de contextualizar a planta fotovoltaica instalada na FGA, e que é o objeto de análise de desempenho neste Trabalho.

3.1 Descrição da USF LDTEA

A usina instalada no telhado do LDTEA, é fixado em estruturas de alumínio, estes são aprisionados através de parafusos na estrutura do telhado, ocupando 706,94 m² de área, conforme disposição na Figura 16.



Figura 16 – Usina Solar Fotovoltaica do LDTEA.

A usina instalada no LDTEA é composta por 320 módulos fotovoltaicos com potência de pico 400 Wp, totalizando 128 kWp; conectado a 4 inversores, com potência nominal de 30 kW cada, formando uma planta de minigeração de 120 kW.

3.1.1 Detalhamento do Sistema Fotovoltaico

3.1.1.1 Módulo Fotovoltaico

Comercialmente chamados de painéis fotovoltaicos, ou placas; os módulos fotovoltaicos são compostos por células fotovoltaicas (VILLALVA; GAZOLI, 2012), arranjadas em uma estrutura resistente, e conectadas eletricamente em série, a fim de produzir tensões maiores; são um dos componentes mais importantes de um gerador fotovoltaico, incumbido de transformar a energia dos fótons em energia elétrica (LUQUE; HEGEDUS, 2011).

O módulo fotovoltaico que compõe a USF LDTEA, é fabricado pela Canadian Solar, de classificação "A" pelo INMETRO, além de ser certificado por instituições internacionais, seguindo protocolos rigorosos de testes.

O Quadro a seguir, denota as características técnicas do módulo fotovoltaico em questão (CANADIAN, 2021):

Descrição Comercial	
Fabricante:	Canadian Solar
Sigla:	CS3W-400P
Tecnologia de construção:	Policristalino
Características Elétricas	
Potência máxima:	400 W
Rendimento:	18.11%
Tensão nominal:	38,7 V
Tensão em aberto:	47,2 V
Corrente nominal:	10,34 A
Corr. de curto-circuito:	10,90 A
Características Físicas	
Dimensões:	2108 x 1048 x 40 mm
Peso:	24,9 kg

3.1.1.2 Inversor

Basicamente, a função do inversor é converter a energia em corrente contínua produzida pela planta fotovoltaica, para a carga em corrente alternada (LUQUE; HEGEDUS, 2011); utilizados em âmbito residencial, comercial e industrial; muitos desses inversores são caracterizados pela conexão na rede, os chamados *on-grid*, ou *grid-tie*.

Na Figura 17, estão expostos os quatro inversores da planta fotovoltaica instalada no LDTEA; e no Quadro a seguir, as especificações técnicas deste equipamento (CANADIAN, 2021):

Especificações do Inversor

Descrição Comercial	
Fabricante	Canadian Solar
Sigla	CSI-30K-T400
Características Elétricas	
Quantidade de MPPT	3
Total de Strings	6
Faixa Tensão MPPT	200 - 1000 V
Tensão Máx de Entrada	1100 V
Potência Nominal CA	30 kW
Tensão de Saída	400 V
Rendimento	98.80%
Dimensões	
Dimensões:	647 x 629 x 252 mm
Peso:	45 kg



Figura 17 – Inversores da USF LDTEA.

4 Avaliação de Desempenho

A norma ABNT NBR 16274/2014 possui três focos: requisitos de documentação; verificação; e avaliação de desempenho (NBR-16274, 2014); esta última será o objeto de nossa análise e discussão.

No capítulo 10 da ABNT 16274/2014 são descritos dois tipos de procedimentos para a avaliação de desempenho, em que nos desprenderemos no Tipo 2.

Após realizar a fundamentação teórica, e consoante a norma citada nesta seção, será proposta uma metodologia, a fim de viabilizar análises de desempenhos de USFs instaladas na FGA-UnB, posteriormente.

4.1 Metodologia de Avaliação para o Caso da FGA

Este tipo de avaliação consiste em oito etapas, passando pelo início dos ensaios até a projeção do desempenho global - *Performance Ratio* (PR).

Destarte, após a instalação, comissionamento e operacionalização da USF, é de suma importância a realização dos ensaios de avaliação de desempenho (SANTOS et al., 2020); portanto, para início dos ensaios, com a instalação e funcionamento da estação meteorológica, o foco será dado nesta primeira etapa para os sensores de irradiância e temperatura de célula, que foram abordados na Seção 2.2, tais quais:

- Piranômetro: Medir irradiância global (G);

A segunda etapa consiste na obtenção de dados de produção: Tensão (V_{med}), corrente (I_{med}), potência (P_{med}), e energia ($E_{r,med}$). A coleta pode ser feita através de plataformas dos inversores conectados à internet.

Na terceira etapa, é feita a organização dos dados coletados nas etapas anteriores, a fim de coincidir o período da coleta de dados; para então prosseguirmos para a quarta etapa, que é a determinação das irradiâncias direta normal (I_{bn}) e a difusa (I_d), pois o dispositivo que se encontra na estação meteorológica da FGA-UnB, mensura a irradiância global.

A quinta etapa, é determinada pela elaboração de simulações em *softwares* comerciais, como PVSyst ou PVSol (ZANCHETTA et al., 2020); pois na sexta etapa realiza-se a comparação dos resultados medidos com os resultados simulados; caso se detecte alguma discrepância, deve checar erros e atuar em suas correções, que é justamente a sétima etapa.

Percebe-se que todas etapas estão entrelaçadas entre si, até podermos calcular o PR anual ou do tempo estabelecido, e para esse fim, utiliza-se a mesma fórmula da norma ABNT 16274/2014:

$$PR = \frac{E_{r,med} \cdot G_{STC}}{P_N \cdot I_T} \quad (4.1)$$

Onde:

- G_{STC} : Irradiância nas condições padrão de ensaio (igual a 1.000 W/m²);
- P_N : Potência nominal do sistema fotovoltaico;
- I_T : Irradiação total no plano do(s) arranjo(s) fotovoltaico(s).

Na Figura 18 temos representado um fluxograma para visualização dos procedimentos proposto de avaliação de desempenho; constata-se que as etapas 1 e 2 são feitas através de coleta de dados da estação meteorológica e da plataforma *online* do inversor; em seguida, é feita a organização destes dados na etapa 3, de forma a começar o seu tratamento; não obstante, a etapa 4 consiste em uma dedução das irradiâncias direta normal e difusa, que veremos a seguir na Seção 4.2.

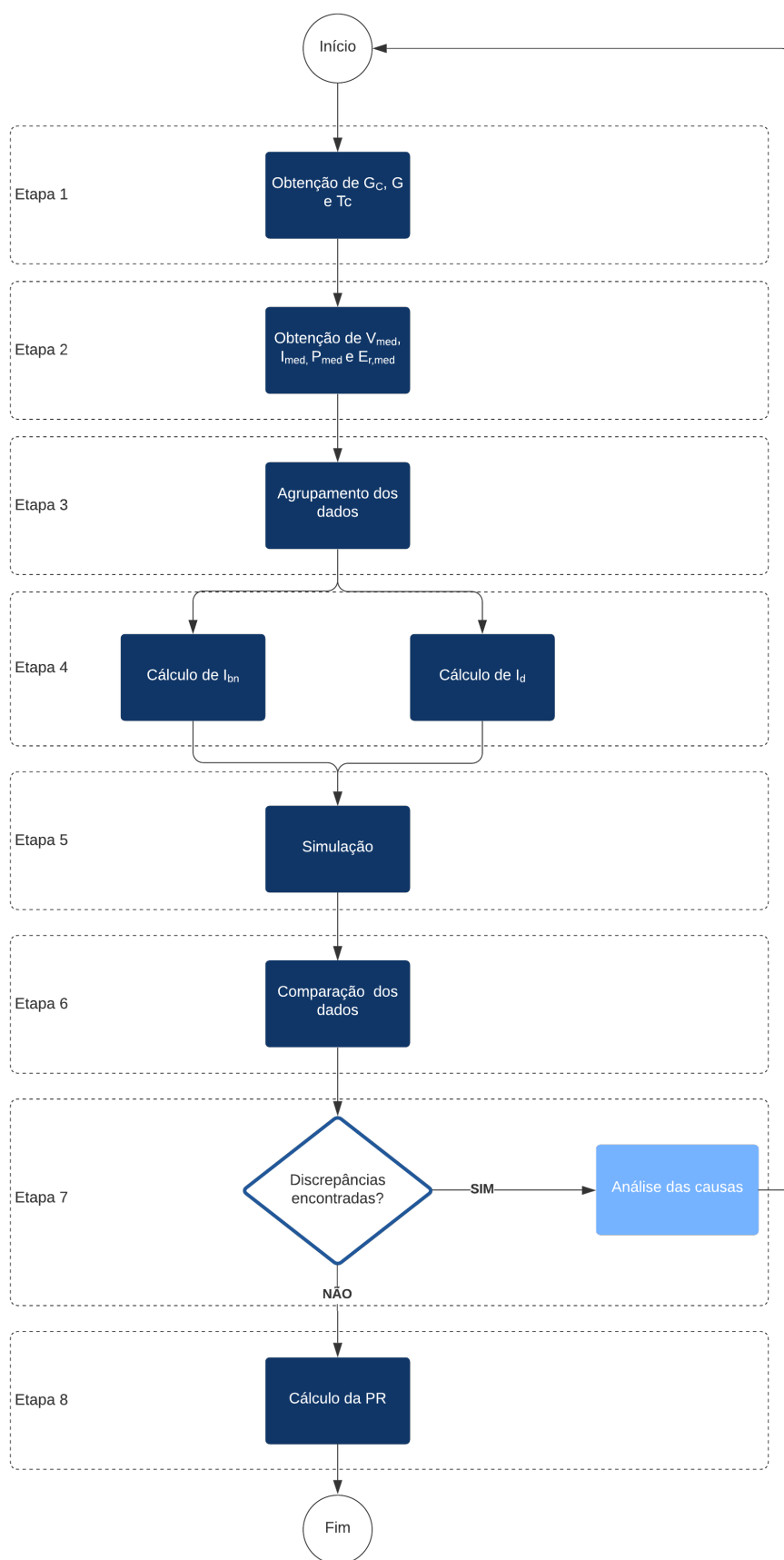


Figura 18 – Fluxograma da metodologia proposta de avaliação

Fonte: Autor.

4.2 Cálculo das Irradiância Direta Normal e Irradiância Difusa

Para obtenção dessas irradiâncias, na ausência de dispositivos específicos para esse fim, pode-se utilizar linguagens de programação como ferramenta para auxílio, ou também planilhas Excel. O desenvolvimento das equações a seguir, foram baseadas por (DUFFIE; BECKMAN; BLAIR, 2020) e com adaptações de (SANTOS et al., 2020).

4.2.1 Variação da Radiação Extraterrestre

A fonte de radiação extraterrestre a ser considerada neste trabalho, será proveniente do Sol de nosso Sistema Solar, e de acordo com (DUFFIE; BECKMAN; BLAIR, 2020), essa radiação possui uma variação durante o ano, tendo como variáveis a distância entre o Sol e a Terra, e também da própria atividade solar.

Para o propósito de nosso trabalho, apresentaremos a seguinte equação 4.2 para irradiação extraterrestre incidente em um plano normal G_{on} , em W/m^2 :

$$G_{on} = G_{sc}(1.000110 + 0.034221 \cos B + 0.001280 \sin B + 0.00719 \cos 2B + 0.000077 \sin 2B) \quad (4.2)$$

A constante solar G_{sc} é a energia proveniente do sol, por unidade de tempo, recebida em uma unidade de área, perpendicular à direção de propagação da radiação, dada em $1.367 W/m^2$.

O parâmetro B é o ângulo correspondente ao dia do ano, dado em graus; e n é o dia do ano em análise:

$$B = (n - 1) \frac{360}{365} \quad (4.3)$$

4.2.2 Hora Solar e Hora Legal

A hora legal é a hora oficial de um fuso, determinado pelo homem, em que se dividiu a Terra em 24 partes iguais, com 15° cada uma, e cada fuso será iluminado pelo Sol em certo tempo, devido à rotação da Terra, isto significa que os lugares que estiverem dentro de um mesmo fuso, marcará a mesma hora.

A hora solar é o tempo baseado no movimento angular aparente do Sol no céu, pois na verdade é a Terra que se movimenta e não o Sol. Logo a hora solar, é a hora em que o Sol aparecerá e desaparecerá, pois em um mesmo fuso, o Sol cobre gradualmente determinada área do globo terrestre (DUFFIE; BECKMAN; BLAIR, 2020).

Dessarte, a hora solar não coincide com a hora legal, e essa é usada em na relação sol-ângulo; portanto, torna-se necessário a conversão da hora legal para hora solar, através

de duas correções. A primeira, é a correção da constante na diferença entre as longitudes do meridiano em que está o observador e o meridiano em que a hora local é baseada. Tendo em vista, que o Sol leva 04 minutos para percorrer 1º de meridiano (DUFFIE; BECKMAN; BLAIR, 2020).

A segunda correção é devida a equação do tempo, em que se leva em conta as perturbações na taxa de rotação, que afeta o tempo em que o Sol atravessa o meridiano (DUFFIE; BECKMAN; BLAIR, 2020). Portanto, a diferença em **minutos** entre a hora solar e a hora legal é:

$$\text{Hora Solar} = \text{Hora Legal} + 4(L_{st} - L_{loc}) + E \quad (4.4)$$

Onde L_{st} é a longitude do fuso horário; L_{loc} é a longitude em questão da localização do Sol; ambos são dados em graus ($0^\circ < L < 360^\circ$). O parâmetro E é a equação do tempo, referente à segunda correção dita anteriormente.

$$E = 229.2(0.000075 + 0.001868 \cos B - 0.032077 \sin B - 0.014615 \cos 2B - 0.04089 \sin B) \quad (4.5)$$

Onde B é dado na Equação 4.3.

4.2.3 Ângulo do Zênite

Vimos na seção 2.5 que o ângulo do zênite é devido entre a vertical e a linha de feixe da radiação; logo, a determinação deste ângulo é importante para obtenção da radiação extraterrestre projetada sobre uma superfície horizontal I_0 ; vale ressaltar que diferentemente de G_{on} em que a radiação é projetada em um plano perpendicular.

Portanto, através da adaptação feita por (SANTOS et al., 2020), pode-se obter o ângulo de zênite θ_z :

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \phi \cdot \sin \delta \quad (4.6)$$

Recordando da seção 2.5, temos ϕ como latitude; δ como declinação; e ω como hora angular do Sol em graus, exposta na equação 4.8 abaixo; a declinação é definida pela equação de Cooper (DUFFIE; BECKMAN; BLAIR, 2020) na equação 4.7 a seguir:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left(360 \frac{284 + n}{365} \right) \quad (4.7)$$

$$\omega = 15^\circ (\text{hora solar} - 12) \quad (4.8)$$

Por fim, com o ângulo de zênite determinado, alcançamos a radiação extraterrestre projetada sobre uma superfície horizontal I_0 , de suma importância para o próximo passo, cálculo da irradiação difusa:

$$I_0 \cong G_{on} \cdot \cos \bar{\theta}_z \cdot \Delta t \quad (4.9)$$

Onde $\bar{\theta}_z$ é o ângulo de zênite no meio do período analisado Δt , por exemplo, se a análise foi feita entre 10h00m e 11h00m, o $\bar{\theta}_z$ é o ângulo às 10h30m, e $\Delta t = 1h$.

4.2.4 Índice de Claridade k_t

A ocorrência de períodos de vários níveis de radiação, em dias considerados de céu limpo, ou com nebulosidade maior, é de alto interesse, pois há uma correlação entre a irradiação solar global I (medida pelo piranômetro) e a irradiação extraterrestre projetada sobre uma superfície horizontal I_0 , denominada de índice de claridade k_t :

$$k_t = \frac{I}{I_0} \quad (4.10)$$

Com o valor do índice de claridade em mãos, pode-se calcular a irradiação difusa I_d através da seguinte correlação (DUFFIE; BECKMAN; BLAIR, 2020):

$$\frac{I_d}{I} = \begin{cases} 1,0 - 0,09 \cdot k_t & \text{para } k_t \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604k_t + 4,388k_t^2 - 16,638k_t^3 + 12,336k_t^4 & \text{para } 0,22 < k_t \leq 0,80 \\ 0,165 & \text{para } k_t > 0,80 \end{cases}$$

Subsequente, deve-se calcular a irradiância direta normal I_{bn} , sabendo que esta radiação é devida ao feixe perpendicular à superfície do módulo, devemos decompô-la da irradiação direta I_b . Entendendo que a irradiação global é composta pelas irradiações direta e difusa ($I = I_b + I_d$), temos a seguinte correlação:

$$I = I_b + I_d \quad (4.11)$$

Dividindo todos os termos de 4.11 por I , e em seguida isolar o termo de radiação direta:

$$\frac{I_b}{I} = 1 - \frac{I_d}{I} \quad (4.12)$$

Consequente, através da equação 4.13 dada por (SANTOS et al., 2020).

$$I_{bn} = \frac{I_b}{\cos \bar{\theta}_z} \quad (4.13)$$

Em seguida manipulando 4.18, multiplicando o numerador e denominador por I , teremos:

$$I_{bn} = I \cdot \frac{I_b}{I} \cdot \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (4.14)$$

Substituindo o termo $\frac{I_b}{I}$ presente na equação 4.18, pela correlação da equação 4.12, atinge-se o cálculo da irradiação direta normal:

$$I_{bn} = I \cdot \left(1 - \frac{I_d}{I}\right) \cdot \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (4.15)$$

O fim desta seção corresponde a etapa 4 do modelo proposto para avaliação de desempenho de uma planta fotovoltaica, e de acordo com o fluxograma na Figura 18, a próxima etapa 5 é a de simulação, subsequente a etapa 6 é responsável pela comparação dos dados simulados e calculados, contudo para isso, deve-se ter em mãos o seguinte cálculo para comparação: A irradiância no plano dos módulos.

4.3 Cálculo de Dados para Comparativo com a Simulação

Será abordado todo o conceito teórico matemático, mas o tratamento desses dados podem ser feitos através de programas computacionais, ou planilhas; iniciando na obtenção do cálculo da irradiância no plano dos módulos.

De acordo com o Anexo A, disponibilizado pela empresa Conceptu, instaladora da usina do LDTEA, a usina solar fotovoltaica possui uma PR de 0,77 em um período de 01 ano.

4.3.1 Irradiância no Plano dos Módulos

Pelo piranômetro, tem-se a irradiação solar global medida, devido a superfície horizontal, contudo, a fim de saber a irradiação para uma superfície inclinada, há a necessidade de obter a radiação relativa em uma superfície inclinada (R), e também do ângulo de incidência θ .

Para se determinar a energia que chega aos módulos, é preciso saber o ângulo de incidência θ na superfície do módulo, a partir da equação a seguir (DUFFIE; BECKMAN; BLAIR, 2020) .

$$\begin{aligned}
\cos \theta = & \text{sen } \delta \text{ sen } \phi \text{ cos } \beta - \text{sen } \delta \text{ cos } \phi \text{ sen } \beta \text{ cos } \gamma \\
& + \text{cos } \delta \text{ cos } \phi \text{ cos } \beta \text{ cos } \omega \\
& + \text{cos } \delta \text{ sen } \phi \text{ sen } \beta \text{ cos } \gamma \text{ cos } \omega \\
& + \text{cos } \delta \text{ sen } \beta \text{ sen } \gamma \text{ sen } \omega
\end{aligned}
\tag{4.16}$$

Relembrando os conceitos da Seção 2.5, onde δ é a declinação; ϕ é a latitude; β é a inclinação do módulo em relação ao plano horizontal; γ é o ângulo azimutal da superfície; e ω é a hora angular.

Com o cálculo de $\cos\theta$, é fácil obter R_b definido na Subseção 2.5.1, em seguida manipulando a Equação 2.5, obtém-se a irradiação total sobre a superfície inclinada I_T :

$$I_T = R \cdot I \tag{4.17}$$

4.4 Energia Produzida pelo Arranjo e Inversor

Os *datasheets* possuem as informações técnicas do módulo, como por exemplo na Figura 19, obtidas em ensaios de laboratórios, com irradiância de 1.000 W/m², a temperatura de 25°C, e para saber a energia produzida em um arranjo, deve-se multiplicar o número de módulos em série que se encontra no arranjo, pela sua tensão $V_{\text{arranjo}} = N \cdot V_{\text{IMP}}$.

ELECTRICAL DATA STC*					
CS3W	395P	400P	405P	410P	415P
Nominal Max. Power (Pmax)	395 W	400 W	405 W	410 W	415 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.5 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V	39.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.26 A	10.34 A	10.42 A	10.49 A	10.56 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.0 V	47.2 V	47.4 V	47.6 V	47.8 V
Short Circuit Current (Isc)	10.82 A	10.90 A	10.98 A	11.06 A	11.14 A
Module Efficiency	17.88%	18.11%	18.33%	18.56%	18.79%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	20 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 5 W				

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

Figura 19 – Especificações Técnicas em STC do Módulo HiKu CS3W da Canadian

Fonte: (CANADIAN, 2021)

Nas simulações, pode-se ter maior capacidade de verificar perdas por sombreamento, e também por descasamento de parâmetros (*mismatch*), que pode amplificada, caso o projetista não se atente a mesma inclinação para a mesma entrada do inversor.

Seguindo a mesma lógica, a potência injetada esperada pelo inversor é a nominal, em que se encontra no seu *datasheet* correspondente; contudo de acordo com (SANTOS et al., 2020), há uma equação para cálculo teórico da potência injetada pelo inversor, como se segue:

$$P_{ca} = P_{ca,0} \cdot \frac{P_{cc} - P_s}{P_{cc,0} - P_s} \quad (4.18)$$

Em que, P_{ca} é a potência injetada pelo inversor na rede; $P_{ca,0}$ é a máxima potência de saída, em corrente alternada; P_s é o consumo do inversor durante a operação; P_{cc} é a potência de entrada, em corrente contínua; e $P_{cc,0}$ é a potência de entrada com a qual o inversor atinge a potência nominal de saída.

4.5 Cálculo do *Performance Ratio* PR

O cálculo do PR consiste na oitava e última etapa, após a obtenção de todos os parâmetros necessários, tais quais a energia injetada na rede $E_{r,med}$; a potência nominal da planta fotovoltaica P_N ; a irradiância nas condições padrão de ensaio (igual a 1.000 W/m²) G_{STC} ; e também a irradiação na superfície inclinada dos módulos I_T ; e lembrando a equação 4.1 dada anteriormente:

$$PR = \frac{E_{r,med} \cdot G_{STC}}{P_N \cdot I_T} \quad (4.19)$$

5 Resultado e Discussões

Com a metodologia proposta, utilizou-se o programa de planilhas eletrônicas, Microsoft Excel (2016), para fazer a organização dos dados coletados, no *datalogger* NOVUS e plataforma da Canadian.

5.1 Metodologia da Coleta de Dados

É necessário coletar os dados em dois locais distintos: Fisicamente, no *datalogger* NOVUS, Figura 20, com um *pen drive* ou cartão de memória que se encontra inserido no registrador de dados; e remotamente, através da plataforma do fabricante dos inversores fotovoltaicos, Canadian, acessado via *internet*.

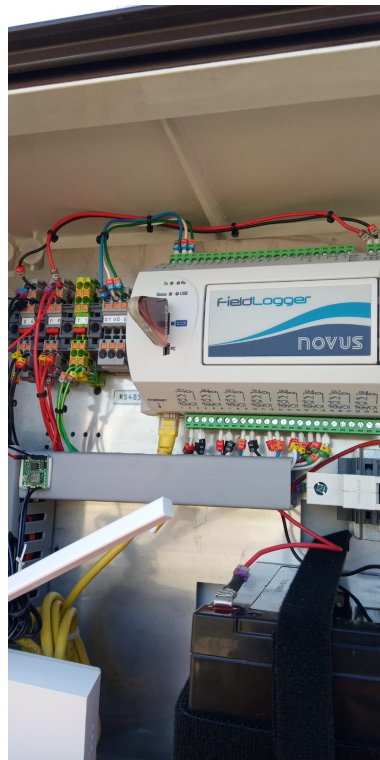


Figura 20 – Imagem do *datalogger* em campo.

Fonte: Autor.

Em posse de um computador, utilizou-se o *software Fieldlogger* do *datalogger* para a transferência dos dados armazenados no *pen drive* ou cartão de memória para o computador, como podemos ver na Figura 21, as opções disponíveis do programa, em que os dados são exportados em formato de arquivo .csv, possibilitando o seu tratamento na planilha eletrônica Microsoft Excel (2016).



Figura 21 – Software Fieldlogger.

Já na plataforma da Canadian, foi necessária a escolha do parâmetro de geração diária de cada inversor, Figura 22, que é exportado, também, em formato de arquivo csv.

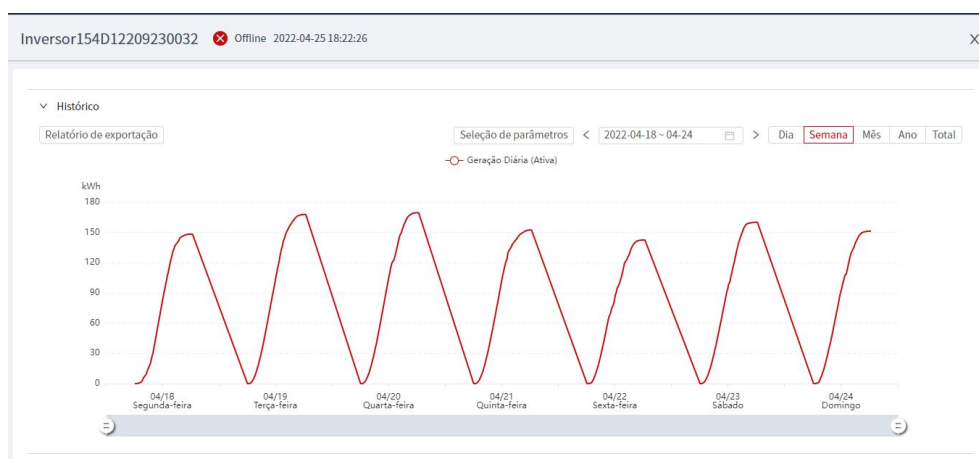


Figura 22 – Plataforma da Canadian.

5.1.1 Tratamento dos Dados Coletados

Os dados foram organizados no Excel (2016) - apresentados no Apêndice A - e resultou em uma delimitação entre os dias 22 de fevereiro de 2022 (dia em que os dados de geração da planta fotovoltaica estão disponíveis) até 15 de março de 2022 (dia da coleta dos dados fisicamente na estação solarimétrica).

Seguindo a metodologia apresentada neste trabalho, as fórmulas foram aplicadas na planilha, assim atingiu-se o resultado denotado na Tabela 1, com os dados consolidados referente ao período de 22/02/2022 a 15/03/2022.

Tabela 1 – Irradiação total e geração de energia elétrica consolidados

Fonte: Autor.

Dia	Irradiação Total Wh/m ²	Geração Energia (kWh) INV1	Geração Energia (kWh) INV2	Geração Energia (kWh) INV3	Geração Energia (kWh) INV4
22/02/2022	5724,01	99,10	111,00	117,60	116,60
23/02/2022	6179,93	150,40	164,10	167,70	164,50
24/02/2022	5672,76	72,70	87,80	101,00	99,80
25/02/2022	5563,29	151,80	166,80	173,40	171,00
26/02/2022	5568,21	179,20	193,40	195,70	192,70
27/02/2022	5297,20	171,90	192,70	202,20	198,60
28/02/2022	5614,54	156,30	173,50	181,70	178,90
01/03/2022	5163,54	188,00	205,80	208,70	204,80
02/03/2022	5263,17	148,60	171,90	184,10	179,80
03/03/2022	5881,45	84,10	99,60	111,60	110,20
04/03/2022	5793,71	102,90	115,00	121,70	119,90
05/03/2022	5668,66	179,80	192,30	193,40	190,90
06/03/2022	5045,87	113,40	131,90	145,50	143,20
07/03/2022	5707,61	147,20	168,40	182,30	179,50
08/03/2022	4737,14	148,10	159,90	161,10	158,90
09/03/2022	5141,81	160,20	177,10	183,40	180,90
10/03/2022	5277,52	143,00	162,30	173,40	171,50
11/03/2022	5284,49	123,30	139,00	146,60	144,20
12/03/2022	4865,88	104,70	118,10	124,10	121,90
13/03/2022	5528,44	114,50	120,80	119,30	118,30
14/03/2022	4774,04	98,00	98,30	88,80	87,30
15/03/2022	5866,28	90,50	97,90	100,60	100,10

Conforme a equação 4.1, os dados consolidados do período são somados e aplicados na fórmula do *Performance Ratio*; logrando aos resultados alcançados na Tabela 2

Tabela 2 – Resultados consolidados.

Fonte: Autor.

Irradiância STC (Wh/m ²)	Potência da Planta (kWp)	Irradiação Total do Período (Wh/m ²)	Geração Total do Período (kWh)	Performance Ratio (PR)
1.000,00	128,00	119.619,55	12.892,70	0,84

Podemos perceber que o PR obtido por esta metodologia é ainda 9% maior que o simulado, uma das explicações a isso se deve ao fato que neste trabalho, o período abordado foi de 22 dias, enquanto o simulado refere-se a um ano, ou seja, uma diferença abissal, o que afeta no resultado.

5.1.2 Discussões

Sugere-se que em trabalhos futuros neste tema, a avaliação de desempenho seja trabalhada de forma que possa ser alimentada facilmente, ou seja, que o operador não tenha dificuldades em inserir os dados; ou até mesmo, que a avaliação seja alimentada

automaticamente, como ocorre em supervisórios de aquisição e controle de dados, já utilizados amplamente no mercado solar, e assim não necessitando de uma pessoa para ir em campo periodicamente para coletar os dados.

Além disso, com a estação solarimétrica implantada na FGA, seja possível fazer a análise de um ano para esta metodologia a partir de 22 de março de 2023, podendo até agregar outros indicadores para endossar e analisar o desempenho da usina.

6 Conclusões

Após a operação da estação solarimétrica, a energização da planta fotovoltaica e comissionamento, foi possível coletar os dados solarimétricos e de geração de energia elétrica, determinando uma metodologia para avaliar o desempenho da USF LDTEA, e atingir o resultado do indicador de desempenho - o *Performance Ratio* - assim como proposto no objetivo específico.

Logo, a USF LDTEA apresentou um PR satisfatório, para o período analisado, desempenhando uma entrega de energia elétrica na rede, conforme o previsto.

Referências

- ARREGUY, E. G.; GUIMARÃES, A. P. C. Controle de qualidade das medições de irradiação solar da estação solarimétrica do projeto helio term. In: *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018*. [S.l.: s.n.], 2018. Citado na página 13.
- CANADIAN. <https://www.csisolar.com/20-50-kw/>. [S.l.]: acessado em: 06/08/2021, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 42.
- COMMISSION, I. E. et al. Photovoltaic system performance monitoring-guidelines for measurement, data exchange and analysis. *IEC 61724*, 1998. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 27.
- DIERAUF, T. et al. *Weather-corrected performance ratio*. [S.l.], 2013. Citado na página 27.
- DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A.; BLAIR, N. *Solar engineering of thermal processes, photovoltaics and wind*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2020. Citado 7 vezes nas páginas 29, 30, 31, 38, 39, 40 e 41.
- ELEKTRONIK, E. *Humidity Measurement - From the Sensing Element to the Humidity Transmitter*. 2021. <<https://www.epluse.com/products/humidity-instruments/>>. Acessado em 29/08/2021. Citado 2 vezes nas páginas 8 e 21.
- ELEKTRONIK, E. *RADIATION SHIELD*. 2021. <https://www.epluse.com/fileadmin/data/product/accessories/datasheet_accessories.pdf>. Acessado em 29/08/2021. Citado na página 22.
- EPE. *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020*. [S.l.]: Empresa de Pesquisa Energética, 2020. Citado na página 13.
- FRONTIN, S. d. O.; BRASIL, A. C. P. J. *Usina Fotovoltaica Jaiba Solar - Planejamento e Engenharia*. [S.l.]: Teixeira Gráfica e Editora LTDA., 2017. Citado 3 vezes nas páginas 13, 18 e 24.
- GÓMEZ, J. et al. A irradiância solar: conceitos básicos. *Revista Brasileira de Ensino de Física*, SciELO Brasil, v. 40, 2018. Citado na página 27.
- HUKSEFLUX. *Estacao Solarimetrica com Telemetria de Dados*. 2021. <<https://huksefluxbrasil.com.br/produtos/estacao-solarimetrica>>. Acessado em 22/08/2021. Citado 4 vezes nas páginas 8, 18, 19 e 20.
- HUKSEFLUX. *USER MANUAL SR05-D1A3 SR05-D2A2 manual v1817*. 2021. <https://www.hukseflux.com/uploads/product-documents/SR05-D1A3_%26_SR05-D2A2_manual_v1817.pdf>. Acessado em 22/08/2021. Citado na página 19.
- INMET. *Rede de Estações Meteorológicas Automáticas do INMET*. 2011. <http://www.cemtec.ms.gov.br/wp-content/uploads/2019/02/Nota_Tecnica-Rede_estacoes_INMET.pdf>. Acessado em 19/08/2021. Citado na página 13.

- INMET. *Instituto Nacional de Meteorologia*. 2021. <<https://portal.inmet.gov.br/>>. Acessado em 19/08/2021. Citado 3 vezes nas páginas 8, 13 e 14.
- INPE. *Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais*. 2021. <http://sonda.ccst.inpe.br/infos/sobre_projeto.html>. Acessado em 19/08/2021. Citado na página 13.
- KROTH, G.; RAMPINELLI, G. A. Análise de indicadores de desempenho de um sistema fotovoltaico com distintos fatores de dimensionamento de inversor e diferentes ângulos azimutais. In: *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018*. [S.l.: s.n.], 2020. Citado na página 25.
- LIRA, A. L. d. O.; SOARES, B. de L.; SANTOS, S. de A. Estação solarimétrica de referência—instalação, operação e manutenção. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 7, n. 2, p. 132–139, 2016. Citado na página 18.
- LUQUE, A.; HEGEDUS, S. *Handbook of photovoltaic science and engineering*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011. Citado na página 33.
- METEO, L. *Wind direction sensor*. 2021. <<https://www.lambrecht.net/en/products/wind/wind-direction-sensor-ora>>. Acessado em 10/09/2021. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 23.
- METEO, L. *Wind speed sensor*. 2021. <<https://www.lambrecht.net/en/products/wind/wind-speed-sensor-ora>>. Acessado em 10/09/2021. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 24.
- MEYDBRAY, J.; EMERY, K.; KURTZ, S. Pyranometers and reference cells, whats the difference? *National Renewable Energy Laboratory (NREL), Colorado, USA*, p. 1–9, 2012. Citado na página 19.
- MOEHLECKE, A. Módulos fotovoltaicos com células solares bifaciais: fabricação, caracterização e aplicação em sistema fotovoltaico isolado. Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, 2012. Citado na página 28.
- NBR-16274. *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho*. [S.l.]: ABNT, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 16, 27 e 35.
- NOVUS, F. *Datalogger*. 2021. <https://www.novus.com.br/site/default.asp?Idioma=55&TroncoID=508083&SecaoID=739080&SubsecaoID=941535&Template=../catalogos/layout_produto.asp&ProdutoID=917491>. Acessado em 17/09/2021. Citado na página 24.
- SANTOS, H. F. L. et al. Contornando as limitações da nbr-16274: 2014 na avaliação de desempenho e no ajuste das simulações de sistemas fotovoltaicos de pequeno e médio porte. In: *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018*. [S.l.: s.n.], 2020. Citado 5 vezes nas páginas 35, 38, 39, 40 e 43.
- SCHUBERT, C. *Atlas Eólico e Solar: Ceará*. [S.l.]: Fortaleza: ADECE, FIEC, SEBRAE, 2019. 188 p. ISBN 978-85-67342-05-4., 2019. Citado 2 vezes nas páginas 8 e 18.
- SILVA, J. A. A. da et al. Tratamento e análise de dados solarimétricos da estação meteorológica da emc/ufg. In: *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018*. [S.l.: s.n.], 2018. Citado na página 13.

SIMON, D. F. et al. *Estimação de disponibilidade em sistemas de geração fotovoltaica a partir de modelo de simulação baseado em redes de Petri temporizadas*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 26.

SMA. *Performance Ratio - Informação Técnica SMA Solar Technology AG*. 2014. <<https://files.sma.de/downloads/Perfratio-TI-pt-11.pdf>>. Citado na página 27.

TIEPOLO, G. M. et al. Atlas de energia solar do estado do paraná-resultados. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 9, n. 1, p. 01–10, 2018. Citado na página 28.

VIAN,  . et al. *Energia Solar: Fundamentos Tecnologia e Aplica es*. [S.l.]: Editora Blucher, 2021. Citado na página 18.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplica es. *São Paulo: Érica*, v. 2, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 21, 28 e 33.

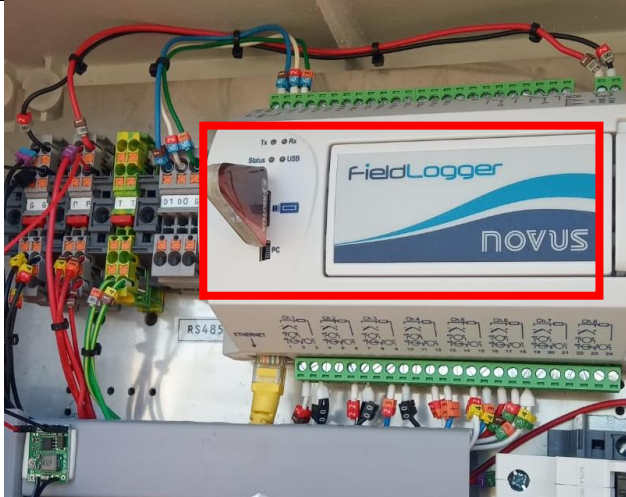
ZANCHETTA, L. P. et al. Avalia o de programas computacionais de simula o para sistemas fotovoltaicos conectados   rede elétrica. 2020. Citado na página 35.

ZILLES, R. et al. *Sistemas fotovoltaicos conectados   rede elétrica*. [S.l.]: Oficina de textos, 2016. Citado na página 27.

Apêndices

APÊNDICE A – Apêndice A - Tutorial de Coleta dos Dados

APÊNDICE A – Apêndice A - Tutorial de Coleta dos Dados



1º Passo: Coleta dos dados solarimétricos no Datalogger Novus.



2º Passo: Exportação dos dados solarimétricos através do software Fieldlogger Novus.



3º Passo: Coleta dos dados de geração através da plataforma da Canadian.

	A	B	C	D	E	F
1	DATE	TIME	GHI_SN9045_KWh	GHI_SN9045_Acc	Pir_GHI_SN9045	SR05_SN9045_GHI
2	20/10/2021	03:38:10	0,00	0,00	0,00	-1,50
3	20/10/2021	03:39:10	0,00	0,00	0,00	-1,44
4	20/10/2021	03:40:10	0,00	0,00	0,00	-1,45
5	20/10/2021	03:41:10	0,00	0,00	0,00	-1,46
6	20/10/2021	03:42:10	0,00	0,00	0,00	-1,39
7	20/10/2021	03:43:10	0,00	0,00	0,00	-1,50
8	20/10/2021	03:44:10	0,00	0,00	0,00	-1,47
9	20/10/2021	03:45:10	0,00	0,00	0,00	-1,47
10	20/10/2021	03:46:10	0,00	0,00	0,00	-1,39
11	20/10/2021	03:47:10	0,00	0,00	0,00	-1,42
12	20/10/2021	03:48:10	0,00	0,00	0,00	-1,40
13	20/10/2021	03:49:10	0,00	0,00	0,00	-1,40
14	20/10/2021	03:50:10	0,00	0,00	0,00	-1,46
15	20/10/2021	03:51:10	0,00	0,00	0,00	-1,41
16	20/10/2021	03:52:10	0,00	0,00	0,00	-1,45
17	20/10/2021	03:53:10	0,00	0,00	0,00	-1,44
18	20/10/2021	03:54:10	0,00	0,00	0,00	-1,49
19	20/10/2021	03:55:10	0,00	0,00	0,00	-1,46
20	20/10/2021	03:56:10	0,00	0,00	0,00	-1,43
21	20/10/2021	03:57:10	0,00	0,00	0,00	-1,44
22	20/10/2021	03:58:10	0,00	0,00	0,00	-1,36
23	20/10/2021	03:59:10	0,00	0,00	0,00	-1,42
24	20/10/2021	04:00:10	0,00	0,00	0,00	-1,40
25	20/10/2021	04:01:10	0,00	0,00	0,00	-1,44
26	20/10/2021	04:02:10	0,00	0,00	0,00	-1,47
27	20/10/2021	04:03:10	0,00	0,00	0,00	-1,51

4º Passo: Dados solarimétricos exportados em arquivo de planilha

Projeto	Localização	Latitude	Longitude	Altitude	Temperatura	Umidade	Velocidade do vento	Pressão	Radiação Global	Radiação Direta	Radiação Difusa	Temperatura do ar	Temperatura do ponto de orvalho	Umidade relativa	Velocidade do vento	Pressão	Radiação Global	Radiação Direta	Radiação Difusa	Temperatura do ar	Temperatura do ponto de orvalho	Umidade relativa	Velocidade do vento	Pressão
...

5º Passo: Aplicação da metodologia.

Dia	Irradiação Total Wh/m²	Geração Energia (kWh) INV1	Geração Energia (kWh) INV2	Geração Energia (kWh) INV3	Geração Energia (kWh) INV4
22/02/2022	5724,01	99,10	111,00	117,60	116,60
23/02/2022	6179,93	150,40	164,10	167,70	164,50
24/02/2022	5672,76	72,70	87,80	101,00	99,80
25/02/2022	5563,29	151,80	166,80	173,40	171,00
26/02/2022	5568,21	179,20	193,40	195,70	192,70
27/02/2022	5297,20	171,90	192,70	202,20	198,60
28/02/2022	5614,54	156,30	173,50	181,70	178,90
01/03/2022	5163,54	188,00	205,80	208,70	204,80
02/03/2022	5263,17	148,60	171,90	184,10	179,80
03/03/2022	5881,45	84,10	99,60	111,60	110,20
04/03/2022	5793,71	102,90	115,00	121,70	119,90
05/03/2022	5668,66	179,80	192,30	193,40	190,90
06/03/2022	5045,87	113,40	131,90	145,50	143,20
07/03/2022	5707,61	147,20	168,40	182,30	179,50
08/03/2022	4737,14	148,10	159,90	161,10	158,90
09/03/2022	5141,81	160,20	177,10	183,40	180,90
10/03/2022	5277,52	143,00	173,40	173,40	171,50
11/03/2022	5284,49	123,30	139,00	146,60	144,20
12/03/2022	4865,88	104,70	118,10	124,10	121,90
13/03/2022	5528,44	114,50	120,80	119,30	118,30
14/03/2022	4774,04	98,00	98,30	88,80	87,30
15/03/2022	5866,28	90,50	97,90	100,60	100,10

6º Passo: Tratamento dos dados de geração e solarimétricos

Irradiância STC (Wh/m²)	Potência da Planta (kWp)	Irradiação Total do Período (Wh/m²)	Geração Total do Período (kWh)	Performance Ratio (PR)
1.000,00	128,00	119.619,55	12.892,70	0,84
$PR = \frac{E_{r,med} \cdot G_{STC}}{P_N \cdot I_T}$				

7º Passo: Obtenção da Performance Ratio.

Anexos

ANEXO A – Anexo A - Relatório de Simulação

Resultados da simulao – Sistema Completo

Sistema fotovoltaico

Potência do gerador fotovoltaico	128,7 kWp
Rendimento anual específico	1.443,82 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	76,3 %
Diminuio do rendimento por sombreamento	1,0 %/Ano
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	185.848 kWh/Ano
Emissões de CO ₂ evitadas	111.509 kg/ano

Balo Energético do Sistema Fotovoltaico

Balo energético do sistema fotovoltaico

Irradiao global - horizontal	1.943,24 kWh/m²	
Desvio em relao ao espectro padrão	-19,43 kWh/m ²	-1,00 %
Reflexão do solo (albedo)	3,55 kWh/m ²	0,18 %
Orientao e inclinao do plano dos módulos	-35,82 kWh/m ²	-1,86 %
Sombreamento independente do módulo	-1,01 kWh/m ²	-0,05 %
Reflexão na superfície de módulo	-89,60 kWh/m ²	-4,74 %
Irradiao global no plano dos módulos	1.800,94 kWh/m²	
	1.800,94 kWh/m ²	
	x 706,94 m ²	
	= 1.273.153,41 kWh	
Irradiao global fotovoltaica	1.273.153,41 kWh	
Sujeira	-25.461,13 kWh	-2,00 %
Conversão de STC (eficiência nominal do módulo 18,22 %)	-1.020.415,93 kWh	-81,78 %
Energia fotovoltaica nominal	227.276,35 kWh	
Sombra parcial, específica do módulo	-1.764,67 kWh	-0,78 %
Comportamento sob baixa irradiao	-6.753,06 kWh	-2,99 %
Desvio em relao  temperatura nominal do módulo	-16.129,76 kWh	-7,37 %
Diodos	-59,17 kWh	-0,03 %
Mismatch (indicaes do fabricante)	-4.051,39 kWh	-2,00 %
Mismatch (conexão/sombra)	-138,35 kWh	-0,07 %
Energia fotovoltaica (c.c.) sem reduo pelo inversor	198.379,96 kWh	
Potência CC mínima não atingida	-1.093,03 kWh	-0,55 %
Reduo devido  faixa de tensão PMP	-21,54 kWh	-0,01 %
Reduo devido  corrente c.c. máx.	0,00 kWh	0,00 %
Reduo devido  potência c.c. máx.	0,00 kWh	0,00 %
Reduo devido  potência c.a. máx./cos phi	-18,75 kWh	-0,01 %
Perda no seguidor PMP	-986,23 kWh	-0,50 %
Energia fotovoltaica (c.c.)	196.260,41 kWh	
Energia na entrada do inversor	196.260,41 kWh	
Divergência entre tensão de entrada e tensão nominal	-1.939,71 kWh	-0,99 %
Conversão c.c./c.a.	-4.678,35 kWh	-2,41 %
Consumo em espera (Inversor)	-20,37 kWh	-0,01 %
Perda cabeamento total	-3.793,26 kWh	-2,00 %
Energia fotovoltaica (c.a.) menos consumo em espera	185.828,73 kWh	
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	185.848,49 kWh	