

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

## **Avaliação de desempenho anual de instalação fotovoltaica do bloco UED/FGA/UnB**

**Autor: Paulo Eduardo de Sousa Fernandes**

**Orientador: Dr. Alex Reis**

**Brasília, DF**

**2022**



Paulo Eduardo de Sousa Fernandes

**Avaliação de desempenho anual de instalação  
fotovoltaica do bloco UED/FGA/UnB**

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: Dr. Alex Reis

Brasília, DF

2022

---

Paulo Eduardo de Sousa Fernandes

Avaliação de desempenho anual de instalação fotovoltaica do bloco UED/FGA/UnB/ Paulo Eduardo de Sousa Fernandes. – Brasília, DF, 2022-  
87 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Dr. Alex Reis

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

1. Análise de desempenho. 2. Energia fotovoltaica. I. Dr. Alex Reis. II. Universidade de Brasília. III. Faculdade UnB Gama. IV. Avaliação de desempenho anual de instalação fotovoltaica do bloco UED/FGA/UnB

CDU 02:141:005.6

---

Paulo Eduardo de Sousa Fernandes

## **Avaliação de desempenho anual de instalação fotovoltaica do bloco UED/FGA/UnB**

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.

Brasília, DF, :

---

**Dr. Alex Reis**  
Orientador

---

**Loana Nunes Velasco, Dr. - FGA/UnB**  
Convidado 1

---

**Rudi Henri van Els, Dr. - FGA/UnB**  
Convidado 2

Brasília, DF  
2022

*Este trabalho é dedicado aos meus pais, Eduardo e Angelita, que me deram todo o apoio e encorajamento para chegar até aqui.*

# Agradecimentos

Primeiramente, gostaria de agradecer aos meus pais pelo apoio incondicional em todo o meu trajeto até aqui. Minha mãe Angelita, por ter me consolado em todos os momentos difíceis e ter me tranquilizado com a forma mais pura de amor. Ao meu pai Eduardo por ser sempre justo e ser como uma bússola pra mim, me indicando sempre o caminho correto.

Aos meus amigos que estiveram comigo uma parte dessa jornada. Rauena, obrigado pela ajuda no começo desse trabalho, foi de grande importância para mim. Pedro e João Vitor, obrigado pelos momentos de descontração juntos, o dia a dia com vocês em meio às dificuldades e alegrias sempre tornou tudo mais leve e divertido. À Karina, que muitas vezes me mostrou o meu valor e minha capacidade em momentos de insegurança nessa trajetória. À Giovanna, compartilhar nossas experiências juntos na graduação foi muito bom, você sempre soube me acalmar quando mais precisei. Ao Nei, com muita paciência e disponibilidade em me ouvir e me ajudar também. Muito obrigado à todos, fizeram a diferença para mim

À minha melhor amiga Gi, que não participou tão diretamente na minha graduação mas que sempre foi meu ponto de apoio na vida, meus momentos de lazer por muitas vezes são lembrados com você ao meu lado.

Agradeço também à empresa júnior Matriz Engenharia de Energia, onde conheci pessoas incríveis e onde adquiri muito aprendizado, tenho um carinho especial por muitas pessoas que participaram junto comigo ali.

Não poderia ficar de fora o meu sincero agradecimento ao meu orientador Alex Reis, pela disponibilidade em me orientar e ajudar sempre quando precisei, por ser claro e objetivo, extraindo o meu melhor potencial para esse trabalho.

No mais, agradeço a todas as outras pessoas que participaram diretamente ou indiretamente nessa jornada comigo.



# Resumo

A crescente demanda por recursos energéticos de baixo impacto ambiental tem intensificado a importância e a participação de fontes renováveis de energia nas matrizes energéticas de diversos países. Dentre elas, destaca-se a de natureza solar, a tem se apresentado, a cada dia, mais atrativa e competitiva. Nesse cenário, com o avanço da implantação da geração solar fotovoltaica, é necessário o estabelecimento de procedimentos e/ou equipamentos que permitam o acompanhamento do sistema de geração e a identificação de que as condições observadas durante a operação da planta fotovoltaica, estejam em consonância com aquelas previstas na fase de projeto. Nesse contexto, a chamada "Avaliação de Desempenho" possui um importante papel, por se tratar de uma metodologia que permite, por meio de indicadores, identificar os resultados da operação de um sistema fotovoltaico, em termos de produção de energia. O objetivo desse trabalho é realizar a avaliação de desempenho do sistema fotovoltaico instalado no bloco UED da FGA/UnB, tendo como referência as premissas estabelecidas na norma ABNT NBR 16274:2014. Nesse contexto, a partir medições de irradiância e temperatura ambiente, fornecidos pela estação solarimétrica instalada nas proximidades do sistema de geração, bem como informações de energia injetada na rede, advindas de sistema supervisorio dos inversores, procede-se à aplicação da metodologia definida na norma para a comparação entre a energia teórica e desempenho real, culminando com o cálculo da taxa de desempenho (Performance Ratio - PR). A partir do monitoramento de 12 meses, abrangendo março de 2022 a fevereiro de 2023, os resultados indicaram um desempenho global de 0,73, o qual caracteriza um desempenho dentro das expectativas de projeto. Por fim, de forma a complementar os resultados, foram realizadas simulações no software PVSol, de forma a estimar as fontes de perdas de energia em cada um dos meses de monitoramento, sendo a presença de sujeira dos módulos a principal influência.

**Palavras-chaves:** avaliação de desempenho, sistema fotovoltaico, produtividade, desempenho global.



# Abstract

The growing demand for low environmental impact energy resources has intensified the importance and participation of renewable energy sources in the energy mix of various countries. Among them, solar energy stands out as it becomes increasingly attractive and competitive every day. In this scenario, with the advancement of photovoltaic solar generation implementation, it is necessary to establish procedures and/or equipment that allow monitoring of the generation system and identification of whether the conditions observed during the operation of the photovoltaic plant are in line with those predicted in the design phase. In this context, the so-called "Performance Evaluation" plays an important role as a methodology that allows identifying, through indicators, the results of the operation of a photovoltaic system in terms of energy production. The objective of this work is to carry out the performance evaluation of the photovoltaic system installed in the UED block of FGA/UnB, based on the premises established in the ABNT NBR 16274:2014 standard. In this context, using measurements of irradiance and ambient temperature provided by the solarimetric station installed near the generation system, as well as information on energy injected into the grid, from the inverters supervisory system, the methodology defined in the standard is applied to compare the theoretical energy and actual performance, culminating in the calculation of the Performance Ratio (PR). Based on 12 months of monitoring, from March 2022 to February 2023, the results indicated an overall performance of 0.73, which characterizes performance within the expected range. Finally, to complement the results, simulations were carried out in the PVSol software to estimate the sources of energy losses in each of the monitoring months, with the presence of module dirt being the main influence.

**Key-words:** performance evaluation, photovoltaic system, yield, performance ratio.

# Lista de ilustrações

Figura 1 – Instalações fotovoltaicas no Brasil 2017-2022. . . . .	18
Figura 2 – Corrente <i>versus</i> tensão de um módulo fotovoltaico para diferentes temperaturas. . . . .	28
Figura 3 – Corrente <i>versus</i> tensão de um módulo fotovoltaico para diferentes irradiancias. . . . .	28
Figura 4 – Posição do sol em diferentes épocas do ano. . . . .	30
Figura 5 – UnB - Campus Gama; 1-UED; 2-UAC; 3-MESP; 4-LDTEA. . . . .	31
Figura 6 – Conexão das Strings - Inversor 01 . . . . .	33
Figura 7 – Conexão das Strings - Inversor 02 . . . . .	34
Figura 8 – Estação Solarimétrica . . . . .	35
Figura 9 – Esquemático do UED no PvSol . . . . .	43
Figura 10 – Gráfico de perdas por sujeira feito no PvSol . . . . .	44
Figura 11 – Comparação entre a energia teórica e a simulada por computador . . . . .	45
Figura 12 – Tela inicial do <i>software</i> . . . . .	75
Figura 13 – Segundo passo . . . . .	76
Figura 14 – Terceiro passo . . . . .	76
Figura 15 – Quarto passo . . . . .	77
Figura 16 – Quinto passo . . . . .	77
Figura 17 – Sexto passo . . . . .	78
Figura 18 – Sétimo passo . . . . .	79
Figura 19 – Oitavo passo . . . . .	79
Figura 20 – Nono passo . . . . .	80
Figura 21 – Página de Login <i>Canadian Solar</i> . . . . .	81
Figura 22 – Escolha do sistema . . . . .	81
Figura 23 – Escolha do inversor . . . . .	82
Figura 24 – Download dos dados . . . . .	82

# Lista de tabelas

Tabela 1 – Definições dos PR de acordo com diferentes autores. . . . .	21
Tabela 2 – Definições dos PR de acordo com diferentes autores. Continuação 1 . . .	22
Tabela 3 – Definições dos PR de acordo com diferentes autores. Continuação 2 . . .	23
Tabela 4 – Principais parâmetros dos módulos fotovoltaicos em <i>STC</i> . . . . .	32
Tabela 5 – Principais parâmetros do Inversor 1 . . . . .	32
Tabela 6 – Principais parâmetros do Inversor 2 . . . . .	33
Tabela 7 – Dados calculados para o inversor de 50kW - Março a Agosto . . . . .	39
Tabela 8 – Dados calculados para o inversor de 50kW - Setembro a Fevereiro . . .	40
Tabela 9 – Dados calculados para o inversor de 75kW - Março a Agosto . . . . .	40
Tabela 10 – Dados calculados para o inversor de 75kW - Setembro a Fevereiro . . .	41
Tabela 11 – Performance Ratio do Sistema . . . . .	41
Tabela 12 – Energia diária no mês de Março para o inversor de 50kW . . . . .	51
Tabela 13 – Energia diária no mês de Março para o inversor de 75kW . . . . .	52
Tabela 14 – Energia diária no mês de Abril para o inversor de 50kW . . . . .	53
Tabela 15 – Energia diária no mês de Abril para o inversor de 75kW . . . . .	54
Tabela 16 – Energia diária no mês de Maio para o inversor de 50kW . . . . .	55
Tabela 17 – Energia diária no mês de Maio para o inversor de 75kW . . . . .	56
Tabela 18 – Energia diária no mês de Junho para o inversor de 50kW . . . . .	57
Tabela 19 – Energia diária no mês de Junho para o inversor de 75kW . . . . .	58
Tabela 20 – Energia diária no mês de Julho para o inversor de 50kW . . . . .	59
Tabela 21 – Energia diária no mês de Julho para o inversor de 75kW . . . . .	60
Tabela 22 – Energia diária no mês de Agosto para o inversor de 50kW . . . . .	61
Tabela 23 – Energia diária no mês de Agosto para o inversor de 75kW . . . . .	62
Tabela 24 – Energia diária no mês de Setembro para o inversor de 50kW . . . . .	63
Tabela 25 – Energia diária no mês de Setembro para o inversor de 75kW . . . . .	64
Tabela 26 – Energia diária no mês de Outubro para o inversor de 50kW . . . . .	65
Tabela 27 – Energia diária no mês de Outubro para o inversor de 75kW . . . . .	66
Tabela 28 – Energia diária no mês de Novembro para o inversor de 50kW . . . . .	67
Tabela 29 – Energia diária no mês de Novembro para o inversor de 75kW . . . . .	68
Tabela 30 – Energia diária no mês de Dezembro para o inversor de 50kW . . . . .	69
Tabela 31 – Energia diária no mês de Dezembro para o inversor de 75kW . . . . .	70
Tabela 32 – Energia diária no mês de Janeiro para o inversor de 50kW . . . . .	71
Tabela 33 – Energia diária no mês de Janeiro para o inversor de 75kW . . . . .	72
Tabela 34 – Energia diária no mês de Fevereiro para o inversor de 50kW . . . . .	73
Tabela 35 – Energia diária no mês de Fevereiro para o inversor de 75kW . . . . .	74

# Lista de abreviaturas e siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DF	Distrito Federal
ETH	Ethereum
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
FGA	Faculdade do Gama
FTP	File Transfer Protocol
FV	Fotovoltaico
GWdc	Gigawatt em corrente contínua
IEC	International Electrotechnical Commission
kWp	quilowatt-pico
LDTEA	Laboratório de Desenvolvimento de Transportes e Energias Alternativas
MESP	Módulo de Serviços e Equipamentos Esportivos
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MW	Megawatt
NBR	Norma Brasileira
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à rede
STC	Standard Test Conditions (Condições Padrão de Ensaio)
UAC	Unidade Acadêmica
UED	Unidade de Ensino e Docência

UnB	Universidade de Brasília
UV	Ultravioleta
W	Watt
Wh	Watt-hora

# Lista de símbolos

$\gamma$	Coefficiente térmico de potência do arranjo fotovoltaico
$^{\circ}C$	Graus Celsius
$c$	Coefficiente que descreve a redução de eficiência dos módulos ao reduzir a irradiância incidente
$CO_{2eq}$	Gás Carbônico Equivalente
$CP_{c.a.}$	Cenário de perdas em corrente alternada
$CP_{c.c.}$	Cenário de perdas em corrente contínua
$DM1$	Produtividade do sistema no período considerado
$DM2$	Energia gerada no período
$E_t$	Energia produzida para o sistema fotovoltaico em um período $t$
$E_{r,med}$	Energia medida injetada na rede
$E_{r,teo}$	Energia teórica injetada na rede
$G$	Irradiância Total
$G_c$	Irradiância característica total
$G_{STC}$	Irradiância nas condições padrão de ensaio
$H$	Irradiação total no plano horizontal do arranjo fotovoltaico
$hmáx$	Eficiência máxima do inversor
$I_{dc,max}$	Corrente de entrada CC máxima por MPPT
$I_{mp}$	Corrente a máxima potência do módulo
$I_{sc}$	Corrente de curto circuito
$k_0, k_1$ e $k_2$	Coefficientes da curva de eficiência do inversor
$LM1$	Primeira leitura do medidor de energia
$LM2$	Primeira leitura do medidor de energia
$LP1$	Primeira leitura preliminar do medidor de energia

$LP2$	Segunda leitura preliminar do medidor de energia
$n$	Número de medições
$P_{acr}$	Potência nominal CA no inversor
$P_{c.a.}$	Potência em corrente alternada na saída do inversor
$P_{c.c.}$	Potência em corrente contínua na entrada do inversor
$P_{c.c.(25\check{z}C)}$	Potência em corrente contínua na entrada do inversor para a condição padrão de temperatura
$P_{dcr}$	Potência de entrada CC nominal no inversor
$P_N$	Potência Nominal de saída do sistema fotovoltaico
$P_{NA}$	Potência Nominal do arranjo fotovoltaico
$P_{m\acute{a}x}$	Potência Nominal máxima do módulo
$PR$	Desempenho Global ou Performance Ratio
$t$	Tempo de integralização
$T_a$	Temperatura ambiente
$T_c$	Temperatura de célula
$TNOC$	Temperatura normal de operação dos módulos
$V_{ac,r}$	Tensão nominal da rede CA
$V_{dcr}$	Tensão de entrada CC nominal no inversor
$V_{max,abs}$	Tensão de entrada CC absoluta máxima
$V_{mp}$	Tensão a máxima potência do módulo
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto
$Y_f$	Produtividade Final
$Y_R$	Produtividade de Referência

# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>17</b>
	Introdução	17
<b>1.1</b>	<b>Objetivo Geral</b>	<b>18</b>
1.1.1	Objetivos Específicos	18
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>20</b>
<b>2.1</b>	<b>Performance Ratio de um sistema</b>	<b>20</b>
<b>2.2</b>	<b>Avaliação de desempenho de acordo com a IEC 61724 e NBR 6274:2014</b>	<b>23</b>
2.2.1	Cálculo da energia teórica injetada na rede de acordo com a NBR 6274:2014	24
2.2.2	Cálculo da energia injetada na rede ao longo de um ano de acordo com a NBR 6274:2014	25
<b>2.3</b>	<b>Perdas em sistemas fotovoltaicos</b>	<b>26</b>
2.3.1	Perda por sujidade	27
2.3.2	Perda por temperatura	27
2.3.3	Perdas por sombreamento	29
2.3.4	Perdas no inversor	29
2.3.5	Perdas na fiação elétrica	29
2.3.6	Perdas por degradação	29
2.3.7	Perdas devido ao ângulo de inclinação	30
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>31</b>
<b>3.1</b>	<b>Descrição do Sistema Fotovoltaico em Estudo</b>	<b>31</b>
<b>3.2</b>	<b>Metodologia para desenvolvimento do trabalho</b>	<b>34</b>
3.2.1	Coleta de dados solarimétricos	34
3.2.2	Coleta de dados - Energia injetada na rede	35
3.2.3	Pré-processamento dos dados medidos	36
3.2.4	Aplicação de metodologia descrito na ABNT NBR 16274:2014	36
3.2.4.1	Etapa 7	36
3.2.4.2	Etapa 8	37
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b>	<b>39</b>
<b>4.1</b>	<b>Cálculo do PR segundo a norma ABNT BNR 16274</b>	<b>39</b>
<b>4.2</b>	<b>Cálculo do PR por meio de simulação computacional</b>	<b>42</b>
<b>4.3</b>	<b>Outras discussões importantes</b>	<b>45</b>



<b>5</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> . . . . .	<b>47</b>
<b>5.1</b>	<b>Principais Considerações</b> . . . . .	<b>47</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> . . . . .	<b>48</b>
	<b>APÊNDICES</b>	<b>49</b>
	<b>APÊNDICE A – TABELAS DOS VALORES DE ENERGIA DIÁRIOS</b>	<b>50</b>
	<b>APÊNDICE B – TUTORIAL DE COLETA DOS DADOS</b> . . . . .	<b>75</b>
<b>B.1</b>	<b>Coleta de dados da Estação Solarimétrica</b> . . . . .	<b>75</b>
<b>B.2</b>	<b>Coleta de dados dos inversores</b> . . . . .	<b>80</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>83</b>
	<b>ANEXO A – PLANTA DE COBERTURA E POSICIONAMENTO DOS MÓDULOS</b> . . . . .	<b>84</b>
	<b>ANEXO B – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA</b> . . . . .	<b>86</b>

# 1 Introdução

A energia solar fotovoltaica é definida como a energia gerada através da conversão direta da radiação solar em eletricidade. Essa conversão se dá por um dispositivo conhecido como célula fotovoltaica que atua utilizando o princípio do efeito fotoelétrico ou fotovoltaico. O efeito fotovoltaico é gerado através da absorção da luz solar, que ocasiona uma diferença de potencial na estrutura do material semicondutor. (NASCIMENTO, 2004) afirma que “Uma célula fotovoltaica não armazena energia elétrica. Apenas mantém um fluxo de elétrons num circuito elétrico enquanto houver incidência de luz sobre ela. Este fenômeno é denominado “Efeito Fotovoltaico””(ALMEIDA, 2016).

Com o passar dos anos, os países cada vez mais crescem economicamente e estão em busca do seu desenvolvimento, o que acarreta também na incessável busca por fontes de energias. A demanda aumenta cada vez mais e o atual cenário indica o esgotamento de recursos finitos voltados para a geração de energia, e o seu uso também aumenta a emissão de gases poluentes desencadeadores do efeito estufa. Com isso, as nações estão procurando integrar cada vez mais recursos renováveis em sua matriz energética, como é o caso do Brasil, que possui 46% da sua matriz energética oriunda de fontes renováveis (MATRIZ... , 2021).

No Brasil, a Resolução Normativa ANEEL número 482/2012, que está em vigor desde 17 de abril de 2012, define que o consumidor pode gerar sua própria energia elétrica e fornecer o excedente desta geração para a rede distribuição da sua localidade, recebendo créditos para suas próprias futuras faturas. Com esse incentivo e também com a maior procura e desenvolvimento tecnológico ao passar dos anos, os consumidores cada vez mais estão optando pela sua própria geração de energia elétrica por meio da energia solar fotovoltaica (ANEEL, 2021).

Em 2020, o Brasil liderou entre os países da América Latina em geração de energia solar fotovoltaica, foi instalado mais que 3GW de potência, 58% a mais de crescimento que em 2019, grande parte desse crescimento foi pela perspectiva vista pela população de agora ter um retorno mais rápido de seu investimento na sua própria instalação. A figura 1 mostra o crescimento das instalações de usinas fotovoltaicas no Brasil desde 2017 até 2022, em amarelo é representado as instalações que ainda não estão gerando energia, em laranja as instalações comerciais e em vermelho as instalações residenciais (SOLAR... , 2021).

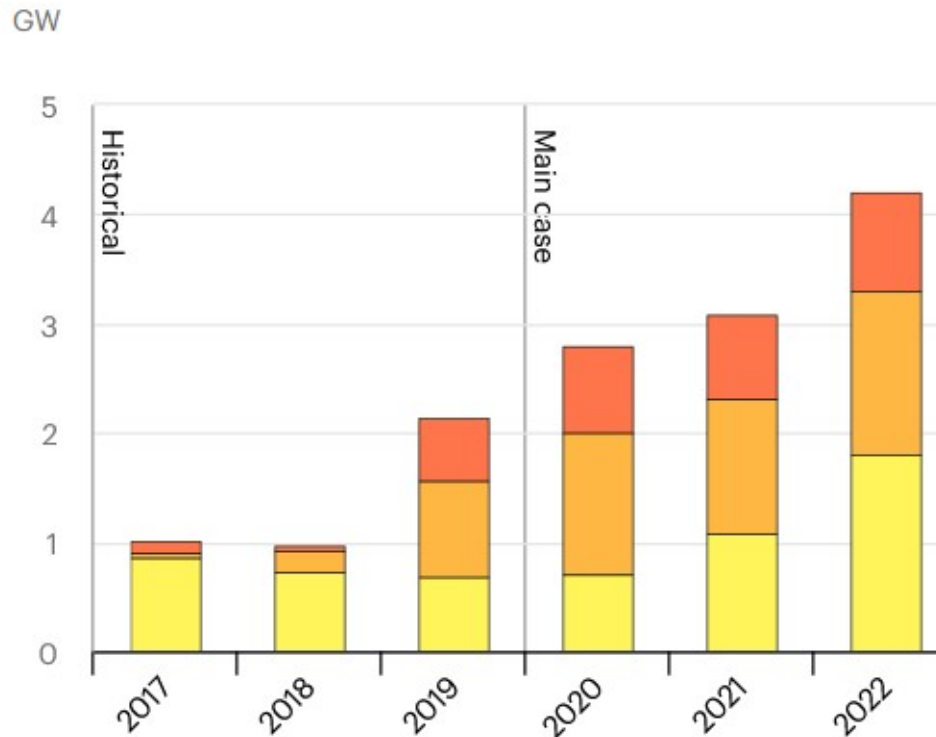


Figura 1 – Instalações fotovoltaicas no Brasil 2017-2022.

Com o avanço da implantação da geração solar fotovoltaica, é necessário o estabelecimento de procedimentos e/ou equipamentos que permitam o acompanhamento do sistema de geração e a identificação de que as condições observadas durante a operação da planta fotovoltaica, estejam em consonância com aquelas previstas na fase de projeto. Nesse contexto, a chamada "Avaliação de Desempenho" possui um importante papel, por se tratar de uma metodologia que permite, por meio de indicadores, identificar os resultados da operação de um sistema fotovoltaico, em termos de produção de energia (ABNT, 2014).

## 1.1 Objetivo Geral

Este trabalho de conclusão de curso tem por objetivo avaliar o desempenho das instalações fotovoltaicas existentes no bloco UED (Unidade de Ensino e Docência) da Faculdade UnB Gama da Universidade de Brasília, seguindo as premissas indicadas na norma técnica ABNT NBR 16274:2014. Trata-se de um sistema com potência instalada de 125 kWp, com início de operação em outubro de 2021.

### 1.1.1 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- 
- Compreender as características do projeto do sistema fotovoltaico do bloco UED/FGA;
  - Caracterizar os principais parâmetros de desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede;
  - Identificar os diferentes métodos de cálculo do indicador de desempenho de um sistema fotovoltaico;
  - Caracterizar as principais fontes de perdas de energia em sistemas fotovoltaicos;
  - Compreender a metodologia de avaliação de desempenho prevista na norma ABNT NBR 16274:2014;
  - Calcular os parâmetros reais de funcionamento do sistema baseando-se na norma.

## 2 Fundamentação Teórica

Este capítulo apresenta a fundamentação teórica acerca dos estudos realizados neste trabalho de conclusão de curso. Nesse contexto, caracteriza-se o *Performance Ratio*, que é um dos métodos de avaliação de desempenho mostrados na norma IEC 61724. Por fim, será caracterizado as fontes de perdas de energia em sistemas fotovoltaicos.

### 2.1 Performance Ratio de um sistema

O padrão seguido globalmente para a definição do *Performance Ratio* é apresentado pela International Electrotechnical Commission (IEC) Standart 61724, que também é um documento usado como referência para monitoramento de sistemas fotovoltaicos. O PR caracteriza a razão entre a produção real de energia pelo sistema fotovoltaico e a energia de referência, que idealmente poderia ser gerada. Em outras palavras, o PR define o que está sendo perdido no sistema, seja pelo inversor, cabos, sombreamento, temperatura dos módulos, e eventos abordados na seção de perdas (IEC, 2017).

(KHALID, 2016) realiza uma revisão da literatura, abrangendo diversos estudos e artigos, e comparação sobre as definições e métodos de cálculo do PR. As Tabelas 1, 2 e 3 mostram as diversas metodologias usadas em cada estudo, tais como suas definições, parâmetros utilizados em cada uma, a taxa de variação do PR, o intervalo de análise recomendado, suas limitações e observações.

Tabela 1 – Definições dos PR de acordo com diferentes autores.

Metodologia	Definição do PR	Novos parâmetros/fatores inclusos	Variação do PR
SMA	Relação da performance medida com a performance nominal calculada	Área do gerador fotovoltaico	A alta performance é definida sendo perto dos 0.8 Existe um indicador de variação do PR que define defeito no sistema.
Haeberlin et al	Assim como a IEC 61724 com modificações na produtividade de referência e na produtividade final	Correções de fatores na temperatura e na geração foram utilizados	-
IEC 61724	Relação entre a produtividade de referência e a produtividade final Método tradicional de análise	Fração de monitoramento utilizada	-
IEA PVPS TASK 2 [2001]	Assim como a IEC 61724 e as Diretrizes Europeias	Fator de uso, fator de produção e fração de interrupção	-
NREL/CP-520-3735	Assim como a IEC 61724	-	(0.6-0.8)
EU Project PERFORMANCE	Assim como a IEC 61724	Fração de monitoramento utilizada no cálculo da variação dos parâmetros utilizados	Um bom PR varia de 0.8-0.85 Um PR menor que 0.75 é um indicativo de problema
Kymakis et al.	Conforme a IEC 61724 e também como sendo produtos dos fatores típicos de perdas em análises fotovoltaicas	Os fatores de perda incluíram sujeira, efeitos de temperatura, degradação, falha do inversor, conexão à rede, disponibilidade do sistema etc.	0.58-0.73 com um valor médio sendo de 67.36
Ransom et al.	Produtividade final assim como a IEC 61724 e também como sendo produto das incertezas das funcionalidades	Incertezas das funcionalidades	-
PR-FACT Mack & Decke	Como sendo produto de diversos fatores de correção afetando a performance/produção	7 fatores que afetam a irradiação, sombreamento, módulo, inversor, cabeamento, transformador, etc	-

Tabela 2 – Definições dos PR de acordo com diferentes autores. Continuação 1

Metodologia	Intervalo de análise	Limitações	Recomendações
SMA	5, 10 ou 15 minutos de intervalo para análise da irradiação diária	Condições ambientais influenciam o desempenho do sistema	O melhor período para análise do PR é de 1 ano Um período mínimo de análise de 1 mês deve ser selecionado para garantir que as condições ambientais como baixa irradiação solar, sombreamento e temperatura não estão influenciando fortemente no cálculo
Haeberlin et al IEC 61724	- Intervalo de amostragem de 1 minuto ou menos	- -	- -
IEA PVPS TASK 2 [2001]	-	-	A IEC 61724 e as Diretrizes Europeias não distinguem entre os bons resultados e os maus resultados devido a problemas técnicos/de dimensionamento inadequados
NREL/CP-520-3735	-	Existe a necessidade de checar os fatores de desvalorização	Os valores do PR são geralmente reportados em uma base mensal ou anual, períodos pequenos ajudam na identificação de falhas no sistema
EU Project PERFORMANCE	Intervalo de amostragem de corrente e tensão devem ser de 1 minuto ou menos	Um baixo valor do PR no começo e no final do dia devido à pouca radiação e problemas no resultado devem ser investigados	A variação sazonal do PR deve ser analisada O local de referência fica a 25 km do local do sistema fotovoltaico PR 0,75 é indicativo de problema Mesmo dispositivo de referência para o local e o laboratório A garantia de desempenho deve definir o PR mínimo em momentos diferentes na vida operacional do sistema

Tabela 3 – Definições dos PR de acordo com diferentes autores. Continuação 2

Metodologia	Intervalo de análise	Limitações	Recomendações
Kymakis et al.	Frequência de 10 em 10 minutos	-	Sujeira e poeira são baseados no estudo do PVUSA
Ransom et al.	-	-	Célula de referência com a menor incompatibilidade espectral a ser usada para filme fino
PR-FACT Mack & Decke	A cada hora ou a cada 15 minutos	-	-

## 2.2 Avaliação de desempenho de acordo com a IEC 61724 e NBR 6274:2014

Como dito anteriormente, a IEC 61724 é um documento que apresenta um consenso internacional na área de monitoramento e performance dos sistemas fotovoltaicos.

Todo sistema que produz energia é estipulado pela relação entre a potência e o intervalo de tempo que essa potência está sendo utilizada. A equação 2.1 representa a quantidade de energia:

$$E_{i,t} = t_r \times \sum_t P_i \quad (2.1)$$

Onde  $E_{i,t}$  é a quantidade de energia expressa em kWh e  $P_i$  é a potência do sistema medida em kW.  $t_r$  é o intervalo de tempo analisado e  $t$  é o tempo total analisado, ambos são mensurados em horas (h).

O Performance Ratio ( $P_r$ ) de um sistema fotovoltaico é calculado dividindo a produtividade final ( $Y_f$ ) do sistema pela produtividade de referência ( $Y_r$ ), conforme equação 2.2.

$$P_r = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (2.2)$$

A produtividade final ( $Y_f$ ) do sistema, de acordo com equação 2.3, é definida como sendo a energia total gerada pelo sistema fotovoltaico ( $Y_A$ ) num determinado intervalo de tempo ( $t_r$ ), dividido pela potência total instalada do sistema ( $P_A$ ).



$$Y_f = \frac{Y_A}{P_A} \quad (2.3)$$

A produtividade de referência ( $Y_r$ ) é o cálculo da relação da radiação diária que o sistema recebe ( $G_I$ ) sobre a radiação que um sistema de referência recebe ( $G_{I,ref}$ ), conforme 2.4. A radiância de referência ( $G_{I,ref}$ ) possui um valor de  $1\text{kW}/\text{m}^2$ .

$$Y_r = \frac{t_r \times (\sum G_I)}{G_{I,ref}} \quad (2.4)$$

De forma prática, as equações já mostradas relacionadas à parâmetros práticos já denominam um resultado significativo do desempenho do sistema. Para fundamentos teóricos, a NBR 16274:2014 fornece uma série de documentações e cálculos para a análise de desempenho de um sistema fotovoltaico ligado à rede. Será mostrado a seguir as etapas 7 e 8 da Metodologia de cálculo de avaliação de desempenho apresentado na norma, mostrando equações para identificar qual é a energia injetada na rede e se essa energia calculada está igual ou aproximada à energia medida empiricamente.

### 2.2.1 Cálculo da energia teórica injetada na rede de acordo com a NBR 6274:2014

Nessa etapa é então calculado a energia teórica injetada na rede de acordo com as equações 2.5 a 2.7.

$$P_{c.c.,teo}(i) = P_N \frac{G(i)}{1000} [1 + \gamma(T_c(i) - 25)] \left[ 1 + c \ln \left( \frac{G(i)}{1000} \right) \right] \quad (2.5)$$

$$P_{c.a.,teo}(i) = P_{NI} \left[ \frac{-(k_1 + 1) + \sqrt{(k_1 + 1)^2 - 4k_2(k_0 - \frac{P_{c.c.,teo}(i)}{P_{NI}})}}{2k_2} \right] \quad (2.6)$$

$$E_{R,teo} = \sum_{i=1}^n P_{c.a.,teo}(i) \times \Delta t \quad (2.7)$$

Onde,  $i$  é o  $i$ -ésimo valor medido,  $P_{NI}$  a potência nominal do sistema fotovoltaico,  $G$  é a irradiância total no plano do arranjo fotovoltaico,  $\gamma$  é o coeficiente de variação da potência com a temperatura, expresso em porcentagem por graus celsius ( $\%/^{\circ}\text{C}$ ),  $T_c$  é a temperatura de célula,  $c$  é um coeficiente que descreve a redução de eficiência dos módulos ao reduzir a irradiância incidente,  $P_{NI}$  é potência nominal do inversor,  $t$  é o período de integralização,  $n$  é o número total de medições,  $k_0$ ,  $k_1$  e  $k_2$  os coeficientes da curva de eficiência do inversor (ABNT, 2014).

A equação 2.8 apresenta uma forma de obter os coeficientes da curva de eficiência do inversor, através do melhor ajuste de  $k_0$ ,  $k_1$  e  $k_2$  para as duplas  $P_{c.c.}$  e  $P_{c.a.}$ , onde também pode-se ser obtido por métodos numéricos.

$$\frac{P_{c.a.(\text{medido})}(i)}{P_{c.c.(\text{medido})}(i)} = \frac{\left(\frac{P_{c.a.(\text{medido})}(i)}{P_{NI}}\right)}{\left(\frac{P_{c.a.(\text{medido})}(i)}{P_{NI}}\right) + \left[k_0 + k_1\left(\frac{P_{c.a.(\text{medido})}(i)}{P_{NI}}\right) + k_2\left(\frac{P_{c.a.(\text{medido})}(i)}{P_{NI}}\right)^2\right]} \quad (2.8)$$

Para o caso de  $E_{r,med} < 95 \times E_{r,teo}$  ou  $E_{r,med} > 1,05 \times E_{r,teo}$ , deve-se ajustar os valores calculados recorrendo a um cenário de perdas, que é calculado utilizando as equações 2.9 e 2.10.

$$P_{c.c.,teo(\text{ajustado})} = P_{c.c.,teo} \times C \times P_{c.c.} \quad (2.9)$$

$$P_{c.a.,teo(\text{ajustado})} = P_{c.a.,teo} \times C \times P_{c.a.} \quad (2.10)$$

Onde  $P_{c.c.}C$  é o cenário de perdas em corrente contínua e  $P_{c.a.}C$  é o cenário de perdas em corrente alternada.

O cenário de perdas pode variar a depender de cada projeto de sistema fotovoltaico, podendo ser um valor fixo, uma função de uma variável elétrica ou ambiental. Em alguns casos se faz necessário obter o cenário de perdas através da razão entre o valor de potência medido em um sistema fotovoltaico real e o valor teórico calculado, a partir das equações 2.11 e 2.11.

$$CP_{c.c.} = \frac{P_{c.c.\text{medido}}}{P_{c.c.\text{teo}}} \quad (2.11)$$

$$CP_{c.a.} = \frac{P_{c.a.\text{medido}}}{P_{c.a.\text{teo}}} \quad (2.12)$$

## 2.2.2 Cálculo da energia injetada na rede ao longo de um ano de acordo com a NBR 6274:2014

Nessa etapa é calculado a energia injetada na rede no período de um ano, levando em consideração todas as medições realizadas neste mesmo intervalo, pelas equações 2.13 a 2.16.

$$T_c(i) = T_a(i) + \frac{G(i)}{800}(TNOC - 20) \quad (2.13)$$

$$P_{cc,teo(ajust)}(i) = CP_{c.c.}P_N \frac{G(i)}{1000} [1 + \gamma(T_c(i) - 25)] \left[ 1 + c \ln\left(\frac{G(i)}{1000}\right) \right] \quad (2.14)$$

$$P_{ca,teo(ajust)}(i) = CP_{c.a.}P_{NI} \left[ \frac{-(k_1 + 1) + \sqrt{(k_1 + 1)^2 - 4k_2\left(k_0 - \frac{P_{c.c.,teo(ajustado)}(i)}{P_{NI}}\right)}}{2k_2} \right] \quad (2.15)$$

$$E_{R,ano} = \sum_{i=1}^n P_{c.a.,teo(ajustado)}(i) \times \Delta t \quad (2.16)$$

onde,  $i$  é o  $i$ -ésimo valor medido,  $P_{NI}$  a potência nominal do sistema fotovoltaico,  $G$  é a irradiância total no plano do arranjo fotovoltaico,  $\gamma$  é o coeficiente de variação da potência com a temperatura, expresso em porcentagem por graus celsius (%/oC),  $T_c$  é a temperatura de célula,  $c$  é um coeficiente que descreve a redução de eficiência dos módulos ao reduzir a irradiância incidente,  $P_{NI}$  é potência nominal do inversor,  $t$  é o período de integralização,  $n$  é o número total de medições,  $k_0$ ,  $k_1$  e  $k_2$  os coeficientes da curva de eficiência do inversor.

O cálculo do desempenho global (PR) é então dado por 2.17.

$$PR = \frac{E_{r,ano}}{P_N} \times \frac{G_{STC}}{H} \quad (2.17)$$

Onde  $P_N$  é a potência nominal do sistema fotovoltaico,  $G_{STC}$  é a irradiação em condições padrão de ensaio (1000W/m<sup>2</sup>) e  $H$  é a irradiação anual total no plano dos arranjos fotovoltaicos.

## 2.3 Perdas em sistemas fotovoltaicos

Ao comparar o resultado do PR obtido pela energia medida diretamente com o PR obtido pela energia calculada teoricamente, poderão haver discrepâncias naturais nos resultados por conta das perdas existentes no sistema.

As perdas do sistema fotovoltaico fazem com que a energia efetivamente entregue à rede elétrica seja menor que a energia produzida pelos módulos fotovoltaicos. Portanto, para desenvolver um sistema eficiente, precisa-se de ferramentas de projeto e previsões eficientes.

Os sistemas fotovoltaicos apresentam diversos fatores de perda de energia elétrica, desde os módulos fotovoltaicos até o ponto de conexão. Existem várias condições ambientais que afetam a geração de um sistema de energia fotovoltaica, as quais devem ser levados em consideração para que se tenha expectativas realistas sobre os resultados.

Os principais fatores de perdas em sistemas fotovoltaicos serão levantados a seguir.

### 2.3.1 Perda por sujeidade

Na atmosfera terrestre, há a presença de particulados com diferentes formas e tamanho, como poluição, poeira e matérias orgânicas. Quando essas matérias se depositam sobre os módulos fotovoltaicos, cria-se uma barreira, a qual dificulta as células fotovoltaicas em receber a irradiância solar, e, conseqüentemente, reduzem a potência de saída do módulo.

O ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico é um fator importante no fator de perda por sujeidade e na frequência da limpeza dos módulos fotovoltaicos, uma vez que as superfícies horizontais tendem a acumular mais poeira do que as inclinadas. Assim, recomenda-se que mesmo em áreas mais próximas da linha do Equador, que o sistema fotovoltaico seja instalado com uma inclinação mínima de 10 graus, para acumular menos sujeira e facilitar a autolimpeza quando há períodos com chuva.

### 2.3.2 Perda por temperatura

A temperatura do módulo é um parâmetro que tem grande influência no comportamento de um sistema fotovoltaico, pois altera a eficiência do sistema e a energia gerada. Os efeitos de temperatura são o resultado de uma característica natural principalmente de módulos baseados em células de silício cristalino.

Um módulo fotovoltaico tem uma curva característica de tensão e corrente (curva  $I \times V$ ) única, com um ponto de máxima potência exclusivo para cada condição de irradiação e temperatura. Um aumento na temperatura do módulo fotovoltaico diminui a potência de saída, alterando valores de tensão e corrente. A figura 2 mostra o efeito na tensão e corrente de um módulo para diferentes temperaturas.

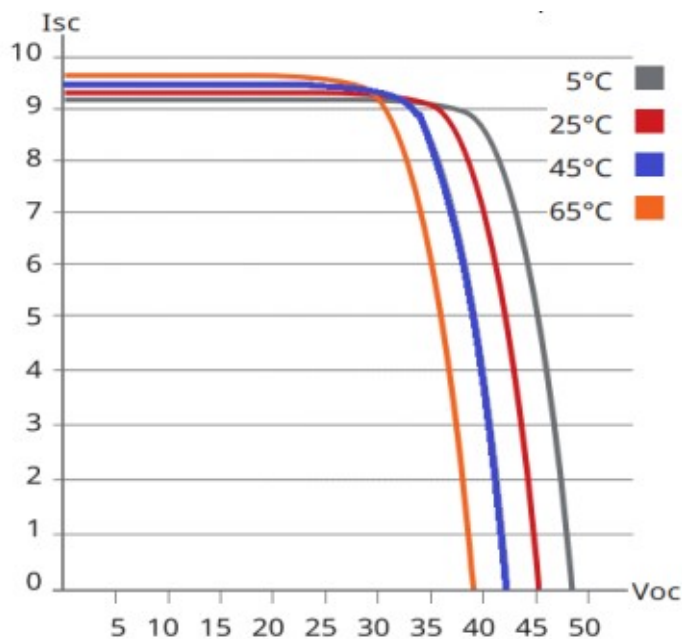


Figura 2 – Corrente *versus* tensão de um módulo fotovoltaico para diferentes temperaturas.

O efeito fotovoltaico se relaciona com a incidência solar, e não com o calor emitido pelo sol, assim, existe uma relação diretamente proporcional entre a irradiação incidente no módulo e a energia produzida, a figura () mostra o gráfico entre Corrente X Tensão para diferentes irradiações.



Figura 3 – Corrente *versus* tensão de um módulo fotovoltaico para diferentes irradiações.

A fim de melhorar a eficiência do módulo fotovoltaico, é recomendado manter o módulo à baixa temperatura e garantir que o mesmo opere na faixa de tensão do seu MPP, presente no datasheet do fabricante.

### 2.3.3 Perdas por sombreamento

Instalações fotovoltaicas estão sempre sujeitas à sombreamentos, seja em regiões urbanas ou rurais, pode haver obstruções próximas à instalação como árvores, postes, prédios, ou até mesmo painéis montados adjacientemente, a depender do tipo de estrutura em que está sendo instalado. Fatores naturais, como as nuvens, também provocam sombreamento.

Quando um módulo recebe menos irradiância solar que os outros, a corrente fica limitada ao módulo de pior geração naquele momento, pois a redução se propaga à todos os módulos da *string*.

### 2.3.4 Perdas no inversor

O inversor é um equipamento que converte a corrente elétrica contínua CC em corrente elétrica alternada CA, sendo sua eficiência obtida pela relação entre a energia injetada na rede CA e aquela existente nas diversas entradas CC. O autoconsumo do inversor, a presença de um transformador e as perdas devido ao chaveamento dos semicondutores são motivos para as perdas num inversor.

Além do mais, o inversor possui uma tensão mínima para início de operação, bem como um carregamento que proporciona menores perdas. Nesse contexto, a perda de irradiância, sombreamento, sujeira e outros fatores que alterem o desempenho dos módulos fotovoltaicos influenciam também na tensão fornecida ao inversor, impactando também nas perdas de desempenho do inversor.

### 2.3.5 Perdas na fiação elétrica

Os cabos existentes no lado CC e CA tendem a possuir perdas devido à ocorrência do Efeito Joule. Quanto maior a dissipação de calor, maior são as perdas de energia e consequentemente afetam o desempenho do sistema.

### 2.3.6 Perdas por degradação

Um módulo fotovoltaico sofre degradação quando tem as suas características deterioradas gradualmente, afetando a capacidade de operação. A degradação das células ocorre principalmente, por condições de operação como temperatura, umidade, entrada de água e intensidade UV.

Esse tipo de perda faz parte da redução do desempenho do sistema ao longo dos anos e não pode ser evitada. Em células de silício cristalino a queda do desempenho pode chegar a 0,8 % por ano .

### 2.3.7 Perdas devido ao ângulo de inclinação

Comumente, o melhor desempenho do painel fotovoltaico se dá quando o ângulo de latitude corresponde ao ângulo de inclinação do painel sendo direcionado, para o norte em instalações no hemisfério sul, e para o sul no hemisfério norte. Sendo assim, para a cidade de Brasília, o ideal seria instalar com inclinação de  $15^\circ$  e direcionados para o hemisfério norte. Outras considerações devem ser levadas em conta, antes da decisão de construção do sistema fotovoltaico ser tomada .

Pequenas variações não alteram significativamente a geração anual de energia, sendo até  $10^\circ$  de inclinação, para mais ou para menos, em relação a latitude, aceitáveis.

A figura () mostra a as diferentes posições do sol ao passar do ano, onde haverá variação do ângulo independente.

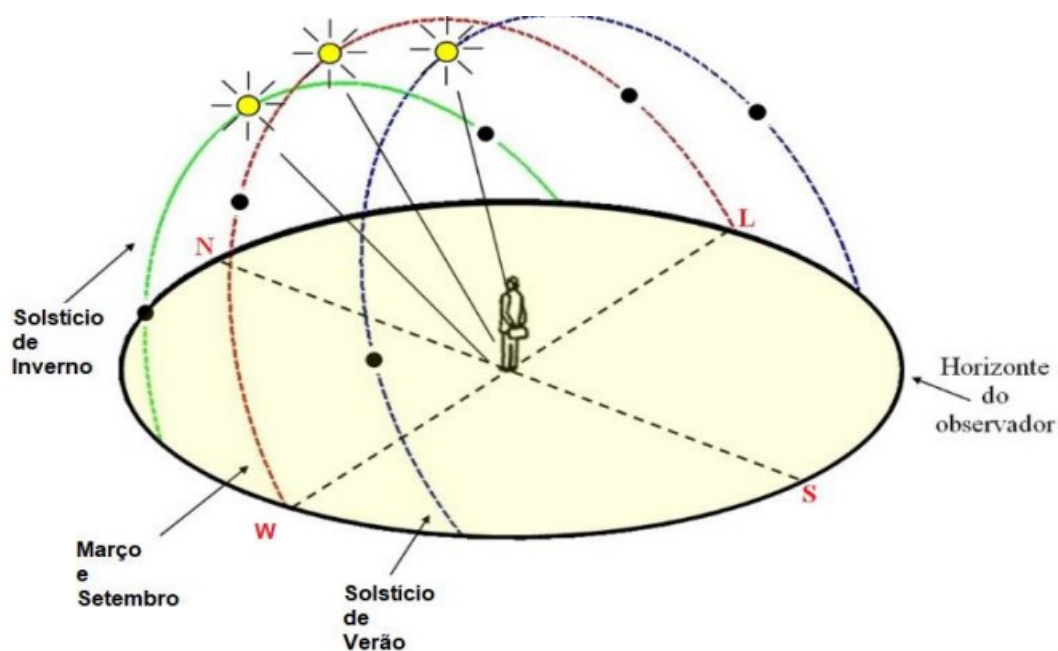


Figura 4 – Posição do sol em diferentes épocas do ano.



## 3 Metodologia

Neste capítulo são apresentadas as características do sistema fotovoltaico estudado e os passos que serão seguidos para realizar a avaliação de desempenho neste sistema.

### 3.1 Descrição do Sistema Fotovoltaico em Estudo

O sistema fotovoltaico que será analisado neste trabalho está localizado na cidade satélite Gama, no Distrito Federal. O sistema está instalado em um dos 4 blocos prediais no Campus Gama da Universidade de Brasília. O campus Gama conta com 335.534  $m^2$  de área total, dos quais 14.521  $m^2$  são de área construída. Os 4 blocos são: Unidade Acadêmica (UAC), Unidade de Ensino e Docência (UED), Módulo de Serviços e Equipamentos Esportivos (MESP) e Laboratório de Desenvolvimento de Transportes e Energias Alternativas (LDTEA). A Figura (5) mostra o Campus Gama da Universidade de Brasília com cada um dos blocos representados e o sistema fotovoltaico abordado neste estudo instalado na cobertura do bloco UED, conforme indicado pelo número 1.



Figura 5 – UnB - Campus Gama; 1-UED; 2-UAC; 3-MESP; 4-LDTEA.

Fonte: Zenit Aerospace

O sistema fotovoltaico sob análise possui 298 módulos fotovoltaicos da fabricante Canadian Solar, modelo HiKu CS3W-420P, com potência-pico por módulo de 420 Wp,



posicionados na cobertura do bloco UED com inclinação de  $15^\circ$  e orientados para o norte geográfico. Os principais parâmetros dos módulos em *STC* são apresentados na Tabela (4). Os módulos fotovoltaicos estão interligados em 2 inversores string trifásicos da fabricante Canadian Solar, um de modelo CSI-75K-T400 com 74,76kWp e o outro de modelo CSI-50KTL-GI com 50,4 kWp. Os principais parâmetros dos inversores estão apresentados na Tab. (5) e Tab. (6).

Tabela 4 – Principais parâmetros dos módulos fotovoltaicos em *STC*

Parâmetro	CS3W-420P
Potência Nominal Máxima ( $P_{máx}$ )	420W
Tensão a máxima potência ( $V_{mp}$ )	39,5V
Corrente a máxima potência ( $I_{mp}$ )	10,64A
Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ )	48V
Corrente de curto circuito ( $I_{sc}$ )	11,26A
Eficiência do módulo	19,01%
Temperatura de operação	$-40\text{°C} + 85\text{°C}$

Fonte: Datasheet do Fabricante

Tabela 5 – Principais parâmetros do Inversor 1

Parâmetro	CSI-75K-T400
Máxima Potência PV	112,5kW
Máxima Tensão de entrada CC	1100V
Tensão de partida CC	195V <sub>cc</sub>
Faixa de Tensão de MPPT	180 – 1000V <sub>cc</sub>
Máxima corrente de entrada ( $I_{mp}$ ) por MPPT	26A
Máxima corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) por MPPT	40A
Potência nominal de Saída CA	75kW
Tensão nominal de Saída	220/380V <sub>CA</sub>
Corrente nominal de saída de rede	114A
Eficiência máxima	98,7%

Fonte: Datasheet do Fabricante

O inversor 01 possui 9 entradas MPPT independentes e os módulos são distribuídos entre 8 delas. Nas entradas 01, 02, 05 e 06 se conectam, em paralelo, duas séries fotovoltaicas com 11 módulos cada. Nas MPPTs 03 e 04, conecta-se, em paralelo, duas série compostas por 14 módulos. Já a MPPT 07, possui duas séries conectadas em paralelo com 12 módulos em série cada. E a MPPT 08 conta com apenas uma string com 10 módulos em série. O esquema de conexão das strings no inversor 01 está representado na Fig. (6).

O inversor 02 conta com 4 entradas MPPT independentes e os módulos são distribuídos com a seguinte configuração: A MPPT 01 possui duas séries conectadas em paralelo com 14 módulos em série cada. Já nas MPPTs 02 e 04 estão conectadas duas

Tabela 6 – Principais parâmetros do Inversor 2

Parâmetro	CSI-50KTL-GI
Máxima Potência PV	75kW
Máxima Tensão de entrada CC	1100V <sub>CC</sub>
Tensão/Potência de partida da Entrada CC	350V <sub>cc</sub>
Faixa de Tensão de MPPT	439 – 850V <sub>cc</sub>
Máxima corrente de entrada ( $I_{mp}$ ) por MPPT	28,5A
Máxima corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) por MPPT	44,5A
Potência nominal de Saída CA	50kW
Tensão nominal de Saída	380/400V <sub>CA</sub>
Corrente nominal CA de saída @480V <sub>ca</sub>	76/72,2A
Eficiência máxima	98,8%

Fonte: Datasheet do Fabricante

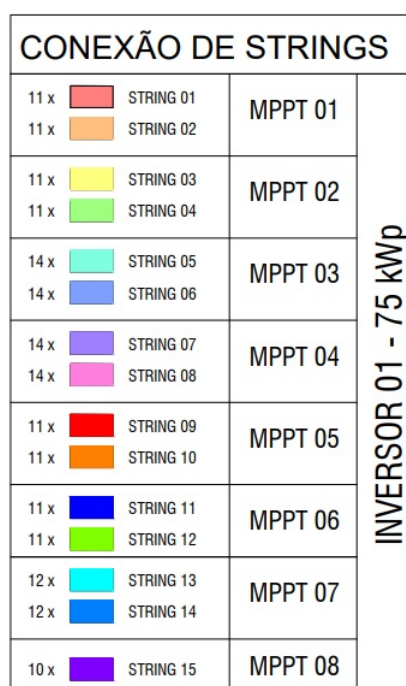


Figura 6 – Conexão das Strings - Inversor 01

séries em paralelo e cada uma com 12 módulos. Por fim, a MPPT 03 tem três séries em paralelo, com 14 módulos em série. Essa configuração de conexão está representada na Fig.(7).

A planta de cobertura completa mostrando a disposição dos módulos e o diagrama unifilar do sistema são encontrada no Anexo A. Tal sistema de geração solar fotovoltaico se interliga com a rede de distribuição da Neoenergia Brasília, por meio de subestação existente no próprio campus.










CONEXÃO DE STRINGS				
14 x		STRING 16	MPPT 01	INVERSOR 02 - 50 kWp
14 x		STRING 17		
12 x		STRING 18	MPPT 02	
12 x		STRING 19		
14 x		STRING 20	MPPT 03	
14 x		STRING 21		
14 x		STRING 22		
12 x		STRING 23	MPPT 04	
12 x		STRING 24		

Figura 7 – Conexão das Strings - Inversor 02

## 3.2 Metodologia para desenvolvimento do trabalho

Esta seção descreve os procedimentos para execução da avaliação de desempenho do sistema fotovoltaico anteriormente descrito, baseados na metodologia tipo 2 da ABNT NBR 16274:2014, por se tratar de um sistema constituído por dois subsistemas (inversores). Foi adotada a premissa que as etapas de 1 a 6 da norma já foram realizadas no sistema em estudo.

### 3.2.1 Coleta de dados solarimétricos

Para monitorar os seus parâmetros ambientais, o sistema fotovoltaico conta com uma estação solarimétrica que mede e registra dados importantes sobre o ambiente, representada na Fig.(8) . Essa estação é composta por:

- Um coletor de dados *Fieldlogger*, para coletar e armazenamento dos dados advindos dos sensores;
- Sensor de temperatura que opera de  $-40^{\circ}C$  a  $80^{\circ}C$ ;
- Sensor de umidade relativa do ar;
- Piranômetro segunda classe, de modelo SR05-D2A2-HUKSEFLUX para medir a radiação solar, com faixa de medição de 0 a  $1600 W/m^2$ .
- Sensor de velocidade do vento que possui faixa de medição de 0,4 a 55 m/s.
- Sensor de direção do vento que mede de  $0^{\circ}$  a  $360^{\circ}$ .
- Caixa coletora de dados IP66, com um painel solar de 30 W e bateria de 12 Ah.

Para aplicação da metodologia existente na ABNT 16274, os dados de irradiância e temperatura do ar forma obtidos através da estação solarimétrica. Para serem utilizados,



Figura 8 – Estação Solarimétrica

Fonte: Autoria Própria

os dados foram extraídos e exportados, em formato de planilha, utilizando-se do software configurador da *Fieldlogger*, na versão 1.7.1.02.

O procedimento completo realizado para coletar os dados da estação solarimétrica está presente no Apêndice B.

### 3.2.2 Coleta de dados - Energia injetada na rede

Por outro lado, no que tange a obtenção da energia efetivamente produzida pelo sistema fotovoltaico, em termos da potência na entrada ( $P_{c.c.}$ ) e na saída ( $P_{c.a.}$ ) do inversor, tais dados foram obtidos de forma remota, por meio de sistema supervisorio para monitoramento do inversor, disponibilizado pelo fabricante Canadian Solar.

O procedimento completo realizado para coletar os dados do sistema supervisorio do inversor está presente no Apêndice B.

### 3.2.3 Pré-processamento dos dados medidos

No que tange a estação solarimétrica, ela registra seus dados com intervalo de 01 minuto. Todavia, deve-se destacar a possibilidade de perda de medição, ou seja, podem existir situações em que não ocorreu o registro para um dado minuto. Por outro lado, os inversores registram seus dados em intervalos de 5 minutos. Portanto, após a extração dos dados, foi necessário coincidir os horários de registro, para que os dados da estação solarimétrica e dos inversores estivessem com a mesma periodicidade. Esse tratamento foi executado no *software Microsoft Excel*, através de médias aritméticas, para cada inversor, utilizando como horário base o horário de registro do inversor.

Outro tratamento realizado foi excluir as linhas de dados da estação solarimétrica que registravam irradiância negativa, que correspondem a horários em que o sol ainda não era suficiente para gerar energia pelo inversor.

### 3.2.4 Aplicação de metodologia descrito na ABNT NBR 16274:2014

Após o tratamento dos dados, eles foram organizados em 24 planilhas, sendo uma planilha para cada mês, mas também uma planilha para cada inversor.

Tendo em vista as informações disponibilizadas pela estação solarimétrica e sistema de monitoramento do inversor solar, procedeu-se à implementação das formulações referentes às etapas 7 e 8 da metodologia de análise de desempenho prevista na ABNT NBR 16274:2014. A metodologia de implementação está identificada na detalhada na sequência, sendo desenvolvido uma planilha de cálculo para tal fim.

#### 3.2.4.1 Etapa 7

Inicialmente, foram calculadas as temperaturas de célula, por meio da Eq. 2.13, sendo os dados de entrada a média da temperatura ambiente e irradiância, agregadas em intervalos de 5 minutos, provenientes da estação solarimétrica, coincidindo assim com os horários do inversor, e também utilizando o valor de TNOc, disponibilizado pelo fabricante, com o valor de 42°C.

Em seguida, foi necessário encontrar os coeficientes da curva de eficiência dos inversores,  $k_0$ ,  $k_1$  e  $k_2$ . De acordo com a Eq. 2.8, duas variáveis dependentes para o cálculo dos coeficientes são as potências de entrada (CC) e saída (CA) dos inversores, e, fazendo para os dois meses iniciais (Março e Abril) pode-se constatar que o resultado para os valores dos coeficientes sempre serão muito próximos, então a média de valores encontrados nesses dois meses foram utilizados para o restante.

A Equação (2.8) foi manipulada para facilitar o cálculo, se tornando a Eq. (3.1). E logo após, tomando como  $k_0 PNI = A$ ,  $k_1 + 1 = B$  e  $\frac{k_2}{PNI} = C$ , encontrou-se a Eq. (3.2),

a qual foi aplicada o Método dos Mínimos Quadrados para obter os valores de  $A$ ,  $B$  e  $C$  e em seguida os valores de  $k_0$ ,  $k_1$  e  $k_2$ .

$$P_{c.c.(medido)} = k_0 PNI + (k_1 + 1) P_{CA} + \frac{k_2}{PNI} P_{c.a.(medido)}^2 \quad (3.1)$$

$$P_{c.c.(medido)} = A + B P_{c.a.(medido)} + C P_{c.a.(medido)}^2 \quad (3.2)$$

Após definido os valores dos coeficientes, utilizou-se a Eq 2.5 para encontrar o valor do  $P_{c.c.,teo}$ , e com esse valor e aplicando os coeficientes, encontrou-se o valor do  $P_{c.a.,teo}$  utilizando a Eq.2.6. De acordo com a norma, o valor de  $c$  para módulos de silício cristalino corresponde a  $c = 0,031$  e no catálogo da fabricante do módulo, o valor de  $\gamma$  é igual a  $-0,37\%/C$ .

Para o cálculo da energia teórica injetada na rede, foram calculadas as médias aritméticas do  $P_{c.a.,teo}$  em cada dia do mês, e, em seguida, multiplicadas pela quantidade de tempo, em horas, do intervalo total registrado no dia pelo inversor, em conforme com a Eq.2.7. Os resultados diários foram somados, afim de encontrar o total da energia teórica injetada no mês, em kWh.

Em primeiro instante, foi calculado a energia teórica injetada para os inversores de 50kW, e para cálculo da energia teórica injetada nos inversores de 75kW apenas foi modificado o valor da potência nominal do inversor em cada equação, tendo em vista que os horários de registro em cada inversor são muito próximos, não havendo necessidade de refazer todo o tratamento de dados na planilha.

Em seguida, foi verificado se  $E_{R,med} < 0,95 \times E_{R,teo}$  ou  $E_{R,med} > 1,05 \times E_{R,teo}$  e no caso de alguma dessas afirmações fosse verdadeira, foi necessário ajustar os valores de  $P_{c.c.,teo}$  e  $P_{c.a.,teo}$ , recorrendo a um cenário de perdas a partir das Eqs. (2.9), (2.9), (2.11) e (2.12).

### 3.2.4.2 Etapa 8

Depois de ajustar os valores teóricos de potência necessários, foi calculado o novo valor da energia teórica injetada na rede no mês a partir da Eq. (2.16).

Com o valor no mês da energia injetada na rede, finalmente foi calculado o desempenho global (PR) do sistema no mês, a partir da Eq. (2.17). O valor da irradiação mensal total ( $H$ ) foi obtido de forma semelhante à  $E_{R,teo}$ , calculando as médias de irradiância de cada dia e depois multiplicando pelo tempo de registros do dia e, ao final, somando os valores diários para encontrar o valor do mês.

O PR teórico encontrado para cada inversor de cada mês foi muito próximo os valores, pois as médias de irradiância para cada inversor são as mesmas. No PR final ajustado

houveram pequenas variações entre cada inversor, então foi feito a média aritmética dos valores para o resultado do PR final do mês.

## 4 Resultados e Discussões

Nesta seção serão apresentados e discutidos os resultados obtidos após a implementação das equações das Etapas 7 e 8 da metodologia de avaliação tipo 2 da norma ABNT NBR 16274.

### 4.1 Cálculo do PR segundo a norma ABNT BNR 16274

Os cálculos foram feitos com base nos meses de operação dos inversores, sendo de março de 2022 até fevereiro de 2023, totalizando 12 meses de análise. As Tabelas 7 e 8 apresentam os parâmetros, resultados de geração e o PR de cada mês no inversor de 50kW e as Tabelas 9 e 10 para o inversor de 75kW. Os resultados da energia diária injetada na rede estão presentes no Apêndice A, na Tab. (12), para o inversor de 50kW e Tab. (13), para o inversor de 75kW.

Tabela 7 – Dados calculados para o inversor de 50kW - Março a Agosto

Análise Anual Inversor de 50kW						
Meses						
Parâmetros	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto
k0	0,0023	0,0023	0,0023	0,0023	0,0023	0,0023
k1	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
k2	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022
ErTeo (kWh)	8176	7815	6896	7794	8655	8576
ErMedido (kWh)	7450	7560	6420	6990	7520	7270
Ajuste de perdas	Sim	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
Erajustado (kWh)	7419	-	6426	6803	7426	7291
Irradiação (kW/m <sup>2</sup> )	171,61	182,80	153,25	173,27	196,52	192,77
PrMedido	0,87	0,81	0,84	0,81	0,77	0,75
PrTeo	0,95	0,89	0,9	0,9	0,88	0,89
Prajustado	0,86	-	0,84	0,79	0,76	0,76



Tabela 8 – Dados calculados para o inversor de 50kW - Setembro a Fevereiro

Análise Anual Inversor de 50kW						
Meses						
Parâmetros	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Janeiro	Fevereiro
k0	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022	0,0021	0,0021
k1	0,010	0,009	0,009	0,009	0,010	0,010
k2	0,022	0,023	0,023	0,023	0,021	0,021
ErTeo (kWh)	7751	6920	5653	5800	7161	6370,039291
ErMedido (kWh)	6610	7200	5910	5540	6530	6900
Ajuste de perdas	Sim	Não	Não	Não	Sim	Não
Erajustado (kWh)	6545	-	-	-	6041	-
Irradiação (kW/m <sup>2</sup> )	175,82	158,35	144,20	137,19	165,00	170,00
PrMedido	0,75	0,91	0,82	0,81	0,79	0,81
PrTeo	0,88	0,87	0,78	0,85	0,87	0,75
Prajustado	0,74	-	-	-	0,73	-

Tabela 9 – Dados calculados para o inversor de 75kW - Março a Agosto

Análise Anual Inversor de 75kW						
Meses						
Parâmetros	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto
k0	0,0023	0,0023	0,0023	0,0023	0,0023	0,0023
k1	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
k2	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022
ErTeo (kWh)	12264	11722	10344	11691	12925	12864
ErMedido (kWh)	10870	11050	9340	10200	10930	10540
Ajuste de perdas	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Erajustado (kWh)	10901	10943	9210	9629	10517	11059
Irradiação (kW/m <sup>2</sup> )	171,61	182,80	153,25	173,27	196,52	192,77
PrMedido	0,84	0,81	0,81	0,78	0,74	0,73
PrTeo	0,95	0,89	0,9	0,9	0,88	0,89
Prajustado	0,85	0,8	0,8	0,74	0,71	0,76

Tabela 10 – Dados calculados para o inversor de 75kW - Setembro a Fevereiro

Análise Anual Inversor de 75kW						
Meses						
Parâmetros	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Janeiro	Fevereiro
k0	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022	0,0021	0,0021
k1	0,010	0,009	0,009	0,009	0,010	0,010
k2	0,022	0,023	0,023	0,023	0,021	0,021
ErTeo (kWh)	6212	-	9456	9428	11929	9065
ErMedido (kWh)	4910	-	6470	6080	7150	8800
Ajuste de perdas	Sim	-	Sim	Sim	Sim	Não
Erajustado (kWh)	4984	-	6089	6325	7316	-
Irradiação (kW/m <sup>2</sup> )	94,29	-	144,20	137,19	165,00	170,00
PrMedido	0,69	-	0,60	0,59	0,58	0,69
PrTeo	0,88	-	0,87	0,92	0,96	0,71
Prajustado	0,70	-	0,56	0,61	0,59	-

A Tabela 11 mostra o Performance Ratio do sistema para cada mês e de cada inversor, assim como o resultado final de performance do sistema.

Tabela 11 – Performance Ratio do Sistema

-	PR	PR	-
Meses	Inversor de 50kW	Inversor de 75kW	-
Março	0,86	0,85	-
Abril	0,89	0,8	-
Maio	0,84	0,8	-
Junho	0,79	0,74	-
Julho	0,76	0,71	-
Agosto	0,76	0,76	-
Setembro	0,74	0,70	-
Outubro	0,87	0,00	-
Novembro	0,86	0,56	-
Dezembro	0,85	0,61	-
Janeiro	0,73	0,59	-
Fevereiro	0,75	0,71	PR Anual
PR Anual	0,81	0,65	0,73

O cálculo teórico dos dados já retorna dados relevantes sobre o desempenho do sistema. Nota-se em ambos inversores que o maior desempenho foram nos primeiros meses de análise, tal fator se deve por algumas considerações.

- Nos primeiros meses (Março/2022 a Abril/2023), após o início de operação do sistema fotovoltaico, constatou-se que os módulos estavam com baixa sujeira, permitindo melhor conversão de energia e um elevado PR. Mas, ao decorrer do ano, passando pelo período de clima seco (entre Maio/2022 a Outubro/2022), o acumulo

de poeira e sujeira e carência de manutenção preventiva implicou em uma redução da performance do sistema;

- No que tange o inversor de 75 kW, os meses de Outubro/2022 a Janeiro/2023 apresentam uma acentuada redução no indicador de performance. Tal resultado está atrelado a duas situações: inicialmente, em outubro, este inversor apresentou problemas técnicos e foi necessária o acionamento do suporte técnico do fabricante. A avaliação indicou a necessidade de troca do equipamento, o que implicou na parada de operação desta parcela do sistema fotovoltaico durante todo o mês. Quanto aos meses subsequentes, detectou-se a desconexão de strings fotovoltaicas, em função de acionamento de dispositivo de proteção CC.

Na próxima seção será comparado a geração teórica calculada com a geração por meio de simulação computacional, de forma a permitir analisar se existe diferença na geração e, caso houver, mostrar graficamente e quantitativamente as perdas existentes.

## 4.2 Cálculo do PR por meio de simulação computacional

O software utilizado para simulação é o PvSol. O programa permite modelar o sistema fotovoltaico e a edificação, considerando inclinação, orientação, localização, entre outras funções. A planta foi montada no programa de forma a permitir ser o mais fiel possível à planta instalada na realidade. A figura 9 mostra o esquemático da construção já montada no software:

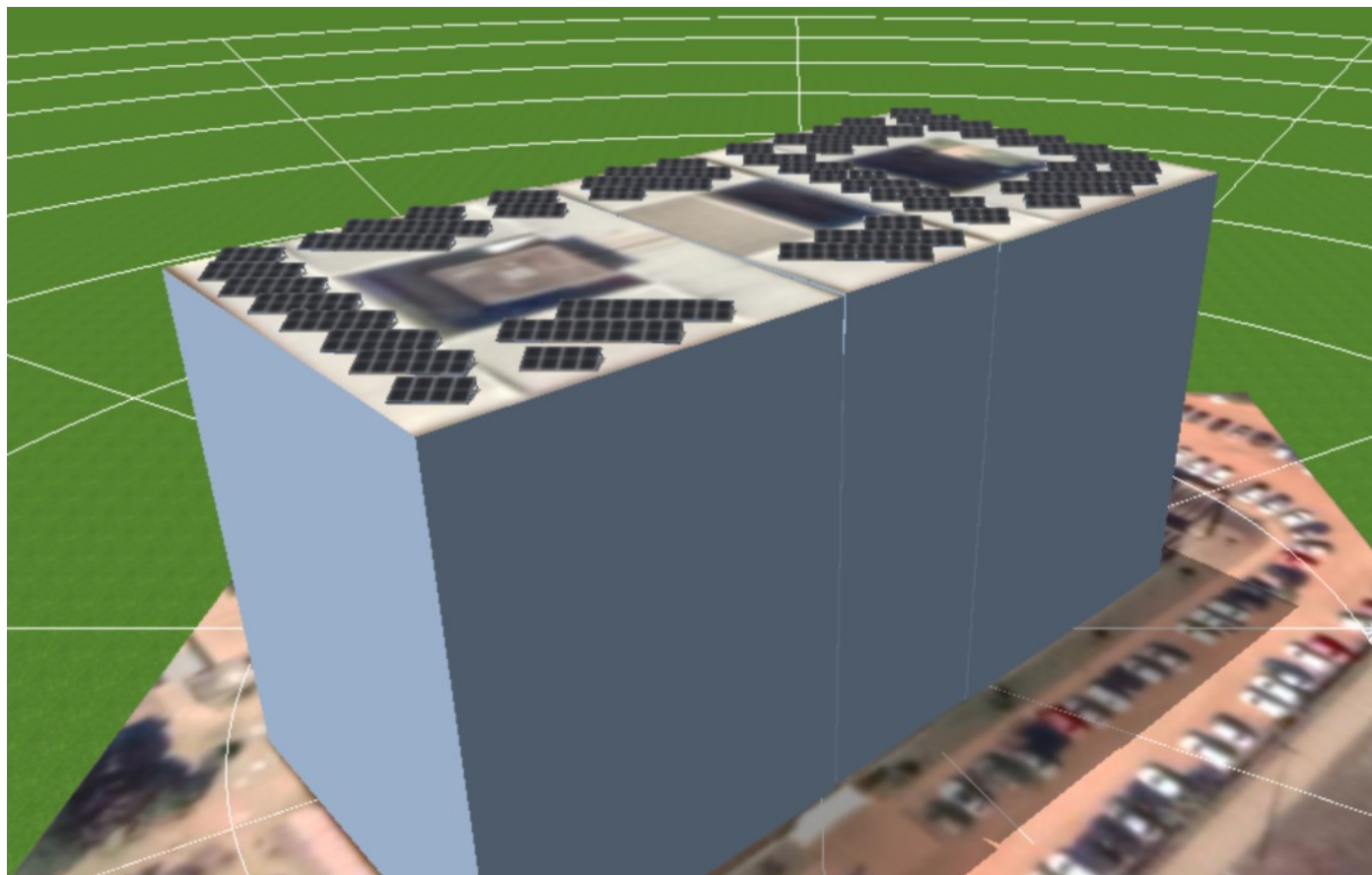


Figura 9 – Esquemático do UED no PvSol

Fonte: Autoria Própria

O programa dá a opção de ajustar as perdas por sujeidade em cada mês. Assim, partindo do princípio da realização de uma simulação calibrada, utilizou-se esse recurso para ajustar o fator de perdas por sujeidade, de tal maneira que a geração estimada por simulação possuisse valores semelhantes àqueles efetivamente observados no sistema supervisório do inversor. Tal procedimento teve por objetivo a identificação da influência de sujeitar nas perdas de energia do sistema fotovoltaico visto que esta condição foi observada ao longo dos meses de monitoramento da planta. A figura 10 apresenta as estimativas.



Figura 10 – Gráfico de perdas por sujeira feito no PvSol

Fonte: Autoria Própria

O gráfico reforça o ponto citado anteriormente em que logo após 3 meses de funcionamento do sistema a poeira começou a interferir na performance de geração.

A troca realizada do inversor de 75kW gerou perda de rendimento nos meses finais, a simulação leva em consideração apenas as perdas por sujidade e não perdas por troca/inutilização de um equipamento. Sendo assim, é possível comparar na figura 11 o que foi gerado em cálculo teórico considerando essa perda e o que se esperava de geração estipulado pela simulação.

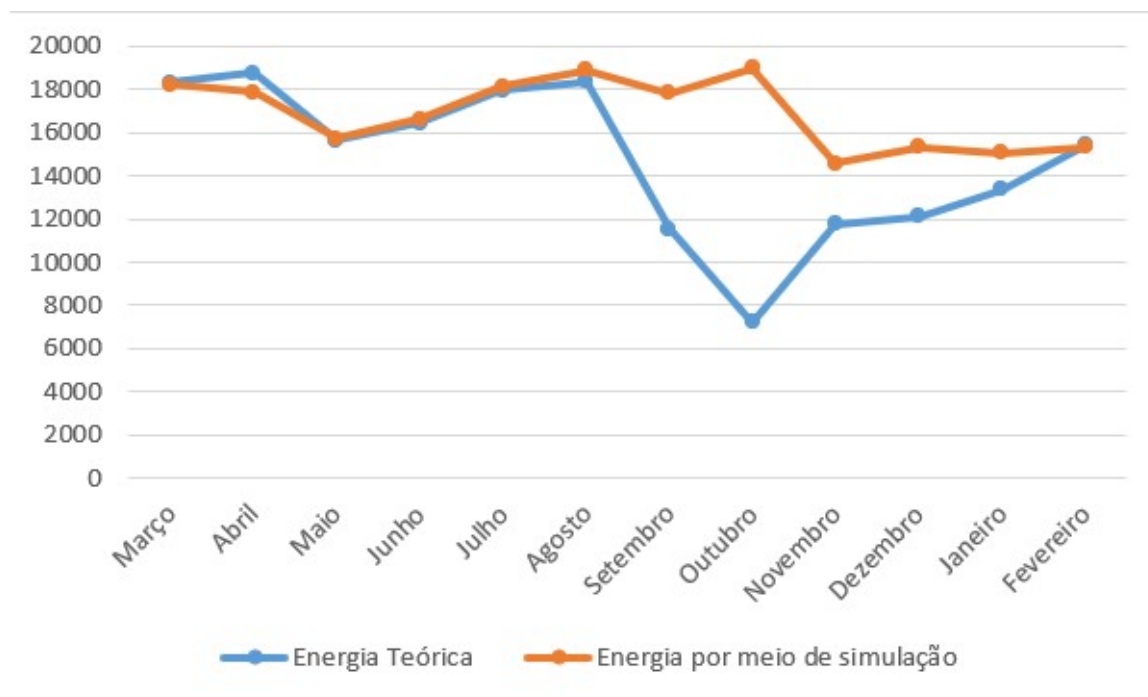


Figura 11 – Comparação entre a energia teórica e a simulada por computador

Fonte: Autoria Própria

É perceptível a queda do rendimento a partir do mês de setembro, na metade desse mês foi quando o inversor de 75kW parou de funcionar, sendo trocado apenas no final de outubro.

### 4.3 Outras discussões importantes

Embora os resultados apresentados anteriormente, as seguintes observações se fazem necessárias:

- Nos coeficientes encontrados para os inversores, utilizou-se os mesmos valores para os cálculos.
- A norma técnica utilizada como referência requer que os instrumentos de medição de dados solarimétricos estejam no mesmo local e altura da instalação fotovoltaica. No caso estudado, a estação solarimétrica está situada no chão, acerca de 50 metros de distância da instalação fotovoltaica.
- Em alguns casos, a estação solarimétrica não registrou por dias os dados de irradiação, as causas são diversas. Por exemplo, no mês de julho, houveram 7 dias sem registro da estação, mas o inversor estava registrando, esses dias sem registro foi usado como valor de irradiação a média dos outros dias do mês.

- Houveram casos, como por exemplo em Maio, que nem o inversor nem a estação registraram dados, por um periodo de 3 dias, nesse caso, a energia injetada no mês foi menor que a média dos outros meses.

# 5 Considerações finais

## 5.1 Principais Considerações

Esse trabalho teve por foco a realização da avaliação de desempenho do sistema fotovoltaico instalado no bloco UED da FGA/UnB, tendo como referência as premissas estabelecidas na norma ABNT NBR 16274:2014. Vale destacar que tal documento normativo apresenta duas metodologias de avaliação: avaliação tipo 1, para sistemas com apenas um inversor e um medidor de energia e avaliação tipo 2, para sistemas com mais de um inversor. Nesse contexto, a partir medições de irradiância e temperatura ambiente, fornecidos pela estação solarimétrica instalada nas proximidades do sistema de geração, bem como informações de energia injetada na rede, advindas de sistema supervisor dos inversores, realizou-se à aplicação das premissas estabelecidas na metodologia tipo 2 para a comparação entre a energia teórica e desempenho real, culminando com o cálculo da taxa de desempenho (Performance Ratio - PR). A partir do monitoramento de 12 meses, abrangendo março de 2022 a fevereiro de 2023, os resultados indicaram um desempenho global de 0,73, o qual caracteriza um desempenho dentro das expectativas de projeto. Dentre as limitações encontradas, ressalta-se que os sensores de medição de parâmetros solarimétricos não estão no mesmo plano dos arranjos fotovoltaicos. Por fim, de forma a complementar os resultados, foram realizadas simulações no software PVSol, de forma a estimar as fontes de perdas de energia em cada um dos meses de monitoramento, sendo a presença de sujeira dos módulos a principal influência.



# Referências

ALMEIDA, E. Energia solar fotovoltaica: Revisão bibliográfica. 2016. Citado na página 17.

ANEEL. 2021. <[https://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset\\_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827](https://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827)>. Acessado em 29/07/2022. Citado na página 17.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 16274*: Sistemas fotovoltaicos conectados a rede. Rio de Janeiro, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 24.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC 61724*: Photovoltaic system performance monitoring – guidelines for measurement, data exchange and analysis. [S.l.], 2017. Citado na página 20.

KHALID, A. Performance ratio – crucial parameter for grid connected pv plants. 2016. Citado na página 20.

MATRIZ Energética e Elétrica. 2021. <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acessado em 29/07/2022. Citado na página 17.

NASCIMENTO, C. Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica. 2004. Citado na página 17.

SOLAR PV. 2021. <<https://www.iea.org/reports/solar-pv>>. Acessado em 29/07/2022. Citado na página 17.

# Apêndices

# APÊNDICE A – Tabelas dos valores de Energia diários

Essa seção apresenta os valores diários de Energia para cada um dos inversores, em cada mês.

Tabela 12 – Energia diária no mês de Março para o inversor de 50kW

Dia	Tempo de registro (h)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	Er,dia (kWh)
1	12,917	588,136	307,528
2	12,583	498,169	257,999
3	12,500	279,311	153,403
4	12,000	342,266	179,543
5	12,250	577,305	296,495
6	12,083	371,780	205,756
7	12,083	500,530	259,155
8	12,083	455,850	246,220
9	12,167	453,647	267,219
10	12,917	455,074	254,343
11	13,417	367,945	217,563
12	12,583	316,843	183,843
13	12,417	336,520	188,199
14	12,833	252,358	186,609
15	12,750	266,837	193,878
16	12,583	407,823	244,742
17	12,583	502,665	257,428
18	12,667	319,262	257,958
19	11,583	560,364	272,187
20	12,583	535,490	283,556
21	12,667	532,437	325,784
22	12,667	555,761	291,905
23	12,583	464,771	257,789
24	12,583	431,825	251,798
25	12,500	474,483	238,019
26	12,500	420,069	281,516
27	12,417	515,896	276,894
28	12,417	532,252	303,365
29	13,083	526,750	232,829
30	12,500	438,826	245,953
31	12,417	444,430	243,000

Tabela 13 – Energia diária no mês de Março para o inversor de 75kW

Dia	Tempo de registro (h)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	Er,dia (kWh)
1	12,917	588,136	449,706
2	12,583	498,169	390,282
3	12,500	279,311	239,388
4	12,000	342,266	263,838
5	12,250	577,305	437,790
6	12,083	371,780	295,430
7	12,083	500,530	383,782
8	12,083	455,850	350,943
9	12,167	453,647	397,476
10	12,917	455,074	369,075
11	13,417	367,945	317,085
12	12,583	316,843	262,782
13	12,417	336,520	266,721
14	12,833	252,358	269,268
15	12,750	266,837	286,531
16	12,583	407,823	328,730
17	12,583	502,665	383,109
18	12,667	319,262	330,533
19	11,583	560,364	395,170
20	12,583	535,490	439,138
21	12,667	532,437	497,563
22	12,667	555,761	447,911
23	12,583	464,771	393,194
24	12,583	431,825	386,549
25	12,500	474,483	344,986
26	12,500	420,069	415,284
27	12,417	515,896	410,544
28	12,417	532,252	435,232
29	13,083	526,750	369,440
30	12,500	438,826	343,532
31	12,417	444,430	342,000

Tabela 14 – Energia diária no mês de Abril para o inversor de 50kW

Dia	Tempo de registro (h)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	Er,dia (kWh)
1	12,667	500,593	280,270
2	12,500	598,511	329,154
3	12,500	569,805	313,692
4	12,500	576,813	317,722
5	12,500	563,714	309,440
6	12,667	533,531	295,153
7	12,417	454,691	247,264
8	12,500	509,870	280,806
9	12,250	332,135	180,350
10	12,083	339,741	183,058
11	12,083	344,970	184,995
12	12,000	362,801	193,403
13	12,167	459,658	249,036
14	12,250	490,225	267,151
15	12,333	562,246	307,269
16	12,333	408,688	226,510
17	12,333	499,529	273,412
18	12,333	526,707	289,270
19	12,333	512,310	281,833
20	10,833	485,066	233,246
21	8,083	464,189	166,278
22	12,250	495,270	266,508
23	12,083	530,651	284,029
24	12,083	591,414	316,106
25	12,417	574,200	316,803
26	12,250	580,706	316,347
27	12,250	573,482	311,118
28	12,417	568,864	314,583
29	12,250	516,306	280,279
30	12,333	438,826	245,953

Tabela 15 – Energia diária no mês de Abril para o inversor de 75kW

Dia	Tempo de registro (h)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	Er,dia (kWh)
1	12,667	500,593	388,11675
2	12,500	598,511	448,41258
3	12,500	569,805	427,69017
4	12,500	576,813	427,86283
5	12,500	563,714	420,88342
6	12,667	533,531	400,20817
7	12,417	454,691	335,96683
8	12,500	509,870	394,309
9	12,250	332,135	247,91658
10	12,083	339,741	263,32375
11	12,083	344,970	290,21492
12	12,000	362,801	256,51233
13	12,167	459,658	335,90283
14	12,250	490,225	296,947
15	12,333	562,246	375,62483
16	12,333	408,688	413,4925
17	12,333	499,529	355,81958
18	12,333	526,707	376,496
19	12,333	512,310	410,17133
20	10,833	485,066	302,81992
21	8,083	464,189	356,83192
22	12,250	495,270	298,12275
23	12,083	530,651	373,665
24	12,083	591,414	369,27442
25	12,417	574,200	400,2565
26	12,250	580,706	433,25958
27	12,250	573,482	390,279
28	12,417	568,864	397,33333
29	12,250	516,306	379,75
30	12,333	438,826	376,16667

Tabela 16 – Energia diária no mês de Maio para o inversor de 50kW

Dia	Tempo de registro (h)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	Er,dia (kWh)
1	12,167	525,704	256,481
2	12,167	437,956	219,471
3	11,833	322,999	158,982
4	12,167	451,736	226,942
5	12,000	392,497	195,365
6	8,500	381,224	177,745
7	-	-	
8	-	-	
9	-	-	
10	10,583	487,973	235,325
11	12,083	503,376	251,330
12	12,000	320,093	155,866
13	12,000	426,787	206,101
14	11,917	530,304	265,530
15	11,917	432,166	219,350
16	12,083	352,628	179,635
17	11,750	187,906	92,442
18	12,000	517,583	264,760
19	11,917	551,458	283,394
20	11,917	506,126	250,074
21	12,000	548,278	275,733
22	12,083	548,315	272,919
23	12,083	469,237	239,528
24	12,083	481,125	232,563
25	12,083	558,351	273,489
26	12,083	540,034	275,900
27	12,000	453,046	234,852
28	12,000	487,904	220,048
29	12,083	531,387	260,524
30	12,167	528,881	251,478
31	11,917	435,390	250,250



Tabela 17 – Energia diária no mês de Maio para o inversor de 75kW

Dia	Tempo de registro (h)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	Er,dia (kWh)
1	12,167	525,704	387,585
2	12,167	437,956	315,665
3	11,833	322,999	233,640
4	12,167	451,736	337,090
5	12,000	392,497	279,333
6	8,500	381,224	220,628
7	-	-	
8	-	-	
9	-	-	
10	10,583	487,973	381,023
11	12,083	503,376	365,758
12	12,000	320,093	228,998
13	12,000	426,787	310,965
14	11,917	530,304	379,833
15	11,917	432,166	325,421
16	12,083	352,628	251,948
17	11,750	187,906	129,136
18	12,000	517,583	389,661
19	11,917	551,458	405,965
20	11,917	506,126	365,105
21	12,000	548,278	396,383
22	12,083	548,315	394,612
23	12,083	469,237	356,403
24	12,083	481,125	330,327
25	12,083	558,351	388,927
26	12,083	540,034	390,639
27	12,000	453,046	356,999
28	12,000	487,904	310,300
29	12,083	531,387	358,082
30	12,167	528,881	370,181
31	11,917	435,390	250,250

Tabela 18 – Energia diária no mês de Junho para o inversor de 50kW

Dia	Tempo de registro (h)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	Er,dia (kWh)
1	12,250	549,555	262,373
2	11,917	522,646	247,976
3	11,917	525,128	253,831
4	11,833	506,168	245,049
5	11,917	411,974	193,458
6	11,917	490,987	254,353
7	12,583	507,239	260,326
8	12,000	486,607	228,057
9	11,917	453,488	244,474
10	11,750	418,779	201,753
11	11,833	371,891	216,364
12	11,750	428,245	206,363
13	11,833	449,413	179,676
14	11,917	386,273	219,768
15	11,917	417,307	177,331
16	12,000	378,309	244,486
17	12,083	501,465	246,057
18	12,000	506,029	224,643
19	12,000	472,351	243,467
20	11,250	503,752	220,622
21	12,083	522,165	250,587
22	12,083	531,366	251,566
23	12,250	531,616	244,963
24	12,083	521,447	249,429
25	11,917	528,921	246,487
26	11,917	534,572	244,193
27	11,917	524,718	31,303
28	11,917	528,294	226,417
29	12,000	506,913	240,000
30	11,833	470,939	248,500

Tabela 19 – Energia diária no mês de Junho para o inversor de 75kW

Dia	Tempo de registro (h)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	Er,dia (kWh)
1	12,250	549,555	372,252
2	11,917	522,646	360,274
3	11,917	525,128	371,664
4	11,833	506,168	359,783
5	11,917	411,974	289,908
6	11,917	490,987	381,398
7	12,583	507,239	363,133
8	12,000	486,607	331,962
9	11,917	453,488	362,627
10	11,750	418,779	300,281
11	11,833	371,891	342,244
12	11,750	428,245	300,422
13	11,833	449,413	285,119
14	11,917	386,273	314,707
15	11,917	417,307	258,968
16	12,000	378,309	352,087
17	12,083	501,465	360,268
18	12,000	506,029	332,023
19	12,000	472,351	351,035
20	11,250	503,752	340,986
21	12,083	522,165	363,599
22	12,083	531,366	357,469
23	12,250	531,616	357,312
24	12,083	521,447	354,326
25	11,917	528,921	354,353
26	11,917	534,572	353,341
27	11,917	524,718	341,000
28	11,917	528,294	342,000
29	12,000	506,913	350,000
30	11,833	470,939	345,000

Tabela 20 – Energia diária no mês de Julho para o inversor de 50kW

Dia	Tempo de registro (h)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	Er,dia (kWh)
1	11,917	595,979	239,319
2	12,000	500,000	243,060
3	11,917	529,000	250,989
4	12,083	529,000	255,863
5	11,750	529,000	244,599
6	11,917	529,000	247,770
7	11,833	529,000	217,483
8	11,917	529,000	243,494
9	12,000	529,000	247,078
10	12,000	529,000	243,307
11	12,083	529,000	232,724
12	12,000	529,000	243,060
13	12,167	507,030	256,255
14	11,750	496,243	248,805
15	11,917	504,558	248,069
16	11,833	563,385	246,037
17	12,167	526,042	223,609
18	12,000	534,703	245,197
19	11,917	453,420	245,363
20	11,917	491,882	241,617
21	12,167	500,076	234,329
22	12,167	522,447	237,596
23	12,000	549,388	248,014
24	11,917	572,145	229,713
25	11,833	541,531	240,057
26	11,833	565,361	235,319
27	12,417	549,554	221,967
28	12,083	530,000	229,583
29	12,333	525,000	228,167
30	12,000	535,000	228,000
31	12,083	527,000	229,583

Tabela 21 – Energia diária no mês de Julho para o inversor de 75kW

Dia	Tempo de registro (h)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	Er,dia (kWh)
1	11,917	595,979	357,374
2	12,000	500,000	360,948
3	11,917	529,000	365,608
4	12,083	529,000	374,048
5	11,750	529,000	371,628
6	11,917	529,000	357,670
7	11,833	529,000	324,991
8	11,917	529,000	341,899
9	12,000	529,000	353,119
10	12,000	529,000	353,763
11	12,083	529,000	341,359
12	12,000	529,000	335,060
13	12,167	507,030	362,179
14	11,750	496,243	326,950
15	11,917	504,558	342,622
16	11,833	563,385	341,355
17	12,167	526,042	313,143
18	12,000	534,703	78,569
19	11,917	453,420	347,252
20	11,917	491,882	333,667
21	12,167	500,076	358,917
22	12,167	522,447	365,000
23	12,000	549,388	324,000
24	11,917	572,145	333,667
25	11,833	541,531	343,167
26	11,833	565,361	343,167
27	12,417	549,554	360,083
28	12,083	530,000	350,417
29	12,333	525,000	357,667
30	12,000	535,000	348,000
31	12,083	527,000	350,417

Tabela 22 – Energia diária no mês de Agosto para o inversor de 50kW

Dia	Tempo de registro (h)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	Er,dia (kWh)
1	12,167	509,831	234,104
2	12,250	467,220	223,521
3	12,167	546,765	251,483
4	13,417	550,880	287,208
5	12,333	536,290	242,703
6	9,417	508,549	210,021
7	12,000	518,492	244,565
8	12,167	458,154	212,137
9	12,250	430,576	209,954
10	12,000	343,005	187,419
11	12,250	375,904	205,537
12	12,083	453,131	236,632
13	12,250	474,348	217,478
14	12,250	471,446	257,754
15	12,250	579,842	252,443
16	12,833	582,506	178,315
17	12,750	408,192	256,794
18	11,917	562,134	244,103
19	12,167	535,847	243,633
20	13,333	478,187	278,948
21	12,250	496,026	266,883
22	12,333	579,161	269,275
23	12,333	599,075	265,818
24	12,417	586,471	232,128
25	12,250	578,510	208,511
26	12,167	529,421	204,201
27	12,250	429,046	231,773
28	12,333	467,006	237,126
29	12,250	505,113	232,750
30	12,250	557,485	232,750
31	12,417	621,722	273,167

Tabela 23 – Energia diária no mês de Agosto para o inversor de 75kW

Dia	Tempo de registro (h)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	Er,dia (kWh)
1	12,167	509,831	357,379
2	12,250	467,220	360,998
3	12,167	546,765	365,681
4	13,417	550,880	375,549
5	12,333	536,290	382,308
6	9,417	508,549	348,898
7	12,000	518,492	329,947
8	12,167	458,154	349,223
9	12,250	430,576	360,293
10	12,000	343,005	356,432
11	12,250	375,904	346,260
12	12,083	453,131	342,747
13	12,250	474,348	361,669
14	12,250	471,446	342,440
15	12,250	579,842	355,385
16	12,833	582,506	355,759
17	12,750	408,192	315,098
18	11,917	562,134	379,898
19	12,167	535,847	340,567
20	13,333	478,187	373,332
21	12,250	496,026	344,202
22	12,333	579,161	323,039
23	12,333	599,075	361,915
24	12,417	586,471	373,033
25	12,250	578,510	351,398
26	12,167	529,421	367,205
27	12,250	429,046	378,563
28	12,333	467,006	364,969
29	12,250	505,113	355,250
30	12,250	557,485	355,250
31	12,417	621,722	384,917

Tabela 24 – Energia diária no mês de Setembro para o inversor de 50kW

Dia	Tempo de registro (h)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	Er,dia (kWh)
1	12,417	634,751	352,436
2	12,500	646,364	358,828
3	12,417	650,808	354,337
4	12,333	598,201	321,274
5	12,333	501,850	270,466
6	12,417	514,860	283,868
7	12,333	428,121	236,492
8	12,833	542,105	310,753
9	12,417	512,027	278,119
10	12,417	590,488	320,020
11	12,417	650,217	351,441
12	12,417	555,950	299,630
13	12,417	450,089	242,715
14	12,417	444,039	240,886
15	12,417	449,243	240,114
16	12,417	395,907	213,184
17	12,417	596,048	327,370
18	12,500	492,581	270,116
19	12,417	428,115	233,506
20	12,500	411,427	227,750
21	12,500	238,949	132,438
22	12,333	339,994	186,427
23	12,417	342,907	189,718
24	12,500	307,602	168,647
25	12,500	320,957	180,675
26	12,667	471,199	265,105
27	12,583	369,043	208,765
28	12,500	404,708	229,258
29	12,583	411,211	226,425
30	12,667	407,790	230,294
31	-	-	-



Tabela 25 – Energia diária no mês de Setembro para o inversor de 75kW

Dia	Tempo de registro (h)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	Er,dia (kWh)
1	12,667	611,120	521,991
2	12,583	623,655	521,683
3	12,500	600,245	491,715
4	12,750	527,485	440,324
5	12,667	589,253	492,774
6	12,500	488,454	409,494
7	12,583	617,853	514,548
8	12,917	549,097	466,060
9	12,750	582,573	485,708
10	12,667	501,450	414,313
11	12,833	485,279	405,704
12	12,583	530,546	433,437
13	12,667	395,007	326,349
14	8,750	497,314	288,421
15	-	-	-
16	-	-	-
17	-	-	-
18	-	-	-
19	-	-	-
20	-	-	-
21	-	-	-
22	-	-	-
23	-	-	-
24	-	-	-
25	-	-	-
26	-	-	-
27	-	-	-
28	-	-	-
29	-	-	-
30	-	-	-
31	-	-	-

Tabela 26 – Energia diária no mês de Outubro para o inversor de 50kW

Dia	Tempo de registro (h)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	Er,dia (kWh)
1	13,000	510,310	291,080
2	12,500	227,518	129,552
3	12,667	384,212	214,803
4	12,500	419,156	232,330
5	12,750	431,056	241,134
6	12,583	200,576	111,726
7	12,667	433,255	244,380
8	12,750	407,461	228,873
9	7,083	536,800	165,409
10	12,333	534,829	286,723
11	12,750	489,555	272,347
12	12,833	506,819	283,960
13	13,000	628,454	354,788
14	9,250	514,689	207,384
15	12,917	587,371	330,998
16	12,917	655,848	368,720
17	13,000	538,396	303,859
18	12,833	557,085	309,165
19	11,250	454,138	222,599
20	13,000	351,022	199,648
21	12,917	408,011	234,011
22	13,000	258,278	126,350
23	12,667	356,376	203,289
24	4,667	564,493	115,511
25	13,167	438,201	251,392
26	13,167	475,831	273,658
27	13,083	415,862	238,978
28	12,917	391,063	223,379
29	12,833	452,155	254,589
30	13,083	452,718	238,643
31	12,167	450,732	236,834

Tabela 27 – Energia diária no mês de Outubro para o inversor de 75kW

Dia	Tempo de registro (h)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	Er,dia (kWh)
1	-	-	-
2	-	-	-
3	-	-	-
4	-	-	-
5	-	-	-
6	-	-	-
7	-	-	-
8	-	-	-
9	-	-	-
10	-	-	-
11	-	-	-
12	-	-	-
13	-	-	-
14	-	-	-
15	-	-	-
16	-	-	-
17	-	-	-
18	-	-	-
19	-	-	-
20	-	-	-
21	-	-	-
22	-	-	-
23	-	-	-
24	-	-	-
25	-	-	-
26	-	-	-
27	-	-	-
28	-	-	-
29	-	-	-
30	-	-	-
31	-	-	-

Tabela 28 – Energia diária no mês de Novembro para o inversor de 50kW

Dia	Tempo de registro (h)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	Er,dia (kWh)
1	13,000	509,831	234,104
2	12,833	467,220	223,521
3	12,917	546,765	251,483
4	11,917	550,880	287,208
5	5,250	536,290	242,703
6	13,417	508,549	210,021
7	13,333	518,492	244,565
8	13,417	458,154	212,137
9	10,250	430,576	209,954
10	13,333	343,005	187,419
11	12,750	375,904	205,537
12	13,500	453,131	236,632
13	7,667	474,348	217,478
14	7,833	471,446	257,754
15	13,083	579,842	252,443
16	13,667	582,506	178,315
17	13,750	408,192	256,794
18	10,667	562,134	244,103
19	0,000	535,847	243,633
20	0,000	478,187	278,948
21	2,083	496,026	266,883
22	14,083	579,161	269,275
23	13,583	599,075	265,818
24	13,667	586,471	232,128
25	13,750	578,510	208,511
26	4,750	529,421	204,201
27	13,500	429,046	231,773
28	13,500	467,006	237,126
29	14,250	505,113	232,750
30	13,167	557,485	232,750
31	-	621,722	273,167

Tabela 29 – Energia diária no mês de Novembro para o inversor de 75kW

Dia	Tempo de registro (h)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	Er,dia (kWh)
1	12,167	509,831	357,379
2	12,250	467,220	360,998
3	12,167	546,765	365,681
4	13,417	550,880	375,549
5	12,333	536,290	382,308
6	9,417	508,549	348,898
7	12,000	518,492	329,947
8	12,167	458,154	349,223
9	12,250	430,576	360,293
10	12,000	343,005	356,432
11	12,250	375,904	346,260
12	12,083	453,131	342,747
13	12,250	474,348	361,669
14	12,250	471,446	342,440
15	12,250	579,842	355,385
16	12,833	582,506	355,759
17	12,750	408,192	315,098
18	11,917	562,134	379,898
19	12,167	535,847	340,567
20	13,333	478,187	373,332
21	12,250	496,026	344,202
22	12,333	579,161	323,039
23	12,333	599,075	361,915
24	12,417	586,471	373,033
25	12,250	578,510	351,398
26	12,167	529,421	367,205
27	12,250	429,046	378,563
28	12,333	467,006	364,969
29	12,250	505,113	355,250
30	12,250	557,485	355,250
31	12,417	621,722	384,917

Tabela 30 – Energia diária no mês de Dezembro para o inversor de 50kW

Dia	Tempo de registro (h)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	Er,dia (kWh)
1	13,583	550,762	329,142
2	13,250	485,453	288,373
3	13,417	399,004	241,468
4	10,750	284,757	138,083
5	7,250	253,134	71,633
6	13,417	361,565	216,572
7	13,750	436,391	259,002
8	13,667	463,878	173,271
9	10,083	638,231	205,349
10	11,500	518,238	258,892
11	13,417	381,336	243,446
12	13,750	406,596	190,873
13	13,667	240,974	127,753
14	7,583	202,393	62,630
15	13,750	352,193	224,183
16	13,750	406,790	250,615
17	13,083	289,751	173,414
18	13,667	195,566	122,779
19	2,083	476,856	44,061
20	13,500	436,260	258,875
21	13,750	499,337	306,463
22	13,833	208,298	104,950
23	13,667	355,433	239,056
24	4,500	359,594	63,472
25	12,833	362,237	227,275
26	13,083	135,680	77,980
27	13,333	373,104	209,806
28	9,750	366,271	150,235
29	11,417	361,687	173,125
30	10,750	360,252	161,844
31	13,583	363,156	205,656

Tabela 31 – Energia diária no mês de Dezembro para o inversor de 75kW

Dia	Tempo de registro (h)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	Er,dia (kWh)
1	13,583	550,762	305,993
2	13,250	485,453	242,931
3	13,417	399,004	233,105
4	10,750	284,757	201,456
5	7,250	253,134	178,564
6	13,417	361,565	181,898
7	13,750	436,391	219,459
8	13,667	463,878	246,246
9	10,083	638,231	241,563
10	11,500	518,238	301,533
11	13,417	381,336	281,819
12	13,750	406,596	315,479
13	13,667	240,974	198,744
14	7,583	202,393	263,583
15	13,750	352,193	167,964
16	13,750	406,790	130,454
17	13,083	289,751	120,353
18	13,667	195,566	212,478
19	2,083	476,856	47,425
20	13,500	436,260	168,986
21	13,750	499,337	127,646
22	13,833	208,298	294,395
23	13,667	355,433	243,254
24	4,500	359,594	94,230
25	12,833	362,237	185,376
26	13,083	135,680	93,332
27	13,333	373,104	224,599
28	9,750	366,271	204,551
29	11,417	361,687	200,793
30	10,750	360,252	199,233
31	13,583	363,156	197,978

Tabela 32 – Energia diária no mês de Janeiro para o inversor de 50kW

Dia	Tempo de registro (h)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	Er,dia (kWh)
1	13,833	496,269	290,262
2	13,667	425,453	268,517
3	14,000	436,417	267,726
4	13,583	483,458	216,634
5	13,833	443,552	167,703
6	13,583	242,044	154,939
7	14,000	583,053	340,905
8	13,750	441,937	266,141
9	13,750	203,756	101,822
10	13,500	622,216	298,159
11	13,833	330,334	251,776
12	13,917	382,590	238,906
13	13,250	454,289	209,269
14	13,500	335,483	118,433
15	13,417	409,440	224,421
16	13,667	469,709	283,499
17	13,667	626,048	360,007
18	13,917	649,858	374,787
19	13,833	295,490	145,420
20	13,667	443,246	251,829
21	13,583	275,889	168,248
22	13,500	409,113	178,966
23	12,750	445,161	272,996
24	13,917	461,734	141,982
25	13,000	450,920	274,869
26	13,417	470,347	316,701
27	13,500	246,686	146,923
28	13,417	376,261	216,975
29	12,917	441,439	127,477
30	13,667	383,013	171,865
31	13,833	417,277	313,225



Tabela 33 – Energia diária no mês de Janeiro para o inversor de 75kW

Dia	Tempo de registro (h)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	Er,dia (kWh)
1	13,833	496,269	441,092
2	13,667	425,453	384,171
3	14,000	436,417	406,604
4	13,583	483,458	439,517
5	13,833	443,552	416,453
6	13,583	242,044	224,975
7	14,000	583,053	541,158
8	13,750	441,937	406,626
9	13,750	203,756	203,835
10	13,500	622,216	614,257
11	13,833	330,334	300,191
12	13,917	382,590	393,775
13	13,250	454,289	295,821
14	13,500	335,483	334,551
15	13,417	409,440	364,630
16	13,667	469,709	469,092
17	13,667	626,048	566,270
18	13,917	649,858	589,541
19	13,833	295,490	258,250
20	13,667	443,246	439,234
21	13,583	275,889	255,787
22	13,500	409,113	371,813
23	12,750	445,161	382,744
24	13,917	461,734	425,588
25	13,000	450,920	395,823
26	13,417	470,347	392,985
27	13,500	246,686	221,002
28	13,417	376,261	311,437
29	12,917	441,439	350,388
30	13,667	383,013	328,258
31	13,833	417,277	403,031

Tabela 34 – Energia diária no mês de Fevereiro para o inversor de 50kW

Dia	Tempo de registro (h)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	Er,dia (kWh)
1	13,500	612,355	254,400
2	13,667	529,739	251,471
3	12,250	319,521	148,818
4	13,500	362,495	205,192
5	13,167	201,868	115,710
6	13,333	533,603	296,217
7	13,333	528,613	292,178
8	13,250	465,123	260,063
9	13,417	638,832	186,056
10	13,250	541,305	201,167
11	13,167	606,797	369,225
12	13,667	600,345	301,524
13	13,083	458,950	209,107
14	13,167	420,865	171,080
15	13,333	284,755	186,432
16	12,917	323,654	203,634
17	12,833	539,266	307,206
18	13,000	552,879	316,405
19	12,917	408,352	196,618
20	13,500	240,468	145,116
21	13,000	482,361	151,155
22	12,917	459,626	227,085
23	12,667	452,353	225,784
24	12,750	448,668	224,561
25	12,917	454,818	228,167
26	13,000	459,214	229,261
27	13,135	471,469	234,669
28	13,121	468,510	231,738
29	-	-	-
30	-	-	-
31	-	-	-

Tabela 35 – Energia diária no mês de Fevereiro para o inversor de 75kW

Dia	Tempo de registro (h)	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	Er,dia (kWh)
1	13,500	612,355	386,310
2	13,667	529,739	356,506
3	12,250	319,521	226,265
4	13,500	362,495	307,789
5	13,167	201,868	177,959
6	13,333	533,603	444,325
7	13,333	528,613	438,268
8	13,250	465,123	390,095
9	13,417	638,832	186,056
10	13,250	541,305	201,167
11	13,167	606,797	560,848
12	13,667	600,345	446,771
13	13,083	458,950	313,661
14	13,167	420,865	263,117
15	13,333	284,755	277,900
16	12,917	323,654	317,275
17	12,833	539,266	469,786
18	13,000	552,879	474,607
19	12,917	408,352	196,618
20	13,500	240,468	210,955
21	13,000	482,361	151,155
22	12,917	459,626	323,687
23	12,667	452,353	320,705
24	12,750	448,668	319,000
25	12,917	454,818	323,416
26	13,000	459,214	324,161
27	13,135	471,469	331,123
28	13,121	468,510	325,732
29	-	-	-
30	-	-	-
31	-	-	-

# APÊNDICE B – Tutorial de Coleta dos Dados

Esta seção vai detalhar os procedimentos seguidos para coletar e tratar os dados da estação solarimétrica e dos inversores utilizados para os cálculos dos parâmetros

## B.1 Coleta de dados da Estação Solarimétrica

Os dados da estação solarimétrica foram obtidos através do cartão de memória que armazena os dados dos sensores da estação. A pasta correspondente ao número de série da estação foi copiada para o computador. Em seguida, os dados foram extraídos através do *software* configurador da *Fieldlogger*, seguindo o tutorial detalhado a seguir.

1. Inicialmente, escolhe-se a opção de coleta, como mostrado na Fig.(12).



Figura 12 – Tela inicial do *software*

2. Em seguida, é escolhida a opção gerenciar coletas, como mostrado na Fig.(13).



Figura 13 – Segundo passo

3. Logo após, é necessário selecionar a opção para exportar os dados para um arquivo, que é o produto esperado, como mostrado na Fig.(14).

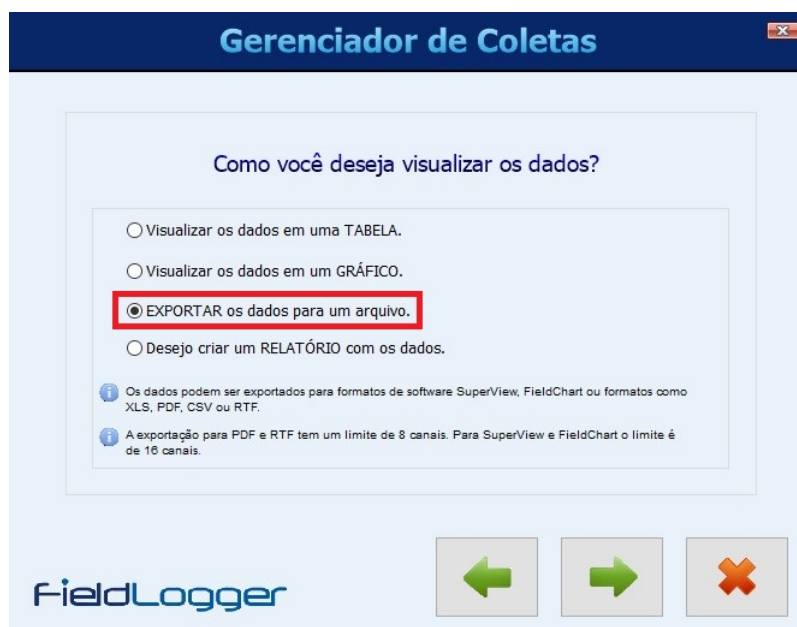


Figura 14 – Terceiro passo

4. No quarto passo, é necessário marcar a caixa para alterar a pasta da base de dados e selecionar o caminho correspondente ao local em que a pasta copiada da estação solarimétrica se encontra, conforme mostrado na Fig.(15).



Figura 15 – Quarto passo

5. Já no quinto passo, é necessário selecionar a pasta que foi copiada da estação solarimétrica com os dados. O nome da pasta corresponde ao número de série do *Fieldlogger*, como é mostrado na Fig.(16).

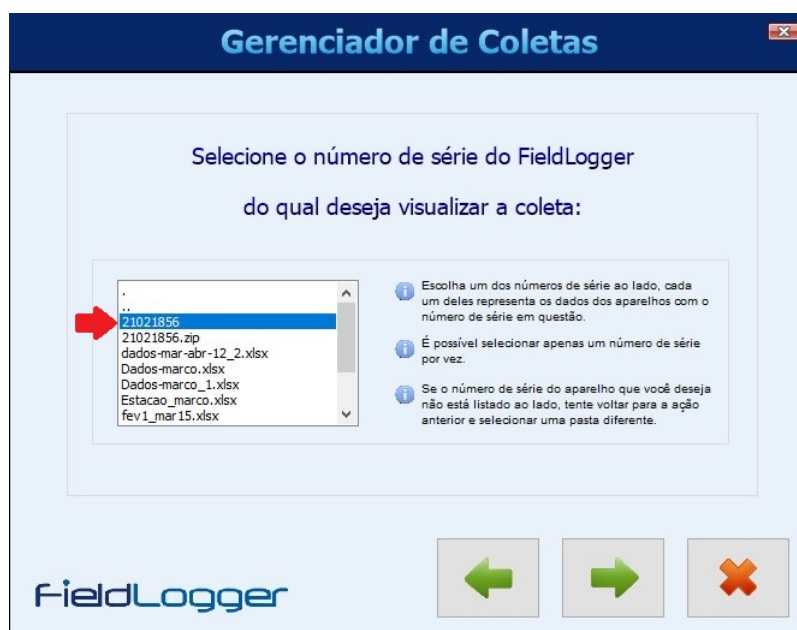


Figura 16 – Quinto passo

6. Em seguida, é necessário selecionar a opção para visualizar os dados apenas de um período determinado e escolher qual o período deseja-se coletar os dados, como mostra a Fig.(17).

**Gerenciador de Coletas**

Você deseja visualizar todos os dados disponíveis?

Sim, quero visualizar todos os dados armazenados.

Não, quero apenas visualizar dados apenas de um determinado período.

Escolher um período de dados deixa a coleta mais rápida, além de permitir escolher apenas os dados pertinentes para o processo.

OK, selecione o período que você deseja visualizar.

Data Inicial: 01/03/2022 00:00:00

Data Final: 30/04/2022 23:59:59

FieldLogger

Figura 17 – Sexto passo

7. Após a escolha do período, escolhe-se os parâmetros que virão na planilha de dados e a quantidade de casas decimais que os valores apresentarão. Para esse trabalho foram utilizados os dados de irradiância total e temperatura do ar para calcular o que foi proposto, portanto, apenas esses dois parâmetros foram marcados e também definiu-se duas casas decimais para a saída dos dados, como é apresentado na Fig.(18).

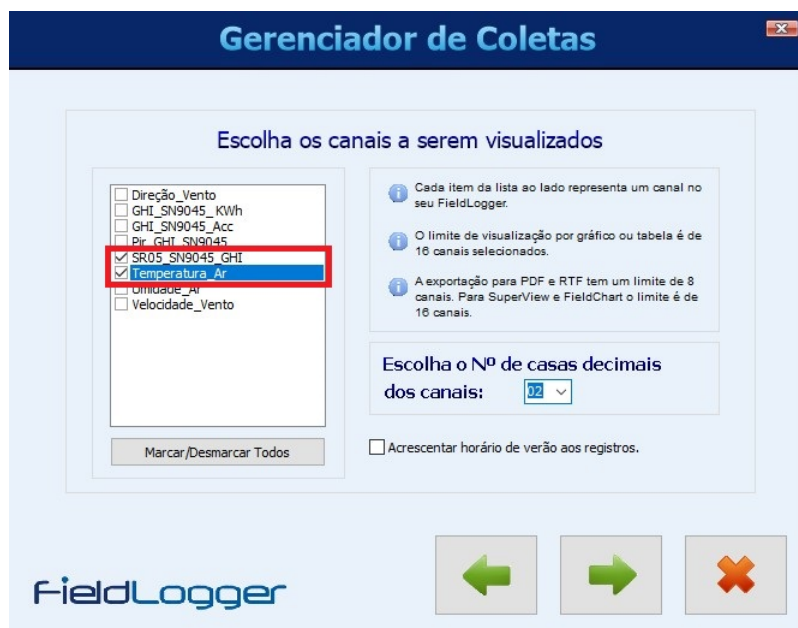


Figura 18 – Sétimo passo

8. Nessa próxima etapa, define-se o formato do arquivo de saída dos dados, onde ele será salvo e o nome do arquivo. Para os cálculos, foi utilizado o *software Excel* e portanto, escolheu-se a opção “outros formatos”, conforme é mostrado na Fig.(19).

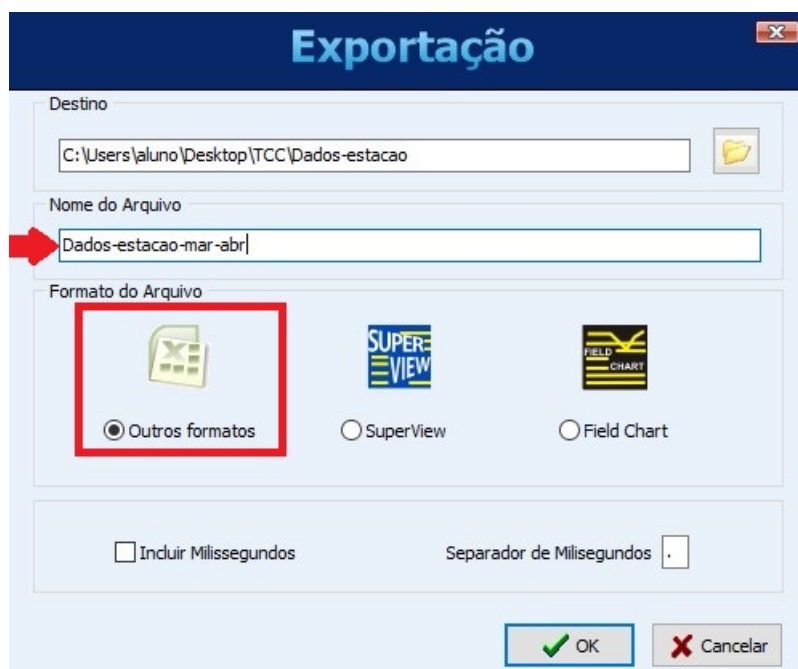


Figura 19 – Oitavo passo



9. Após os dados serem processados, uma janela com vários formatos de arquivo será mostrada na tela. Nesse momento, foi escolhida a opção “MS Excel 2007”, para que o arquivo fosse exportado em formato de planilha no *software Microsoft Excel*, como apresenta a Fig.(20), e em seguida foi selecionado “exportar”. Nessa etapa também é possível definir se o arquivo vai ser aberto após a exportação e essa opção foi marcada.

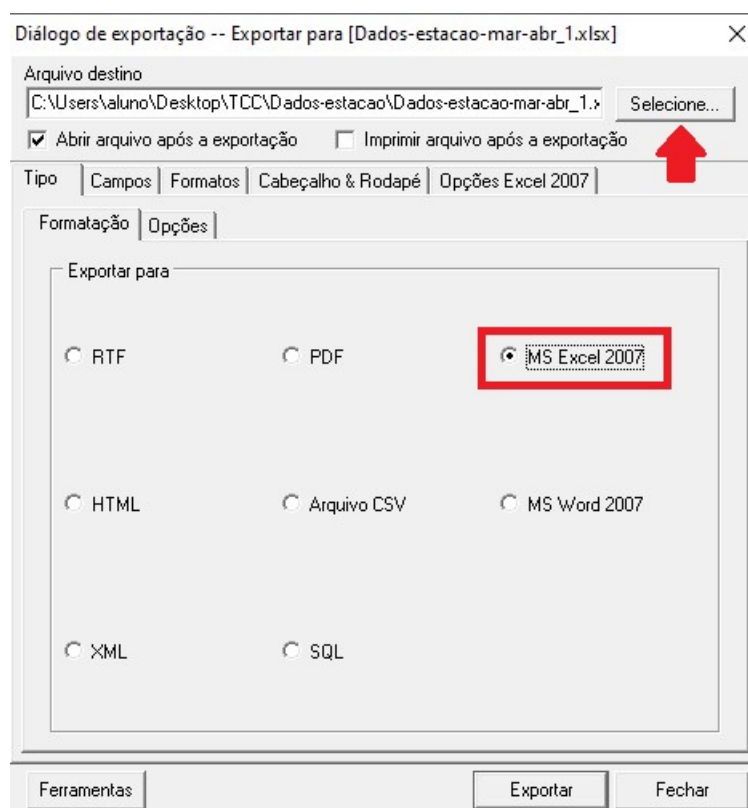


Figura 20 – Nono passo

## B.2 Coleta de dados dos inversores

Os dados dos inversores foram coletados a partir da plataforma de monitoramento da Canadian Solar, que é a fabricante dos inversores. O passo a passo será detalhado a seguir.

1. O primeiro passo é entrar na plataforma através do endereço abaixo e fazer login, de acordo com o apresentado na Fig.(21).

<https://monitoring.csisolar.com/home/login>

Figura 21 – Página de Login *Canadian Solar*

2. Em seguida é necessário selecionar o sistema a ser monitorado, que é o sistema do bloco UED, como mostra a Fig.(22).



Figura 22 – Escolha do sistema

3. Na próxima etapa, escolhe-se qual inversor deseja-se coletar os dados, através da aba informação do dispositivo. Em seguida clica-se em verificar no inversor escolhido, como mostra a Fig.(23).



Figura 23 – Escolha do inversor

4. Na quarta e última etapa, é necessário definir a data para a coleta dos dados do inversor escolhido, que pode ser dia, semana, mês ou ano. Após isso, clica-se em “Relatório de exportação” para que o *download* seja realizado, como é mostrado na Fig.(24).

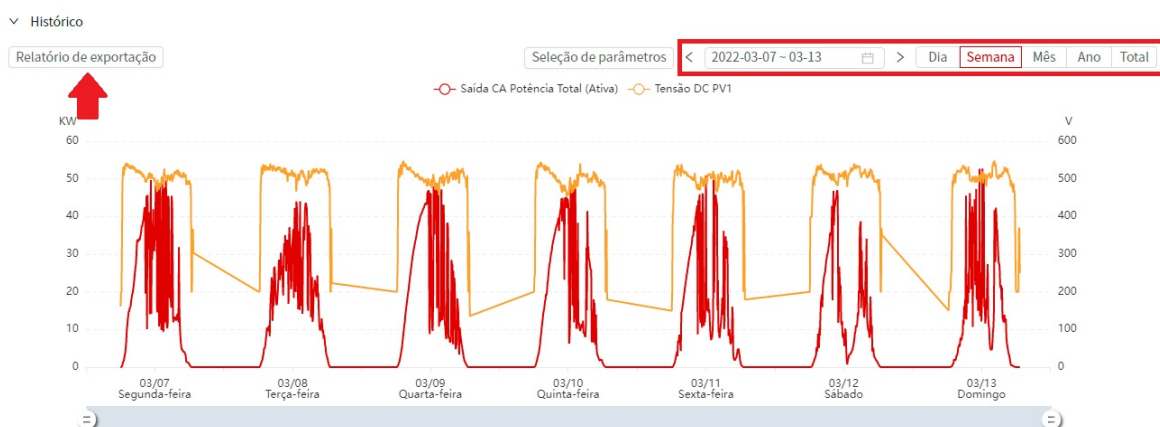


Figura 24 – Download dos dados

5. Como o sistema é composto por dois inversores, é necessário realizar os passos 3 e 4 para os dois inversores do sistema, para que se obtenha os dados do sistema completo.

# Anexos

# ANEXO A – Planta de Cobertura e Posicionamento dos Módulos

Nessa seção é apresentada a planta de cobertura do bloco UED do Campus Gama da Universidade de Brasília, com a disposição dos módulos fotovoltaicos caracterizados por cores de acordo com as strings que eles pertencem, como mostra a legenda.



## ANEXO B – Diagrama Unifilar do Sistema

Essa seção contém o diagrama unifilar do sistema fotovoltaico apresentado no trabalho.

