



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

# **Análise de desempenho de sistema fotovoltaico da FGA/UnB através da determinação de parâmetros de desempenho**

Autor: Douglas William dos Santos Cavalcante

Orientador: Dr. Alex Reis

Brasília, DF

2021





Douglas William dos Santos Cavalcante

**Análise de desempenho de sistema fotovoltaico da  
FGA/UnB através da determinação de parâmetros de  
desempenho**

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

2021

---

Douglas William dos Santos Cavalcante

Análise de desempenho de sistema fotovoltaico da FGA/UnB através da determinação de parâmetros de desempenho / Douglas William dos Santos Cavalcante. – Brasília, DF, 2021-

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

Orientador: Dr. Alex Reis

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília - UnB  
Faculdade UnB Gama - FGA , 2021.

1. Parâmetros de desempenho. 2. Taxa de desempenho. I. Dr. Alex Reis. II. Universidade de Brasília. III. Faculdade UnB Gama. IV. Análise de desempenho de sistema fotovoltaico da FGA/UnB através da determinação de parâmetros de desempenho

CDU 02:141:005.6

---

Douglas William dos Santos Cavalcante

## **Análise de desempenho de sistema fotovoltaico da FGA/UnB através da determinação de parâmetros de desempenho**

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, 28 de maio de 2021:

---

**Dr. Alex Reis**  
Orientador

---

**Dr. Loana Nunes Velasco**  
Convidado 1

---

**MSc. Pedro Henrique Franco Moraes**  
**(IFG)**  
Convidado 2

Brasília, DF  
2021



# Agradecimentos

Agradeço a minha família por todo o apoio e ajuda que me proporcionaram e aos amigos e colegas que me acompanharam na graduação.





*“O que sabemos é uma gota;  
o que ignoramos é um oceano”  
(Isaac Newton)*



# Resumo

Este trabalho apresenta uma análise de desempenho do sistema fotovoltaico instalado no bloco UAC da FGA/UnB, o qual possui uma potência nominal de  $105,435 \text{ kW}_p$ , por meio da comparação de dados advindos da operação real e simulação do sistema. Os principais parâmetros de desempenho são a produtividade final, a taxa de desempenho ou *Performance Ratio* (PR) e o fator de capacidade. Também é apresentado neste trabalho a norma ABNT NBR 16274 e a descrição da sua metodologia de avaliação de desempenho para sistemas fotovoltaicos. Os cálculos dos parâmetros de desempenho via simulação são feitos utilizando o software *System Advisor Model* (SAM) na versão 2020.2.29, com o uso de arquivos climáticos da base de dados da *National Solar Radiation Database* (NSRDB) do Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) e da base de dados do Sistema Nacional de Organização de Dados Ambientais (SONDA) do INPE. Os parâmetros de desempenho também foram calculados a partir dos dados de geração real do sistema fotovoltaico para dois períodos, o mês de dezembro de 2019 e para um período de 365 dias, e houve uma comparação com os resultados simulados pelo SAM para ambos os casos.

**Palavras-chaves:** parâmetros de desempenho, taxa de desempenho, produtividade, fator de capacidade, fatores de perdas, sistema fotovoltaico.



# Abstract

This work presents an analysis of the performance of the photovoltaic system installed in the FGA / UnB of the nominal power of  $105,435 \text{ kW}_p$ , with a determination of performance parameters obtained from data of the actual operation and simulation of the system. The main performance parameters are the final productivity, performance ratio (PR), and the capacity factor. The ABNT NBR 16274 standard and the description of its performance evaluation methodology for photovoltaic systems are also presented in this work. Calculation of performance parameters via simulation is done using the System Advisor Model (SAM) software in version 2020.2.29, using weather files from the National Solar Radiation Database (NSRDB) database of the United States Department of Energy (DOE) and the database of the National System for the Organization of Environmental Data (SONDA) of INPE. The performance parameters were also calculated from the actual generation data of the photovoltaic system for two periods, the month of December 2019 and for a period of 365 days, and there was a comparison with the results simulated by SAM for both cases.

**Key-words:** performance parameters. performance ratio. yield. capacity factor. loss factors. photovoltaic system.



# Lista de ilustrações

Figura 1 – Gráfico do aumento da capacidade global da energia FV e as adições que ocorreram em cada ano, 2009-2019. <i>Fonte: (REN21, 2020).</i> . . . . .	27
Figura 2 – Gráfico da capacidade total de energia FV e capacidade adicionada em 2019 para os Top 10 países. <i>Fonte: (REN21, 2020).</i> . . . . .	28
Figura 3 – Gráfico da evolução da energia solar fotovoltaica no Brasil. <i>Fonte: (ABSOLAR, 2021).</i> . . . . .	29
Figura 4 – Média de longo prazo de irradiação horizontal global na Alemanha. <i>Fonte: (SOLARGIS, 2021).</i> . . . . .	30
Figura 5 – Média de longo prazo de irradiação horizontal global no Brasil. <i>Fonte: (SOLARGIS, 2021).</i> . . . . .	30
Figura 6 – Fluxograma do procedimento de avaliação de desempenho tipo 1 e tipo 2. . . . .	37
Figura 7 – Um modelo de piranômetro de termopilha da dualBASE. <i>Fonte: (DualBASE, 2020).</i> . . . . .	38
Figura 8 – Curva $P_{cc}(25^{\circ}C) \times G_C$ de um gerador FV de 1,5 kWp. <i>Fonte: (ALMEIDA; ZILLES, 2012)</i> . . . . .	40
Figura 9 – Fatores de perdas de estudo feito pela Sociedade Alemã de Energia Solar. <i>Fonte: Adaptado de ((DGS), 2013) (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016).</i> . . . . .	47
Figura 10 – Efeito causado pela variação da temperatura das células sobre a curva IV para um módulo FV. <i>Fonte: Adaptado de (CANADIAN SOLAR, 2018).</i> . . . . .	48
Figura 11 – Módulo FV no plano inclinado e as componentes da radiação incidente. <i>Fonte: Adaptado de (XU et al., 2017) (TONOLO et al., 2019).</i> . . . . .	49
Figura 12 – Níveis de absorção de energia solar, em relação ao ponto ótimo e orientação de painel, para as cidades de Natal, São Paulo e Porto Alegre. <i>Fonte: Adaptado de (LUIZ; OLIVEIRA, 2011).</i> . . . . .	50
Figura 13 – Circuito sombreado com diodo de <i>bypass</i> . <i>Fonte: (FILHO, 2016).</i> . . . . .	51
Figura 14 – Curva IV para 4 módulos de 220 $W_p$ conectados em série sem o sombreamento, e o efeito do sombreamento na curva com e sem o uso do diodo de <i>bypass</i> . <i>Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).</i> . . . . .	52
Figura 15 – Representatividade dos modos de degradação em módulos FV de silício. <i>Fonte: Adaptado de (NDIAYE et al., 2013) (SILUK et al., 2017).</i> . . . . .	53
Figura 16 – Curva de eficiência <i>vs</i> carregamento de um inversor genérico. <i>Fonte: (ALMEIDA, 2012).</i> . . . . .	56
Figura 17 – Local de instalação do sistema fotovoltaico. . . . .	59
Figura 18 – Escolha do modelo de desempenho para simulação no SAM. . . . .	62
Figura 19 – Interface do SAM após a escolha do modelo de simulação. . . . .	62

Figura 20 – Área coberta pela base de dados do NSRDB. <i>Fonte: (SAM, 2020b)</i> . . . . .	64
Figura 21 – Ambientes <i>Download Weather File</i> e <i>Solar Resource Library</i> . . . . .	64
Figura 22 – Arquivo climático obtido da base de dados NSRDB. . . . .	65
Figura 23 – Níveis de irradiância horária para cada componente ao longo de um ano típico. . . . .	66
Figura 24 – Curvas de perfil diário médio da irradiância para cada mês do ano. . . . .	66
Figura 25 – Arquivo climático obtido da base de dados SONDA para Dez/2019. . . . .	67
Figura 26 – Arquivo climático para o estudo de caso envolvendo o mês de dezembro de 2019. . . . .	68
Figura 27 – Arquivo climático para o estudo de caso envolvendo um período anual para o ano de 2020. . . . .	68
Figura 28 – Níveis de irradiância para cada componente em um trecho do mês de Dez/2019. . . . .	69
Figura 29 – Curva de perfil diário médio da irradiância para o mês de Dez/19. . . . .	70
Figura 30 – Níveis de irradiância para cada componente ao longo do ano de 2020. . . . .	70
Figura 31 – Curvas de perfil diário médio da irradiância para cada mês do ano de 2020. . . . .	71
Figura 32 – Modelo de desempenho do módulo FV escolhido. . . . .	71
Figura 33 – Características do módulo FV presentes no SAM. . . . .	72
Figura 34 – Modelo de desempenho escolhido para o inversor. . . . .	72
Figura 35 – Ambiente da aba Inversor e os valores dos parâmetros do inversor que foram inseridos no SAM. . . . .	73
Figura 36 – Parâmetros inseridos e configuração do sistema no SAM. . . . .	74
Figura 37 – Inclinação, azimute (ou orientação) e o tipo de rastreamento do arranjo fotovoltaico inserido no SAM. . . . .	74
Figura 38 – Dados gerais do sistema no inversor 1. . . . .	103
Figura 39 – Tabela com dados de geração registrado pelo inversor 1. . . . .	103
Figura 40 – Dados gerais do sistema no inversor 2. . . . .	104
Figura 41 – Tabela com dados de geração registrado pelo inversor 2. . . . .	104



# Lista de tabelas

Tabela 1 – Exemplo de coeficientes de temperatura para um módulo FV. <i>Fonte: Adaptado de (CANADIAN SOLAR, 2018).</i> . . . . .	48
Tabela 2 – Principais parâmetros do módulo FV instalado no sistema. <i>Fonte: Adaptado de (CANADIAN SOLAR, 2018).</i> . . . . .	60
Tabela 3 – Principais parâmetros dos dois inversores instalados no sistema. <i>Fonte: Adaptado de (ABB, 2018).</i> . . . . .	60
Tabela 4 – Quadro resumo do sistema fotovoltaico. . . . .	60
Tabela 5 – Dados medidos relevantes presentes nos arquivos obtidos do SONDA. <i>Fonte: Adaptado do (SONDA, 2020)</i> . . . . .	67
Tabela 6 – Configuração considerada no SAM para o sistema FV. . . . .	73
Tabela 7 – Perdas percentuais inseridas no SAM para a simulação do sistema FV. . . . .	75
Tabela 8 – Resultados obtidos da simulação a partir da base de dados NSRDB para um mês típico de dezembro. . . . .	77
Tabela 9 – Resultados obtidos da simulação a partir da base de dados SONDA para o mês de Dez/19. . . . .	78
Tabela 10 – Resultados obtidos e calculados a partir dos dados de geração real do sistema FV para Dez/19. . . . .	78
Tabela 11 – Valores obtidos da irradiação no plano do arranjo FV a partir da base de dados NSRDB e SONDA. . . . .	79
Tabela 12 – Resultados obtidos das simulações e da operação real do sistema FV . . . . .	79
Tabela 13 – Resultados obtidos da simulação a partir da base de dados NSRDB para um ano típico. . . . .	80
Tabela 14 – Resultados obtidos da simulação a partir da base de dados SONDA para o ano de 2020. . . . .	81
Tabela 15 – Resultados obtidos e calculados a partir dos dados de geração real do sistema FV para 365 dias. . . . .	81
Tabela 16 – Resultados obtidos das simulações e da operação real do sistema FV para um período anual. . . . .	82
Tabela 17 – Percentual de dados não coletados pela base de SONDA para 2020. . . . .	82



# Lista de abreviaturas e siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
AM	Air Mass
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEC	Comissão de Energia da Califórnia
CSV	Comma Separated Value
DF	Distrito Federal
DOE	U.S. Department of Energy
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EVA	Etil Vinil Acetato
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
FGA	Faculdade do Gama
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
LDTEA	Laboratório de Desenvolvimento de Transportes e Energias Alternativas
MESP	Módulo de Serviços e Equipamentos Esportivos
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum Power Point Tracking
NBR	Normas Brasileiras
NMOT	Nominal Module Operating Temperature

NREL	National Renewable Energy Laboratory
NSRDB	National Solar Radiation Database
PR	Performance Ratio
PSM	Physical Solar Model
REN	Renewables Now
RN	Resolução Normativa
SAM	System Advisor Model
SONDA	Sistema Nacional de Organização de Dados Ambientais
STC	Standard Test Conditions
TMY	Typical Meteorological Year
UAC	Unidade Acadêmica
UC	Unidade Consumidora
UED	Unidade de Ensino e Docência
UNB	Universidade de Brasília
UV	Ultravioleta

# Lista de símbolos

$Y_f$	Produtividade final
$E_t$	Energia produzida pelo sistema fotovoltaico para um período $t$
$P_N$	Potência nominal do sistema fotovoltaico
$Y_r$	Produtividade de referência
$H$	Irradiação anual (ou mensal) total no plano dos arranjos fotovoltaicos
$G_{STC}$	Irradiância nas condições padrões de ensaio STC
$PR$	Performance ratio ou taxa de desempenho
$FC$	Fator de capacidade
$E$	Energia gerada pelo sistema fotovoltaico
$n$	número de dias considerado para o cálculo do fator de capacidade
$G$	Irradiância total
$G_C$	Irradiância característica total
$T_C$	Temperatura de célula
$T_A$	Temperatura ambiente
$T_{NOC}$	Temperatura normal de operação da célula, fornecido pelo fabricante
$G_{NOC}$	Irradiância total nas condições nominais de operação
$T_{NOC}$	Temperatura ambiente nas condições nominais de operação
$LP1$	Leitura preliminar do medidor de energia
$P_{cc}$	Potência em corrente contínua na entrada do inversor
$P_{cc}(25^\circ C)$	Potência em corrente contínua na entrada do inversor para a condição padrão de temperatura
$\gamma$	Coefficiente térmico de potência do arranjo fotovoltaico
$P_{NA}$	Potência nominal do arranjo fotovoltaico
$P_{NS}$	Potência nominal do subsistema

$LP2$	Segunda leitura preliminar do medidor de energia
$DM1$	Produtividade do sistema no período considerado
$LM1$	Primeira leitura do medidor de energia
$P_{ca}$	Potência em corrente alternada na saída do inversor
$LM2$	Segunda leitura do medidor de energia
$DM2$	Energia gerada no período
$E_{R,teo}$	Energia injetada na rede teórica
$c$	Coefficiente que descreve a redução de eficiência dos módulos ao reduzir a irradiância incidente
$P_{NI}$	Potência nominal do inversor
$k_0, k_1, k_2$	Coefficientes da curva de eficiência do inversor
$\Delta t$	Período de integralização
$E_{R,med}$	Energia medida injetada na rede
$CP_{cc}$	Cenários de perdas em corrente contínua
$CP_{ca}$	Cenários de perdas em corrente alternada
$F_{cc}$	Fatores de correção para a potência elétrica em corrente contínua na entrada do inversor
$F_{ca}$	Fatores de correção para a potência elétrica em corrente alternada injetada na rede
$E_{R,ano}$	Energia injetada na rede ao longo de um ano típico
$\beta$	Coefficiente de temperatura de tensão em circuito aberto
$\alpha$	Coefficiente de temperatura de corrente de curto circuito
$P_{m\acute{a}x}$	Potência máxima do módulo fotovoltaico
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico
$I_{sc}$	Corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico
$\eta_I$	Efficiência de conversão do inversor
$FDI$	Fator de dimensionamento do inversor

$P_{FV}$	Potência de pico do gerador fotovoltaico
$V_{mp}$	Tensão do módulo no ponto de máxima potência na condição STC
$I_{mp}$	Corrente do módulo no ponto de máxima potência na condição STC
$E_{annual}$	Energia gerada pelo sistema em um período de um ano
$H_{mod}$	Radiação solar total (nominal) anual incidente no plano do arranjo FV antes das perdas por sombreamento e sujidade
$\eta$	Eficiência dos módulos do arranjo nas condições de teste padrão
$E_{Dez}$	Energia gerada pelo sistema para o mês de dezembro
$H_{mod,Dez}$	Radiação solar total (nominal) no mês de dezembro incidente no plano do arranjo FV antes das perdas por sombreamento e sujidade





# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>27</b>
<b>1.1</b>	<b>Objetivo Geral</b>	<b>31</b>
1.1.1	Objetivo específicos	31
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>33</b>
<b>2.1</b>	<b>Parâmetros de desempenho para análise de sistema FV</b>	<b>33</b>
2.1.1	Produtividade ou <i>Yield</i>	33
2.1.2	Taxa de desempenho ou <i>Performance Ratio (PR)</i>	34
2.1.3	Fator de Capacidade	35
<b>2.2</b>	<b>Norma ABNT NBR 16274</b>	<b>35</b>
2.2.1	Objetivos gerais	35
2.2.2	Metodologia de cálculo da Avaliação de Desempenho	36
2.2.2.1	Etapa 1: início dos ensaios	37
2.2.2.2	Etapa 2: adaptação dos sensores	39
2.2.2.3	Etapa 3: medição dos arranjos fotovoltaicos	39
2.2.2.4	Etapa 4: detecção de problemas (opcional)	41
2.2.2.5	Etapa 5: medição de parâmetros ambientais e elétricos	42
2.2.2.6	Etapa 6: conclusão sobre as causas de funcionamento anômalo e segunda leitura do medidor de energia	42
2.2.2.7	Etapa 7: cálculo da energia injetada na rede	42
2.2.2.8	Etapa 8: projeção do desempenho global (PR) anual	45
<b>3</b>	<b>PERDAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS</b>	<b>47</b>
<b>3.1</b>	<b>Perdas nos módulos fotovoltaicos</b>	<b>47</b>
3.1.1	Temperatura das células FV	47
3.1.2	Descasamento espectral	49
3.1.3	Posicionamento não ideal	49
3.1.4	Sombreamento parcial	50
3.1.5	Acúmulo de partículas sobre o gerador FV (soiling)	51
3.1.6	Degradação das células FV	53
3.1.7	Descasamento de parâmetros	54
<b>3.2</b>	<b>Perdas na instalação elétrica em corrente contínua e corrente alternada</b>	<b>55</b>
<b>3.3</b>	<b>Perdas no sistema de condicionamento de potência</b>	<b>55</b>
3.3.1	Eficiência dos inversores	55
3.3.2	Fator de dimensionamento do inversor - FDI	57

<b>3.4</b>	<b>Perdas devido à rede</b> . . . . .	<b>57</b>
<b>3.5</b>	<b>Perdas devido à disponibilidade</b> . . . . .	<b>57</b>
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA</b> . . . . .	<b>59</b>
<b>4.1</b>	<b>Sistema Fotovoltaico instalado na FGA/UnB</b> . . . . .	<b>59</b>
<b>4.2</b>	<b>System Advisor Model - SAM</b> . . . . .	<b>61</b>
4.2.1	Localização e recurso . . . . .	62
4.2.1.1	Arquivo climático da base de dados NSRDB . . . . .	63
4.2.1.2	Arquivo climático da base de dados SONDA/INPE . . . . .	65
4.2.2	Módulo . . . . .	70
4.2.3	Inversor . . . . .	72
4.2.4	Configuração do sistema . . . . .	72
4.2.5	Sombreamento e Layout . . . . .	74
4.2.6	Perdas . . . . .	75
4.2.7	Cálculo dos parâmetros de desempenho no SAM . . . . .	75
<b>5</b>	<b>RESULTADOS</b> . . . . .	<b>77</b>
<b>5.1</b>	<b>Caso 01 - Avaliação para Dezembro/2019</b> . . . . .	<b>77</b>
5.1.1	Resultados simulados a partir da base de dados NSRDB . . . . .	77
5.1.2	Resultados simulados a partir da base de dados SONDA . . . . .	78
5.1.3	Resultados a partir da geração real do sistema FV . . . . .	78
5.1.4	Comparação dos resultados . . . . .	79
<b>5.2</b>	<b>Caso 02 - Avaliação anual</b> . . . . .	<b>80</b>
5.2.1	Resultados simulados a partir da base de dados NSRDB . . . . .	80
5.2.2	Resultados simulados a partir da base de dados SONDA . . . . .	80
5.2.3	Resultados a partir da geração real do sistema FV . . . . .	81
5.2.4	Comparação dos resultados . . . . .	81
<b>5.3</b>	<b>Trabalhos Futuros</b> . . . . .	<b>83</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> . . . . .	<b>85</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>89</b>
	<b>ANEXO A – DATASHEET DO MÓDULO FV CANADIAN SOLAR CS3U-355P</b> . . . . .	<b>91</b>
	<b>ANEXO B – DATASHEET DO INVERSOR DA ABB PVS-50-TL</b> . . . . .	<b>93</b>
	<b>ANEXO C – PLANTA DA COBERTURA</b> . . . . .	<b>97</b>

<b>ANEXO D – DIAGRAMA UNIFILAR . . . . .</b>	<b>99</b>
<b>ANEXO E – DIAGRAMA MULTIFILAR . . . . .</b>	<b>101</b>
<b>ANEXO F – DADOS DE GERAÇÃO REGISTRADOS PELOS IN- VERSORES . . . . .</b>	<b>103</b>



# 1 Introdução

A geração fotovoltaica (FV) é uma forma de conversão de energia elétrica renovável com grande potencial, que converte diretamente a radiação solar - uma fonte de energia com recursos praticamente infinitos, silenciosa e não-poluente - em energia elétrica. Esta tecnologia apresenta grandes vantagens frente às demais fontes de energia, destacando a capacidade de modularidade e de geração distribuída, isso significa que a geração de eletricidade pode ser realizada no local onde a energia será consumida, reduzindo custos e perdas gerados pelos sistemas de transmissão e distribuição utilizados por fontes convencionais, como por exemplo usinas hidro ou termoelétricas (HICKEL et al., 2017).

Segundo dados da (REN21, 2020) a demanda por energia fotovoltaica no mundo no período 2009-2019 aumentou e se expandiu de forma expressiva. A Figura (1) exhibe o aumento da capacidade global da energia FV e as adições que ocorreram anualmente. Nela podemos ver que a capacidade global total alcançou 627 GW (incluindo os sistemas on-grid e off-grid). Isso se traduz como um aumento significativo em comparação aos 23 GW observados para o ano de 2009.

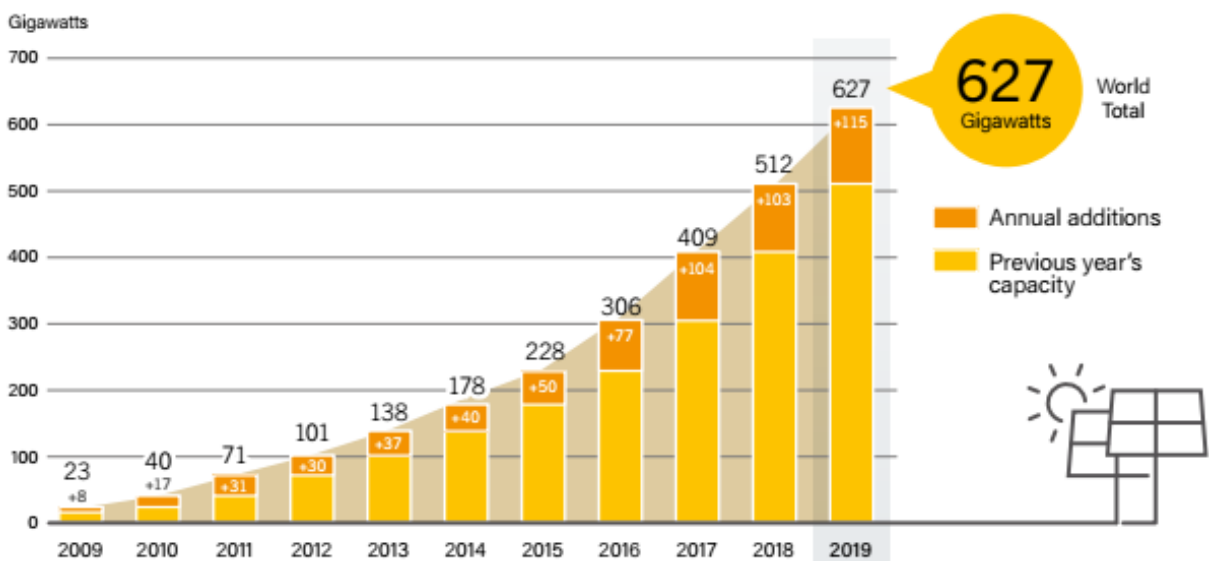


Figura 1 – Gráfico do aumento da capacidade global da energia FV e as adições que ocorreram em cada ano, 2009-2019. Fonte: (REN21, 2020).

A Figura (2) exhibe a capacidade total e as adições para os top 10 países, por capacidade adicionada no ano de 2019. Nela podemos observar que os 10 países que mais adicionaram sistemas fotovoltaicos a sua matriz elétrica são: China, Estados Unidos, Japão, Alemanha, Índia, Austrália, Espanha, Coreia do Sul, Vietnã e Ucrânia. Em 2019, os países supracitados incluíram cerca de 3,1 GW de novas instalações fotovoltaicas. A China inseriu praticamente o dobro do montante que os Estados Unidos e continua líder

do mercado global, respondendo por cerca de 26% das novas inserções de capacidade FV do ano de 2019. (REN21, 2020).

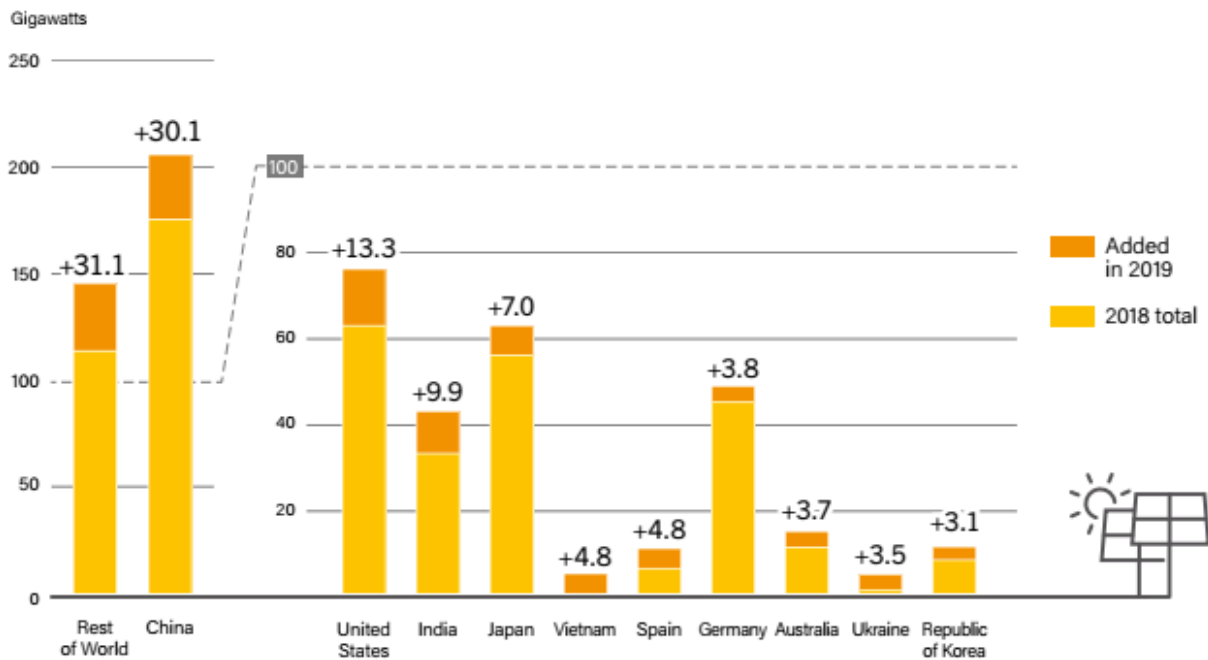


Figura 2 – Gráfico da capacidade total de energia FV e capacidade adicionada em 2019 para os Top 10 países. Fonte: (REN21, 2020).

No Brasil, com a aprovação da resolução normativa RN Aneel n° 482 de 17 de abril de 2012 que estimulou a geração distribuída, além dos incentivos à geração centralizada via leilões específicos para a geração fotovoltaica, a energia solar fotovoltaica nos últimos anos apresentou um aumento considerável em sua capacidade instalada e número de empreendimentos no território brasileiro. Lembrando que a RN Aneel n° 482 foi atualizada pela resolução n° 687 de 2015, e atualmente está em processo de revisão.

A RN Aneel n° 482 regulamenta o sistema de compensação de energia no Brasil e estabelece os conceitos de microgeração distribuída e minigeração distribuída para centrais geradoras de fontes renováveis de energia elétrica. Logo, para a geração fotovoltaica, a instalação é classificada como microgeração distribuída caso a central geradora apresente potência instalada de até 75 kW (usualmente em baixa tensão); ou é classificada como minigeração distribuída caso a central geradora apresente potência instalada de 75 kW a 5 MW (usualmente em média tensão).

A Figura (3) exhibe um gráfico da evolução da energia solar fotovoltaica no Brasil. Por estes dados da ABSOLAR, podemos constatar que desde a criação da RN Aneel n° 482 o número de empreendimentos fotovoltaicos no Brasil, tanto por geração centralizada quanto por geração distribuída vem crescendo e evoluindo de forma constante, com o país alcançando uma potência instalada de 8.813 MW, segundo os dados atualizados até 04/05/2021.

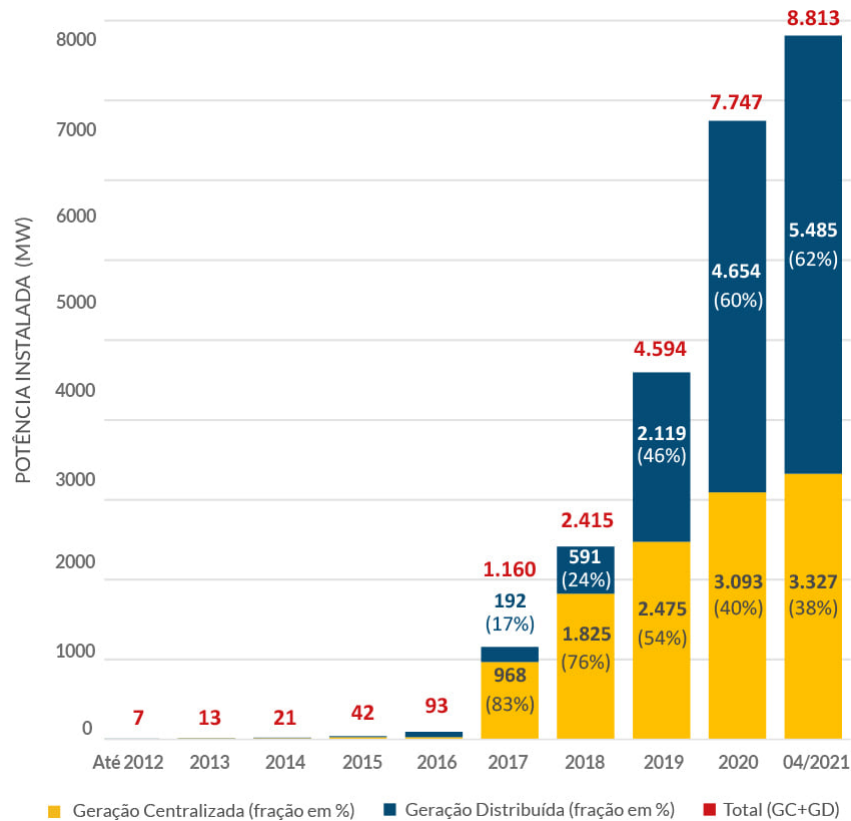


Figura 3 – Gráfico da evolução da energia solar fotovoltaica no Brasil. *Fonte: (ABSOLAR, 2021).*

A evolução apresentada pela Figura (3) mostra que o Brasil seguiu a tendência global de aumento da capacidade da energia FV no decorrer dos últimos anos. Até 2019 o Brasil alcançou uma potência instalada de 4.594 MW, e comparando com os países apresentados na Figura (2), possuímos ainda uma capacidade instalada total inferior a países como Espanha, Alemanha e países asiáticos. Comparando diretamente com um desses países, especificamente a Alemanha, que é referência na Europa no mercado de energia solar fotovoltaica e até 2019 segundo (REN21, 2020) possuía uma potência instalada de 49 GW, as Figuras (4) e (5) exibem uma média de longo prazo da irradiação horizontal global para a Alemanha e Brasil respectivamente.

Podemos observar pela Figura (4) que a Alemanha apresenta em seu território uma média de irradiação horizontal global anual dentro do intervalo de 949 a 1.241 kWh/m<sup>2</sup>. Já na Figura (5) o território brasileiro possui uma média de irradiação horizontal global anual de 1.534 a 2.264 kWh/m<sup>2</sup>. Comparando os dois países há uma diferença significativa, com o Brasil possuindo um nível de irradiação em seu território muito mais elevado, sendo que para a sua região menos ensolarada, ele já apresenta uma irradiação bem maior do que a região de melhor incidência solar da Alemanha. Por conta disto, o Brasil possui condições de implantar sistemas fotovoltaicos em praticamente todo o seu território. Logo, com o país continuando a incentivar o mercado FV e criando mecanismos que facilitem a

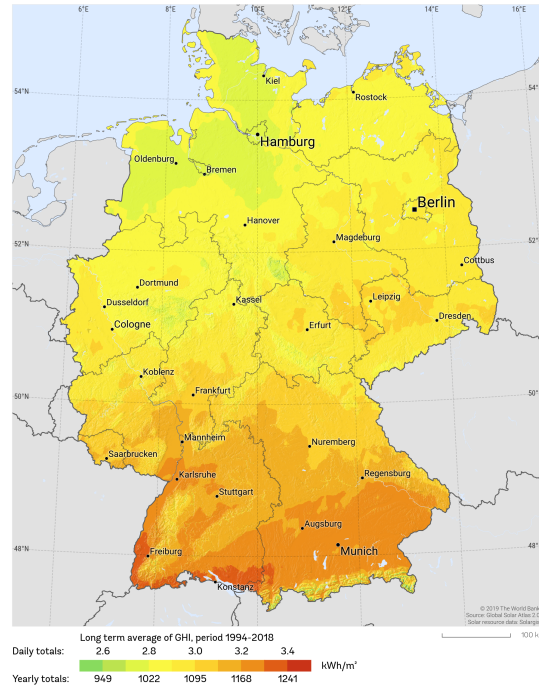


Figura 4 – Média de longo prazo de irradiação horizontal global na Alemanha. Fonte: (SOLARGIS, 2021).

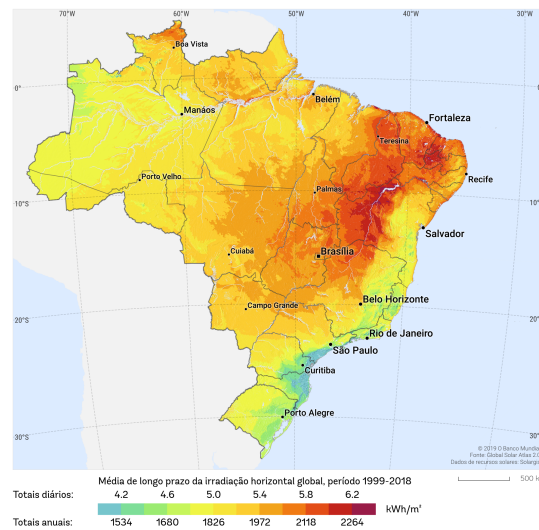


Figura 5 – Média de longo prazo de irradiação horizontal global no Brasil. Fonte: (SOLARGIS, 2021).

expansão da área, o Brasil vai conseguir transformar o seu grande potencial solar em um valor significativo de capacidade instalada de energia FV em sua matriz elétrica.

Com uma tendência de a energia fotovoltaica no Brasil continuar crescendo, torna-se muito importante após a fase de comissionamento e início da operação de um sistema FV a sua avaliação de qualidade e desempenho, com um acompanhamento contínuo dos parâmetros de desempenho, que são indicadores importantes para o mercado fotovoltaico pois ajuda proprietários, financiadores e pesquisadores a manter os sistemas fotovoltaicos



com uma operação confiável e de alta qualidade.

## 1.1 Objetivo Geral

O presente trabalho consiste na análise de desempenho do sistema fotovoltaico instalado no campus do Gama - FGA da Universidade de Brasília, com a determinação de parâmetros de desempenho, como o *Performance Ratio* (PR), obtidos da operação real e simulação do sistema.

### 1.1.1 Objetivo específicos

Os objetivos específicos são:

- Descrever e apresentar os principais parâmetros de desempenho (performance ratio, produtividade e fator de capacidade) utilizados para a análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos;
- Apresentar a norma ABNT NBR 16274 e descrever a sua metodologia para a avaliação de desempenho;
- Descrever e compreender as causas dos principais fatores de perdas que afetam o desempenho de sistemas fotovoltaicos;
- Simular o sistema fotovoltaico com o uso de arquivos climáticos de duas bases de dados diferentes e obter os principais parâmetros de desempenho;
- Calcular os parâmetros de desempenho para a operação real do sistema;
- Apresentar os resultados obtidos para os parâmetros de desempenho.



## 2 Fundamentação Teórica

Neste capítulo são definidos os indicadores de desempenho para análise de desempenho, além de ser apresentado a norma ABNT NBR 16274 e principalmente a sua metodologia para a avaliação de desempenho de sistemas fotovoltaicos.

### 2.1 Parâmetros de desempenho para análise de sistema FV

Avaliações precisas e consistentes do desempenho de sistemas fotovoltaicos são importantes para o desenvolvimento contínuo da indústria e do mercado FV. Para fabricantes de componentes, são referências de qualidade para os produtos existentes. Para as equipes de pesquisa e desenvolvimento, são medidas que ajudam a identificar as necessidades futuras. Para integradores de sistemas e clientes finais, são ferramentas para orientar decisões (ALMEIDA, 2012).

Por isso a importância de se conhecer os indicadores de desempenho, que nos possibilita avaliar a qualidade e o desempenho do sistema FV. Segundo (MARION et al., 2005), os parâmetros de desempenho permitem detectar problemas operacionais; facilitar a comparação de sistemas que podem apresentar diferenças em relação à configuração, tecnologia e localização geográfica; e validar modelos para estimativa de desempenho do sistema durante a fase de projeto.

Os principais indicadores ou parâmetros de avaliação de desempenho para sistemas FV e que serão apresentados são: Produtividade, Taxa de desempenho ou Performance ratio (PR) e o Fator de Capacidade.

#### 2.1.1 Produtividade ou *Yield*

A Produtividade Final é definida como a razão entre a energia de saída, isto é, a energia entregue pelo sistema FV à rede elétrica, e a potência nominal CC do arranjo fotovoltaico. Através deste parâmetro, sistemas FV de diferentes tamanhos e até de diferentes tecnologias fotovoltaicas podem ser comparados quanto à sua produção de energia. A Equação (2.1) apresenta o cálculo da Produtividade final (*Yield* final):

$$Y_f = \frac{E_t}{P_N} \quad (2.1)$$

Onde  $Y_f$  é a produtividade final para o sistema FV podendo ser mensal ou anual,  $E_t$  é a energia produzida pelo sistema fotovoltaico para um período  $t$ , dada em  $kWh$ , e  $P_N$  é a potência nominal do sistema fotovoltaico, dada em  $kW_p$ .

A produtividade final representa o número de horas que o painel fotovoltaico precisaria para operar em sua potência nominal para fornecer a mesma energia. O  $Y_f$  normaliza a energia produzida em relação ao tamanho do sistema; logo, é uma maneira conveniente de comparar a energia produzida por sistemas fotovoltaicos de tamanhos diferentes (MARION et al., 2005).

Também há a Produtividade de Referência, que é definida como a irradiação total no plano do arranjo FV dividido pela irradiância de referência dos módulos fotovoltaicos. A Equação (2.2) exhibe a definição da Produtividade de referência (*Reference Yield*).

$$Y_r = \frac{H}{G_{STC}} \quad (2.2)$$

Onde  $Y_r$  é a produtividade de referência para o sistema FV,  $H$  é a irradiação total no plano do arranjo FV em  $Wh/m^2$  e  $G_{STC}$  é a irradiância de referência e que vale  $1000 W/m^2$ . A produtividade de referência  $Y_r$  também é conhecido como o número de horas de sol pleno. Este parâmetro é em função da localização, orientação do arranjo FV e variabilidade climática de mês a mês e ano a ano.

### 2.1.2 Taxa de desempenho ou *Performance Ratio* (PR)

A taxa de desempenho (também chamada de desempenho global) é a divisão de  $Y_f$  por  $Y_r$ . Ou seja, a taxa de desempenho é a normalização dos valores de produtividade para valores de irradiância medidas no plano do módulo FV. A análise de um sistema através de valores de PR representa os valores de perda deste sistema produzidas por: perdas de fiação, perdas no inversor, perdas por descasamento elétrico (*mismatch*), perdas por temperatura no módulo FV, perdas de irradiação por sombreamento ou sujeira, desligamentos ou falhas (MARION et al., 2005). A Equação (2.3) exhibe como é calculado a taxa de desempenho ou PR.

$$PR = \frac{E_t}{P_N} \frac{G_{STC}}{H} \quad (2.3)$$

Onde  $PR$  representa a taxa de desempenho ou performance ratio para um período anual ou mensal,  $E_t$  é a energia gerada pelo sistema FV para o período  $t$  em  $kWh$ ,  $P_N$  é a potência nominal do sistema FV em  $kW_p$ ,  $G_{STC}$  é o valor da irradiância de referência ( $1000 W/m^2$ ), e  $H$  é a irradiação incidente no plano do arranjo FV no período considerado em  $Wh/m^2$ .

O parâmetro PR é um valor adimensional que mostra o efeito total de perdas e falhas em um sistema fotovoltaico, indicando o quanto sua operação se aproxima da ideal, e permite comparar sistemas independentemente da localização geográfica, posicionamento do arranjo FV e potência nominal, pois normaliza a produtividade em relação à irradiação

(ALMEIDA, 2012). Segundo (WOYTE et al., 2014), as faixas típicas de valores para o PR aumentaram de supostamente 0,50 a 0,75 no final da década de 1980, e de 0,70 a 0,80 na década de 1990, para mais de 0,80 atualmente. Já de acordo com (ALMEIDA, 2012), sistemas ótimos apresentam um desempenho global (PR) acima dos 0,75.

### 2.1.3 Fator de Capacidade

O fator de capacidade representa a razão entre a energia produzida pelo sistema FV e a energia produzida caso se operasse na potência nominal, ou seja  $1000 W/m^2$  de irradiância, de forma contínua, 24 horas por dia durante o período considerado, geralmente anual. Este parâmetro geralmente é apresentado em percentual sendo muito utilizado para comparar a capacidade de geração de diferentes tipos de fontes de energia (SILUK et al., 2017). A Equação (2.4) apresenta como é calculado o fator de capacidade.

$$FC = \frac{E}{P_N \times 24 \times n} \quad (2.4)$$

Onde  $E$  é a energia gerada pelo sistema em  $kWh$ ,  $P_N$  é a potência nominal do sistema FV em  $kW_p$ , o número 24 representando a quantidade de horas em um dia, e  $n$  o número de dias considerado para o cálculo do fator de capacidade.

Os sistemas fotovoltaicos possuem fatores de capacidade relativamente baixos se comparados com outros sistemas de geração, e isso ocorre devido à própria natureza do recurso solar, por ser intermitente e sofrer variações significativas ao longo do dia, um sistema fotovoltaico opera em sua potência nominal durante poucas horas (ALMEIDA, 2012). No Brasil, baseado em (BENEDITO, 2009), o fator de capacidade está comumente entre 13% e 18%, variando de acordo com tecnologias utilizadas e disponibilidade do recurso solar. Já segundo (EPE, 2017), empreendimentos fotovoltaicos no Brasil que utilizam estrutura de suporte fixa apresentam valores de fator de capacidade de 17% a 21%.

## 2.2 Norma ABNT NBR 16274

A norma da ABNT NBR 16274 intitulada de "Sistemas Fotovoltaicos conectados a rede Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho", está em vigor desde 2014 e visa assegurar a segurança e o desempenho de longo prazo dos sistemas fotovoltaicos.

### 2.2.1 Objetivos gerais

Esta norma estabelece as informações e a documentação necessária mínimas que devem ser compiladas após a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

Também descreve a documentação, os ensaios de comissionamento e os critérios de inspeção necessários para avaliar a segurança da instalação e a correta operação do sistema. A norma também pode ser utilizada para verificações periódicas e avaliação de desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. (ABNT, 2014)

Em suas dez seções a norma ABNT NBR 16274 trata dos seguintes aspectos:

- A seção 4 aborda sobre os requisitos de documentação do sistema, e os dados e informações que devem ser fornecidas ao proprietário do sistema;
- A seção 5 trata de verificação, onde é descrito os requisitos para a verificação inicial e periódica de um sistema fotovoltaico conectado à rede, abordando as inspeções e ensaios de comissionamento que devem ser realizados;
- As seções 6 e 7 descrevem os procedimentos de ensaios de comissionamento, e referem-se aos regimes de ensaio categoria 1 e categoria 2 respectivamente. Os ensaios de categoria 1 é a sequência mínima de ensaios que deve ser realizada a todos os sistemas, já os ensaios de categoria 2 é destinada a sistemas maiores e mais complexos, sendo aplicados após os ensaios de categoria 1 terem sido realizados;
- A seção 8 trata sobre os procedimentos de ensaios adicionais que podem ser realizados em algumas circunstâncias, como detecção de falhas que ainda não foram identificadas pelos ensaios-padrão;
- A seção 9 aborda sobre os relatórios de verificação, indicando quais as informações devem estar presentes nos relatórios de verificação inicial e periódica;
- A seção 10 trata sobre avaliação de desempenho, e descreve os procedimentos para a avaliação de desempenho do tipo 1 e do tipo 2;

### 2.2.2 Metodologia de cálculo da Avaliação de Desempenho

A norma descreve dois procedimentos para a avaliação de desempenho:

- 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).

Os dois procedimentos são bem similares e se diferenciam em alguns aspectos e vão ser descritos conjuntamente a seguir. Um fluxograma ilustrando as etapas de ambos os procedimentos é apresentado na Figura (6).

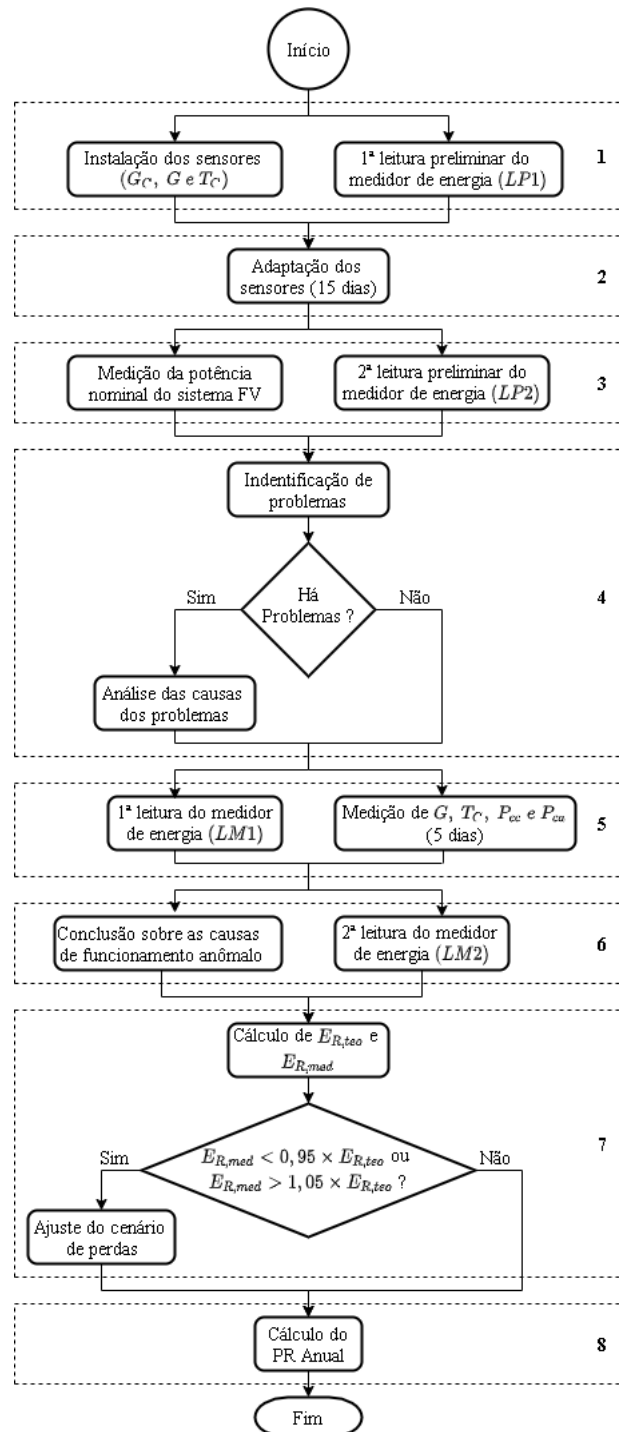


Figura 6 – Fluxograma do procedimento de avaliação de desempenho tipo 1 e tipo 2.

Fonte: Adaptado de (ABNT, 2014).

### 2.2.2.1 Etapa 1: início dos ensaios

A **Etapa 1** consiste no início dos ensaios de avaliação de desempenho, e que devem ser realizados após a instalação, comissionamento e operacionalização do sistema fotovoltaico. Nesta etapa acontece a instalação de sensores de irradiância e temperatura de célula. Segundo a Norma os seguintes sensores devem ser instalados:

- para irradiância total ( $G$ ): um piranômetro de termopilha calibrado, instalado no mesmo plano dos arranjos fotovoltaicos. Segundo o (ALMEIDA; ZILLES, 2012) deve-se usar um piranômetro de termopilha pois este possui uma resposta espectral ampla, capaz de abranger todo o espectro da radiação solar (tipicamente acima de  $0,3 \mu m$ ), e erro de medição em função do ângulo de incidência pequeno. Quando não for possível instalar o piranômetro no plano dos arranjos fotovoltaicos, deve ser feita a transposição dos dados para o plano dos arranjos fotovoltaicos. A Figura (7) ilustra um modelo deste sensor;



Figura 7 – Um modelo de piranômetro de termopilha da dualBASE. Fonte: (DualBASE, 2020).

- para irradiância característica total ( $G_C$ ): um módulo fotovoltaico de referência calibrado, de mesma tecnologia e, preferencialmente, mesmo modelo dos utilizados nos arranjos fotovoltaicos, e instalado no mesmo plano dos arranjos fotovoltaicos;
- para temperatura de célula ( $T_C$ ): novamente um módulo fotovoltaico de referência calibrado, da mesma forma descrita no item anterior. Outra alternativa para medir a temperatura de célula é com o uso de um sensor de temperatura, fixado na parte traseira de um módulo representativo do arranjo fotovoltaico sob ensaio, atrás de uma das células da porção central.

Segundo (ALMEIDA, 2012) a temperatura de célula também pode ser obtida pela temperatura ambiente, no qual pode ser medida com um termômetro protegido da incidência direta do sol e vento, ou a partir de banco de dados pré-existentes. Os valores obtidos podem ser convertidos para temperatura de célula ( $T_C$ ) com a Equação (2.5) de acordo com os autores (SKOPLAKI; PALYVOS, 2009).

$$T_C = T_A + \frac{G}{G_{NOC}}(T_{NOC} - T_{NOC}) \quad (2.5)$$

Onde:  $T_A$  é a temperatura ambiente;  $G$  é a irradiância total;  $T_{NOC}$  é a temperatura normal de operação da célula, valor este fornecido pelo fabricante;  $G_{NOC}$  e  $T_{NOC}$  são



respectivamente irradiância total e temperatura ambiente, ambas nas condições nominais de operação. Tais condições nominais de operação correspondem a uma irradiância total de  $800 \text{ W/m}^2$ , temperatura ambiente de  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  e velocidade do vento de  $1 \text{ m/s}$ .

Após a instalação dos sensores de irradiância e temperatura de célula, ainda na Etapa 1 deve ser feita uma primeira leitura preliminar do medidor de energia ( $LP1$ ), e caso o sistema FV seja de múltiplos subsistemas, realizar a primeira leitura preliminar ( $LP1$ ) em cada um dos subsistemas em ensaio. Tal atividade é feita se o procedimento da Etapa 4 (opcional) for realizado.

### 2.2.2.2 Etapa 2: adaptação dos sensores

A **Etapa 2** é o período que acontece a Adaptação dos sensores, e segundo a norma os sensores devem permanecer instalados por pelo menos 15 dias antes dos ensaios para que as condições de superfície do(s) arranjo(s) fotovoltaico(s) sejam reproduzidas nas dos sensores (com exceção do piranômetro, que deve permanecer sempre limpo).

### 2.2.2.3 Etapa 3: medição dos arranjos fotovoltaicos

Na **Etapa 3** ocorre a medição do(s) arranjo(s) fotovoltaico(s), onde é realizado a medição da potência nominal do sistema fotovoltaico. Segundo (ALMEIDA, 2012) a potência nominal de placa de um módulo fotovoltaico normalmente não corresponde ao valor real (no Brasil, a diferença tolerável é de  $\pm 5\%$ ), por isso é fundamental medi-lá adequadamente. A norma descreve duas formas de medição da potência nominal:

- com o uso de um dispositivo de ensaio de curva IV apropriado ao tamanho do arranjo fotovoltaico. Essa forma possui a vantagem de, além de determinar a potência nominal, tornar possível a observação de problemas por meio da forma da curva IV. Na seção 7 da norma é descrito um procedimento para medição da curva IV;
- com a medição, por pelo menos um dia, da irradiância característica ( $G_C$ ) e da temperatura de célula ( $T_C$ ) (com os sensores instalados na Etapa 1), e da potência c.c na entrada do inversor ( $P_{cc}$ ) com um wattímetro. As três medições devem ser feitas simultaneamente com um intervalo máximo de 1 min entre medições de um mesmo parâmetro. Deve-se traçar uma curva  $P_{cc}(25^\circ\text{C}) \times G_C$ , de onde é possível obter a potência nominal do(s) arranjo(s) fotovoltaico(s).

Com os valores de potência em corrente contínua medidos, tais valores devem ser convertidos para a condição padrão de temperatura ( $25^\circ\text{C}$ ) com a Equação (2.6), sendo possível, então, traçar uma curva  $P_{cc}(25^\circ\text{C}) \times G_C$ .

$$P_{cc}(25^\circ\text{C}) = \frac{P_{cc(\text{medido})}}{1 + \gamma(T_C - 25)} \quad (2.6)$$

Onde  $\gamma$  é o coeficiente térmico de potência do arranjo fotovoltaico, expresso em porcentagem por graus celsius ( $\%/^{\circ}C$ ).

A Figura (8) exemplifica o perfil de uma curva  $P_{cc}(25^{\circ}C) \times G_C$ . Nela pode-se identificar três regiões distintas: 1 - corresponde ao desvio do comportamento linear causado pelo seguimento do ponto de máxima potência e pelo comportamento não linear da geração em condições de baixa irradiância; 2 - parte linear da curva, a qual deve ser utilizada para estimar a potência nominal; e 3 - restrição imposta pela máxima potência de trabalho do inversor.

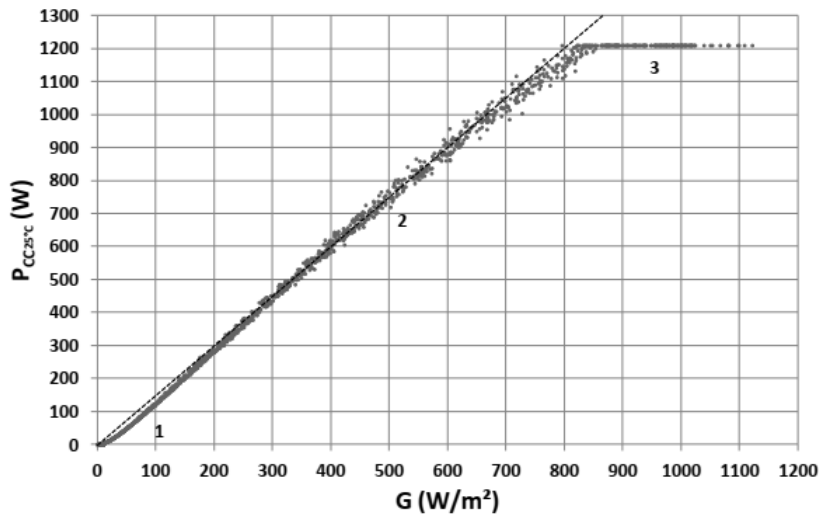


Figura 8 – Curva  $P_{cc}(25^{\circ}C) \times G_C$  de um gerador FV de 1,5 kWp. Fonte: (ALMEIDA; ZILLES, 2012)

Após a construção da curva, a potência nominal do arranjo fotovoltaico ( $P_{NA}$ ) é calculada a partir da Equação (2.7).

$$P_{NA} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{P_{cc}(25^{\circ}C)^{(i)}}{G_C^{(i)}}}{n} \cdot G_{STC} \quad (2.7)$$

Onde:  $n$  é o número de medições na parte linear da curva  $P_{cc}(25^{\circ}C) \times G_C$  e  $G_{STC}$  é a irradiância nas condições-padrão, que vale  $1000 W/m^2$ .

Segundo a norma devem ser considerados apenas os valores acima de  $700 W/m^2$  (fora da região 1), abaixo do ponto de restrição de máxima potência de trabalho do inversor (fora da região 3), e que não apresentem algum tipo de anormalidade.

É interessante destacar que o resultado é uma aproximação, pois a potência medida com o wattímetro sofre a influência das eficiências da instalação elétrica em corrente contínua e do seguimento do ponto de máxima potência. Se ambas são bastante elevadas em praticamente qualquer nível de irradiância da região linear (região 2) da curva  $P_{cc}(25^{\circ}C) \times G_C$ , o valor da potência nominal obtido é suficientemente preciso ( $\pm 5\%$ ). Em

sistemas modernos e bem projetados, a condição de alta eficiência da instalação elétrica em corrente contínua e do seguimento do ponto de máxima potência (para a região da curva  $P_{cc}(25^\circ C) \times G_C$  considerada) normalmente é satisfeita (ABNT, 2014).

Aqui na determinação da potência nominal do sistema é um dos pontos onde se diferenciam os dois procedimentos de avaliação de desempenho citados anteriormente. Para a avaliação de desempenho do tipo 1, quando o sistema possuir mais de um arranjo fotovoltaico, deve-se somar as potências nominais de todos eles para se obter a potência nominal do sistema ( $P_N$ ).

Já para a avaliação de desempenho do tipo 2, quando o sistema possuir mais de um arranjo fotovoltaico, deve-se somar as potências nominais de todos eles para se obter a potência nominal do subsistema ( $P_{NS}$ ). A potência nominal do sistema como um todo ( $P_N$ ) deve ser calculada tomando-se a média das potências nominais dos subsistemas ensaiados e multiplicando este valor pelo número total de subsistemas que compõe o sistema fotovoltaico.

Ainda na Etapa 3 é realizada a segunda leitura preliminar do medidor de energia ( $LP2$ ) e o cálculo de ( $DM1$ ) através da Equação (2.8). Esta atividade é efetuada quando o procedimento da Etapa 4 (opcional) também for realizado.

$$DM1 = \frac{LP2 - LP1}{P_N} \quad (2.8)$$

Onde:  $P_N$  é a potência nominal do sistema em ensaio e  $DM1$  é a produtividade do sistema no período considerado, medida em quilowatt-hora por quilowatt-pico ou horas.

Para o caso do sistema FV com múltiplos subsistemas, a segunda leitura preliminar dos medidores de energia ( $LP2$ ) dos subsistemas em ensaio e o cálculo de ( $DM1$ ) (para cada subsistema) com a Equação (2.9) é similar a Equação (2.8) do caso anterior.

$$DM1 = \frac{LP2 - LP1}{P_{NS}} \quad (2.9)$$

Onde:  $P_{NS}$  é a potência nominal do subsistema em ensaio e  $DM1$  é como no caso anterior a produtividade do sistema no período considerado.

#### 2.2.2.4 Etapa 4: detecção de problemas (opcional)

Na **Etapa 4** acontece a detecção de problemas, onde possíveis problemas podem ser detectados baseados nos valores de potência nominal do(s) arranjo(s) fotovoltaico(s) e de  $DM1$  obtidos. De acordo com a norma, quando problemas forem identificados, é necessário realizar uma verificação com o objetivo de identificar as suas causas e, se possível, eliminá-las. Se os problemas forem eliminados, mas influenciarem a medição de potência nominal do sistema fotovoltaico, o procedimento da Etapa 3 deve ser repetido.

Um sistema fotovoltaico ou subsistema é considerado com funcionamento anômalo quando as causas dos problemas não puderem ser eliminadas ou não puderem ser identificadas (total ou parcialmente).

#### 2.2.2.5 Etapa 5: medição de parâmetros ambientais e elétricos

A **Etapa 5** consiste na medição de parâmetros ambientais e elétricos. Uma das atividades realizadas nesta etapa é a primeira leitura do medidor de energia ( $LM1$ ), sendo feita mais leituras caso seja um sistema FV com múltiplos subsistemas em ensaio (para avaliação de desempenho tipo 2). Após a primeira leitura do medidor de energia, devem ser medidas a irradiância total ( $G$ ) e a temperatura de célula ( $T_C$ ) com os sensores instalados na Etapa 1, além das potências na entrada ( $P_{cc}$ ) e saída ( $P_{ca}$ ) do inversor com um wattímetro adequado à potência envolvida, durante pelo menos cinco dias, os quais devem apresentar pouca ou nenhuma cobertura de nuvens. As quatro medições devem ser feitas simultaneamente em intervalos de no máximo 10 s entre medições de um mesmo parâmetro, com integralização (média) de no máximo 5 min.

#### 2.2.2.6 Etapa 6: conclusão sobre as causas de funcionamento anômalo e segunda leitura do medidor de energia

Na **Etapa 6** acontece duas atividades, sendo a primeira a de conclusão sobre as causas de funcionamento anômalo quando o sistema fotovoltaico ou subsistema assim for considerado na Etapa 4. Segundo a norma os dados obtidos nas Etapas 3, 4 e 5 devem ser cuidadosamente analisados, pois esta análise pode prover informações valiosas para o entendimento do funcionamento anômalo.

A outra atividade a ser realizada é a segunda leitura do medidor de energia ( $LM2$ ) e o cálculo de ( $DM2$ ) com a Equação (2.10).

$$DM2 = LM2 - LM1 \quad (2.10)$$

Onde ( $DM2$ ) é a energia gerada no período, medida em watts hora ( $Wh$ ).

Caso o sistema FV possua múltiplos subsistemas em ensaio, uma segunda leitura dos medidores de energia ( $LM2$ ) é feita e o cálculo de ( $DM2$ ) para cada subsistema é realizado com a Equação (2.10).

#### 2.2.2.7 Etapa 7: cálculo da energia injetada na rede

A **Etapa 7** consiste no cálculo da energia injetada na rede e em seguida a comparação com o valor medido. Caso haja uma diferença significativa, um cenário de perdas deve ser estabelecido para corrigi-la.

A energia injetada na rede teórica ( $E_{R,teo}$ ) deve ser calculada a partir das Equações (2.11), (2.12) e (2.13) utilizando as medições da Etapa 5.

$$P_{cc,teo}(i) = P_N \frac{G(i)}{1000} [1 + \gamma(T_C(i) - 25)] [1 + c \ln \frac{G(i)}{1000}] \quad (2.11)$$

Onde:  $i$  é o  $i$ -ésimo valor medido;  $P_N$  é 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 ( $\%/^{\circ}C$ );  $T_C$  é a temperatura de célula;  $c$  é um coeficiente que descreve a redução de eficiência dos módulos ao reduzir a irradiância incidente.

$$P_{ca,teo}(i) = P_{NI} \left[ \frac{-(k_1 + 1) + \sqrt{(k_1 + 1)^2 - 4k_2(k_0 - \frac{P_{cc,teo}(i)}{P_{NI}})}}{2k_2} \right] \quad (2.12)$$

$$E_{R,teo} = \sum_{i=1}^n P_{ca,teo}(i) \times \Delta t \quad (2.13)$$

Onde:  $P_{NI}$  é a potência nominal do inversor, e no caso de haver mais de um inversor no sistema,  $P_{NI}$  é a soma da potência nominal de todos os inversores;  $t$  é o período de integralização;  $n$  é o número total de medições;  $k_0$ ,  $k_1$  e  $k_2$  são os coeficientes da curva de eficiência do inversor.

Segundo a norma os coeficientes da curva de eficiência do inversor são obtidos pelo melhor ajuste de  $k_0$ ,  $k_1$  e  $k_2$  para todas as duplas ( $P_{cc}$ ,  $P_{ca}$ ) na Equação (2.14).

$$\frac{P_{ca(medido)}(i)}{P_{cc(medido)}(i)} = \frac{(\frac{P_{ca(medido)}(i)}{P_{NI}})}{(\frac{P_{ca(medido)}(i)}{P_{NI}}) + [k_0 + k_1(\frac{P_{ca(medido)}(i)}{P_{NI}}) + k_2(\frac{P_{ca(medido)}(i)}{P_{NI}})^2]} \quad (2.14)$$

Onde  $P_{NI}$  diferentemente do seu uso na Equação (2.12), na Equação (2.14) é a potência nominal por inversor. Os valores de  $k_0$ ,  $k_1$  e  $k_2$  podem ser obtidos por métodos numéricos.

No caso de sistemas com múltiplos subsistemas (avaliação de desempenho tipo 2), para cada subsistema ensaiado que não apresente funcionamento anômalo, devem ser calculados  $k_0$ ,  $k_1$  e  $k_2$ . As médias de cada coeficiente devem ser utilizadas na Equação (2.12).

Com o cálculo da energia injetada na rede teórica ( $E_{R,teo}$ ), o valor da energia medida injetada na rede ( $E_{R,med}$ ) é obtido e corresponde a  $DM2$ , valor este conseguido na Etapa 6 pela Equação (2.10). Já para sistema FV com múltiplos subsistemas em ensaio, a energia medida injetada na rede ( $E_{R,med}$ ) corresponde à média dos valores de  $DM2$  para cada subsistema obtidos na Etapa 6 (elimina-se os subsistemas identificados

com funcionamento anômalo) pela Equação (2.10), multiplicada pelo número total de subsistemas que compõe o sistema fotovoltaico.

A aplicação do cenário de perdas acontece quando  $E_{R,med} < 0,95 \times E_{R,teo}$  ou  $E_{R,med} > 1,05 \times E_{R,teo}$  com o objetivo de ajustar os valores calculados.

Segundo a norma (ABNT, 2014) os sistemas fotovoltaicos possuem diversos fatores de perdas, desde o gerador FV até o ponto de conexão à rede. Alguns deles são relativamente fáceis de incluir em modelos matemáticos, como a temperatura de célula e o baixo rendimento de alguns componentes quando a potência trabalhada é pequena. No entanto, há alguns fatores de perdas que correspondem a não idealidade dos componentes e são mais difíceis de considerar nos cálculos, pois possuem comportamento probabilístico ou grande complexidade para uma modelagem mais precisa.

Desta forma, os fatores de perdas não incluídos no modelo matemático de um sistema fotovoltaico devem compor um cenário de perdas, que nada mais é do que um fator de correção aplicado à potência elétrica em corrente contínua ( $P_{cc}$ ) e à potência elétrica em corrente alternada ( $P_{ca}$ ) teóricas calculadas, como mostram as Equações (2.15) e (2.16).

$$P_{cc,teo(ajustado)} = P_{cc,teo} CP_{cc} \quad (2.15)$$

$$P_{ca,teo(ajustado)} = P_{ca,teo} CP_{ca} \quad (2.16)$$

Onde:  $CP_{cc}$  é o cenário de perdas em corrente contínua e  $CP_{ca}$  é o cenário de perdas em corrente alternada.

É importante destacar que o cenário de perdas pode ser um valor fixo ou até mesmo uma função de uma variável ambiental (como a irradiância ou temperatura) ou elétrica (como a potência). Além disso, o cenário de perdas não é absoluto e varia de projeto para projeto e de sistema para sistema fotovoltaico. Quando necessário, este deve ser obtido pela razão entre o valor da potência medido em um sistema fotovoltaico real e o valor teórico calculado, conforme mostra as Equações (2.17) e (2.18).

$$CP_{cc} = \frac{P_{cc(medido)}}{P_{cc,teo}} \quad (2.17)$$

$$CP_{ca} = \frac{P_{ca(medido)}}{P_{ca,teo}} \quad (2.18)$$

O resultado das Equações (2.17) e (2.18) são nuvens de pontos que podem ser expressas em função de uma variável ambiental ou elétrica, conforme citado anteriormente. Uma equação que descreva o comportamento médio da nuvem de pontos em função de uma dessas variáveis deve ser obtida para descrever tanto  $CP_{cc}$  como  $CP_{ca}$ .

Uma outra alternativa baseado em (ALMEIDA, 2012) para se obter os cenários de perdas  $CP_{cc}$  e  $CP_{ca}$  é dado pelas Equações (2.19) e (2.20).

$$CP_{cc} = \sum_{i=1}^n (1 - F_{cc}(i)) \quad (2.19)$$

$$CP_{ca} = \sum_{i=1}^m (1 - F_{ca}(i)) \quad (2.20)$$

Onde:  $F_{cc}$  são fatores de correção para a potência elétrica em corrente contínua na entrada do inversor (fatores de corrente contínua);  $F_{ca}$  são fatores de correção para a potência elétrica em corrente alternada injetada na rede (fatores de corrente alternada);  $n$  e  $m$  são os números de fatores de corrente contínua e corrente alternada, respectivamente.

### 2.2.2.8 Etapa 8: projeção do desempenho global (PR) anual

Nesta Etapa 8 deve-se calcular a energia injetada na rede ao longo de um ano típico ( $E_{R,ano}$ ), e segundo a norma utilizando séries históricas e temperatura ambiente obtidas de um banco de dados confiável. Logo, a ( $E_{R,ano}$ ) é calculada a partir das Equações (2.21), (2.22), (2.23) e (2.24).

$$T_c(i) = T_a(i) + \frac{G(i)}{800} (TNOC - 20) \quad (2.21)$$

$$P_{cc,teo(ajustado)}(i) = CP_{cc} P_N \frac{G(i)}{1000} [1 + \gamma(T_c(i) - 25)] [1 + c \ln \frac{G(i)}{1000}] \quad (2.22)$$

$$P_{ca,teo(ajustado)}(i) = CP_{ca} P_{NI} \left[ \frac{-(k_1 + 1) + \sqrt{(k_1 + 1)^2 - 4k_2(k_0 - \frac{P_{cc,teo(ajustado)}(i)}{P_{NI}})}}{2k_2} \right] \quad (2.23)$$

$$E_{R,ano} = \sum_{i=1}^n P_{ca,teo(ajustado)}(i) \times \Delta t \quad (2.24)$$

Vale destacar que a Equação (2.21) é igual a Equação (2.5) já apresentada anteriormente, e que as Equações (2.22) e (2.23) são simplesmente as Equações (2.11) e (2.12), de  $P_{cc,teo}(i)$  e  $P_{ca,teo}(i)$  multiplicadas pelos cenários de perdas em corrente contínua  $CP_{cc}$  e corrente alternada  $CP_{ca}$ . Diferentemente da Etapa 7, aqui as equações usam parâmetros como irradiância total no plano do arranjo fotovoltaico ( $G$ ) e temperatura da célula  $T_c$  obtidos a partir de banco de dados meteorológicos.

Com a energia injetada na rede ao longo de um ano típico calculada pela Equação (2.24), o desempenho global (PR - Performance Ratio) anual deve ser calculado a partir da Equação (2.25).

$$PR = \frac{E_{R,ano}}{P_N} \frac{G_{STC}}{H} \quad (2.25)$$

Onde:  $P_N$  é a potência nominal do sistema fotovoltaico;  $G_{STC}$  é a irradiância nas condições-padrão de ensaio (igual a  $1000 \text{ W/m}^2$ ); e  $H$  é a irradiação anual total no plano dos arranjos fotovoltaicos, obtida pela integração dos valores de irradiância utilizados para o cálculo de  $E_{R,ano}$ .



## 3 Perdas em Sistemas Fotovoltaicos

Diversos são os fatores de perdas que podem afetar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos. Segundo (MONDOC; POP, 2010), o desempenho do sistema FV é resultado do desempenho de seus componentes, que por sua vez, são afetados por fatores climáticos e perdas associadas. Por isso é importante ter uma boa compreensão da tecnologia FV, como ela funciona em uma variedade de condições e como cada um dos fatores afeta o sistema em um determinado local.

Serão apresentadas neste capítulo alguns dos fatores de perdas comuns em sistemas fotovoltaicos. Mas antes, é apresentado um estudo feito pela Sociedade Alemã de Energia Solar que quantificou os fatores de perdas, conforme representado na Figura (9).

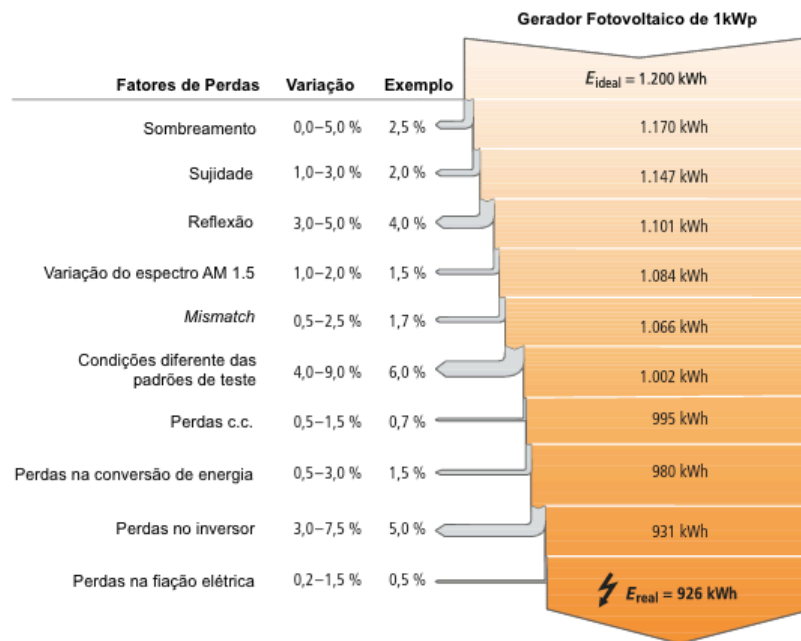


Figura 9 – Fatores de perdas de estudo feito pela Sociedade Alemã de Energia Solar. *Fonte: Adaptado de ((DGS), 2013) (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016).*

### 3.1 Perdas nos módulos fotovoltaicos

#### 3.1.1 Temperatura das células FV

A temperatura de operação de uma célula fotovoltaica influencia bastante o comportamento de um sistema fotovoltaico, pois é capaz de modificar a energia gerada e a eficiência do sistema. A temperatura de operação das células fotovoltaicas dependem da variação da irradiância solar e da temperatura ambiente.

A relação entre irradiação incidente sobre um módulo FV e energia produzida por este mesmo módulo é diretamente proporcional. Contudo, nem toda irradiação absorvida pelo módulo é convertida em energia. Esta irradiação não convertida resulta em aquecimento do módulo FV (HICKEL et al., 2017).

Com um aumento da irradiância incidente e/ou da temperatura ambiente há um aumento da temperatura da célula, que por consequência reduz a potência na saída do módulo FV. Isto acontece devido ao fato de que a tensão da célula diminui significativamente com o aumento da temperatura, enquanto a sua corrente sofre uma elevação muito pequena, quase desprezível para efeitos de análise de desempenho do módulo FV (PINHO; GALDINO, 2014). Figura (10) mostra este comportamento através de uma curva IV de um módulo FV.

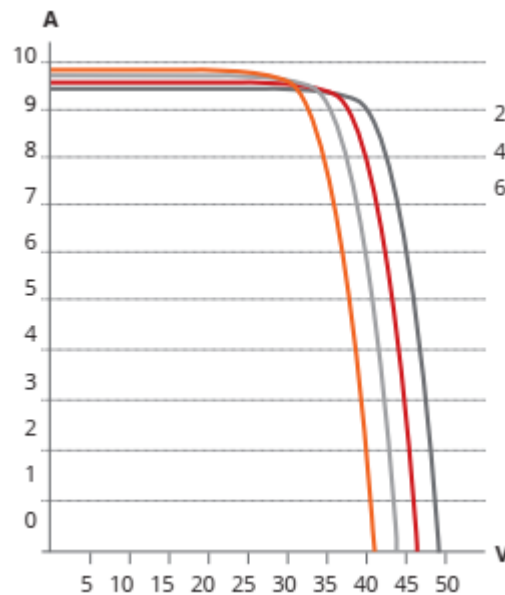


Figura 10 – Efeito causado pela variação da temperatura das células sobre a curva IV para um módulo FV. Fonte: Adaptado de (CANADIAN SOLAR, 2018).

Como regra geral, a potência do gerador FV cai entre 0,3 e 0,4% a cada aumento de 1 °C (AYOMPE et al., 2011). Geralmente os fabricantes de módulos fotovoltaicos fornecem em suas folhas de dados técnicos os valores dos coeficientes de temperatura de tensão de circuito aberto ( $\beta$ ), corrente de curto-circuito ( $\alpha$ ) e de potência máxima ( $\gamma$ ). A Tabela (1) mostra valores destes coeficientes para um modelo de módulo FV.

Tabela 1 – Exemplo de coeficientes de temperatura para um módulo FV. Fonte: Adaptado de (CANADIAN SOLAR, 2018).

Especificação	Dados
Coeficiente de temperatura ( $P_{m\acute{a}x}$ )	-0,37 %/°C
Coeficiente de temperatura ( $V_{oc}$ )	-0,29 %/°C
Coeficiente de temperatura ( $I_{sc}$ )	0,05 %/°C

### 3.1.2 Descasamento espectral

Para o descasamento espectral do valor das condições de teste padrão (STC) de 1,5 AM, os sistemas FV serão expostos a uma variação diferente de massas de ar durante o dia devido à geometria do caminho do sol, mais as condições climáticas. Uma estimativa comum para essas perdas é em torno de 1% (NOBRE et al., 2015).

Salientando que as condições de teste padrão (STC - standard test conditions) são as condições padrões para os testes de módulos fotovoltaicos, aonde foram definidos valores padrão segundo normas internacionais para a irradiância solar, massa de ar e temperatura da célula. Os valores são: para irradiância solar  $1000 \text{ W/m}^2$ , massa de ar de 1,5 (1,5 AM), e temperatura de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

### 3.1.3 Posicionamento não ideal

O posicionamento incorreto reduz a quantidade de irradiação (principalmente a direta) sobre o gerador FV e favorece a reflexão na superfície dos módulos, diminuindo a quantidade de energia solar disponível para a conversão fotovoltaica (ALMEIDA, 2012).

O fator mais importante que influencia a geração de energia de módulos FV, é o efeito de perdas ópticas que variam com o ângulo de incidência da luz solar quando atingem os módulos FV. O efeito se refere principalmente ao componente de feixe direto da irradiância solar, porque a resposta do módulo à irradiância solar difusa é amplamente independente da orientação do módulo. A refletância da superfície de vidro aumenta significativamente para ângulos de incidência superiores à cerca de  $60^\circ$ , resultando em menos luz solar atingindo as células dentro do módulo e redução da geração de energia (VERMA; SINGHAL, 2015). Na Figura (11) está representando um módulo FV inclinado e as componentes de radiação que incidem sobre ele.

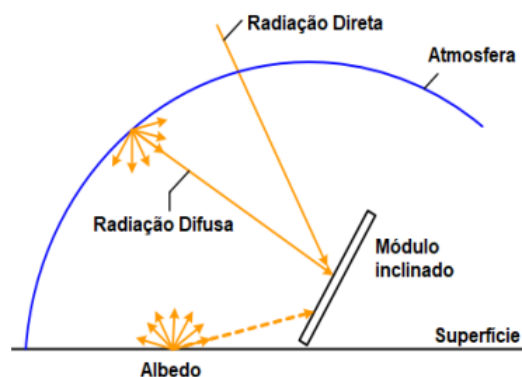


Figura 11 – Módulo FV no plano inclinado e as componentes da radiação incidente. *Fonte: Adaptado de (XU et al., 2017) (TONOLO et al., 2019).*

Portanto sabemos que o posicionamento dos módulos FV, com a sua localização geográfica, inclinação e orientação modifica como o ângulo de incidência da luz solar atinge

os módulos ao longo dos dias, e conseqüentemente afetando o rendimento do sistema e a produção de energia. Um estudo feito por (LUIZ; OLIVEIRA, 2011) mostra a influência que a orientação dos módulos tem no nível de radiação captada anualmente. A Figura (12) mostra o estudo de caso feito para três capitais do país, Natal, São Paulo e Porto Alegre, com a finalidade de notar a variação da energia solar captada com a orientação da superfície.

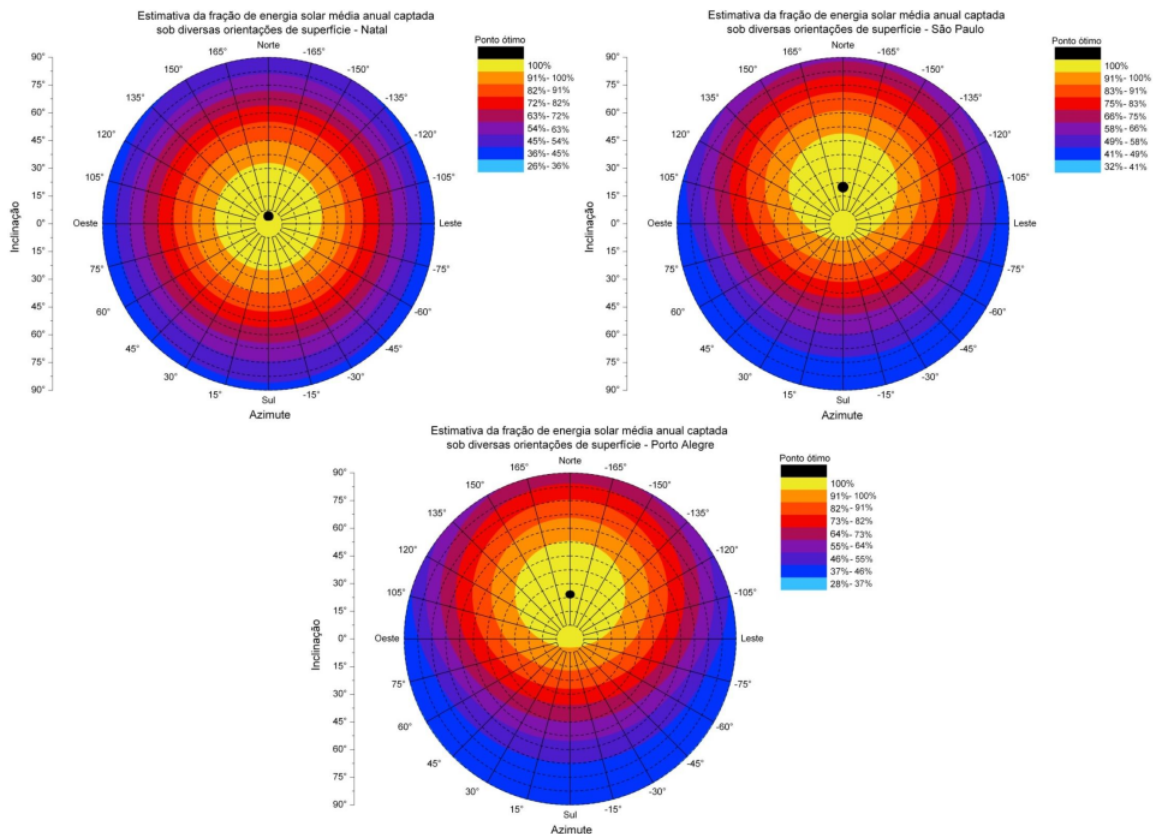


Figura 12 – Níveis de absorção de energia solar, em relação ao ponto ótimo e orientação de painel, para as cidades de Natal, São Paulo e Porto Alegre. *Fonte: Adaptado de (LUIZ; OLIVEIRA, 2011).*

Do estudo realizado por (LUIZ; OLIVEIRA, 2011) podemos concluir que a inclinação de um módulo FV em um ângulo igual à latitude local e orientado ao norte, para instalações no hemisfério sul, possibilita um maior aproveitamento da energia solar e um melhor desempenho do painel fotovoltaico.

### 3.1.4 Sombreamento parcial

Sombreamento parcial é um fator de perda muito significativo num sistema fotovoltaico. O sombreamento pode ser previsível, causado por árvores, postes e construções no entorno, causada pela própria arquitetura do sistema, ou até mesmo um módulo fazendo sombra no módulo adjacente. O sombreamento pode também ser imprevisível, como

por exemplo, quando algo cai em cima do módulo (folha de árvore, dejetos de pássaros) (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016).

Os módulos de c-Si contêm células fotovoltaicas associadas em série. Quando uma ou mais destas células recebe menos radiação solar do que as outras da mesma associação, sua corrente vai limitar a corrente de todo o conjunto série. Esta redução de radiação incidente pode ocorrer por um sombreamento parcial do módulo. O efeito de redução de corrente no conjunto de células do módulo acaba sendo propagado para todos os módulos conectados em série (PINHO; GALDINO, 2014).

Além da perda de potência no gerador fotovoltaico, há o risco de danos no módulo parcialmente sombreado, uma vez que a potência elétrica gerada que não está sendo entregue ao consumo é dissipada no módulo afetado, às vezes sobre apenas uma de suas células. Neste caso pode ocorrer o fenômeno conhecido como "ponto quente" (*hotspot*), que produz intenso calor sobre a célula afetada, com ruptura de vidro e fusão de polímeros e metais (PINHO; GALDINO, 2014).

Segundo (FILHO, 2016), a solução clássica adotada para prevenir o efeito indesejado do superaquecimento (*hotspot*) é associar um diodo em paralelo às células. Caso a irradiação incidente seja inferior às demais e a célula comece a operar na região da curva de tensão negativa, o diodo é polarizado diretamente e se torna o meio de condução da corrente, conforme a Figura (13). Assim os efeitos de superaquecimento da célula e de limitação da corrente do painel são atenuados. A estes diodos se dá o nome de diodos de *bypass*.

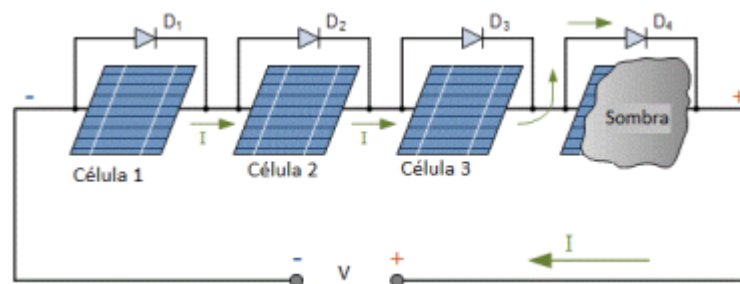


Figura 13 – Circuito sombreado com diodo de *bypass*. Fonte: (FILHO, 2016).

A Figura (14) mostra o efeito do sombreamento sobre apenas uma das células de um dos 4 módulos de  $220 W_p$  conectados em série. Ao cobrir a metade de uma das células, a corrente daquele módulo é reduzida pela metade. Como consequência, a corrente de todos os módulos no conjunto em série também é reduzida (PINHO; GALDINO, 2014).

### 3.1.5 Acúmulo de partículas sobre o gerador FV (soiling)

A presença de particulados na atmosfera terrestre dá-se das mais diferentes formas, como por exemplo através de poluição, poeira, grãos de areia suspensos em tempestades

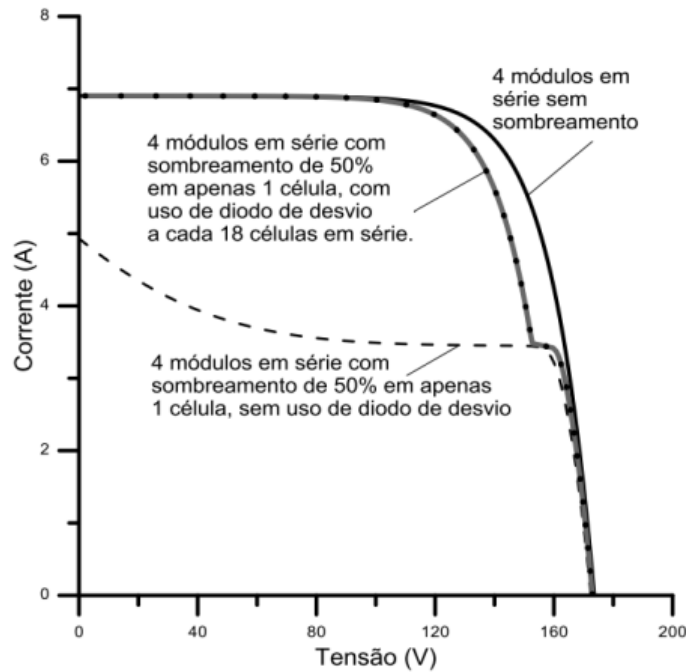


Figura 14 – Curva IV para 4 módulos de  $220 W_p$  conectados em série sem o sombreamento, e o efeito do sombreamento na curva com e sem o uso do diodo de *bypass*.  
 Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

e materiais orgânicos. A deposição destes materiais sobre os módulos FV representa um obstáculo para que a irradiação solar realize o efeito fotovoltaico. O acúmulo deste material na superfície de um módulo FV é tratado na literatura como *soiling*, ou em português chamado de sujidade (HICKEL et al., 2017). Uma definição de *soiling* é a redução da irradiação solar efetiva devido a absorção, dispersão e reflexão por contaminantes presentes na superfície do módulo FV (SINHA et al., 2014).

De acordo com (ALMEIDA, 2012), essa fonte de perdas está relacionada com o sombreamento, mas normalmente é um fenômeno que ocorre de forma mais ou menos homogênea em toda a superfície do gerador, sendo menos agressivo que o sombreamento parcial, a menos que o acúmulo de partículas seja muito grande.

Segundo (DUNN et al., 2013), após a irradiância e temperatura, *soiling* (sujidade) pode ser o terceiro fator ambiental mais importante no impacto do valor de potência produzida por um sistema FV. Valores medidos de perdas anuais por *soiling* em um sistema FV são da ordem de 3-6% (KIMBER et al., 2006). Contudo, há estudos que apresentaram valores de perdas por *soiling* de 14%, anualmente, e chegando a 20%, quando medidos em base mensais (DUNN et al., 2013).

O acúmulo de sujeira nos módulos do sistema solar fotovoltaico é um processo natural, sendo que as características e taxas de deposição variam para diferentes localidades, sendo baseadas na geografia, clima e urbanização de uma região (BHOL et al., 2015). Portanto para amenizar esse tipo de perda é importante durante a manutenção do

sistema realizar a limpeza dos módulos. Além disso, é recomendado mesmo para áreas muito próximas da linha do Equador, uma inclinação mínima de  $10^\circ$ , para favorecer a autolimpeza dos módulos pela ação da água da chuva (PINHO; GALDINO, 2014).

### 3.1.6 Degradação das células FV

Degradação é a deterioração gradual das características de um componente ou de um sistema, podendo afetar sua capacidade de operar dentro dos limites dos critérios de aceitabilidade e que é causada pelas condições de operação. Um módulo fotovoltaico degradado pode continuar fazendo sua função principal, que é gerar eletricidade a partir da luz solar, mesmo que seu uso não seja mais ideal. No entanto, o estado degradado do módulo pode ser mais problemático quando a degradação excede um limite crítico (NDIAYE et al., 2013). De acordo com (WOHLGEMUTH et al., 2006), os fabricantes consideram que um módulo FV está degradado quando sua potência atinge um nível abaixo de 80% de sua potência inicial.

A degradação das células FV é uma perda inevitável e contribui para a redução gradual do desempenho ao longo dos anos. De acordo com (JORDAN; KURTZ, 2013), estima-se um decaimento médio anual de 0,8% para células de silício cristalino.

O desempenho dos módulos FV pode ser degradado devido a vários fatores como: temperatura, umidade, irradiação, choque mecânico. Cada um desses vários fatores nomeados pode induzir um ou mais tipos de degradação do módulo, como: corrosão, descoloração, delaminação, ruptura e quebra de células (NDIAYE et al., 2013).

A Figura (15) representa, segundo o (NDIAYE et al., 2013), uma revisão sobre a representatividade dos principais modos de degradação em módulos FV de silício.

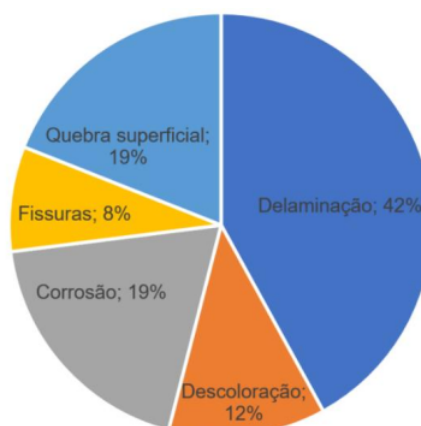


Figura 15 – Representatividade dos modos de degradação em módulos FV de silício. *Fonte: Adaptado de (NDIAYE et al., 2013) (SILUK et al., 2017).*

A umidade que entra no módulo FV através das bordas do laminado causa corrosão, que ataca as conexões metálicas das células FV causando uma perda de desempenho,

pois aumenta a corrente de fuga. A corrosão também degrada a junção entre as células e a moldura metálica externa (NDIAYE et al., 2013).

A delaminação consiste na perda de aderência entre as diferentes camadas do módulo fotovoltaico e o subsequente desprendimento dessas camadas. Pode aparecer entre o encapsulante polimérico e as células ou entre as células e o vidro frontal. A delaminação é um grande problema porque pode levar a dois efeitos: um desacoplamento de luz onde a reflexão aumenta, bem como a penetração de água dentro da estrutura do módulo. A delaminação é mais comum em climas quentes e úmidos, e também é mais severa se ocorrer nas bordas do módulo porque, além das perdas de potência, acarreta riscos elétricos ao módulo e à instalação (MUNOZ et al., 2011).

A descoloração, de acordo com (MUNOZ et al., 2011) consiste na degradação do material adesivo entre o vidro e as células ou na degradação do EVA, causando uma mudança de cor do branco para amarelo ou do amarelo para o marrom. Esse fenômeno resulta uma mudança na transmitância de luz que atinge a célula, resultando na diminuição da energia gerada. O principal motivo para a descoloração é a mudança química do polímero encapsulante causada pela radiação UV e a penetração de água combinados com temperaturas acima de 50°C.

As fissuras nas células podem aparecer durante o processo de fabricação, mas também durante o processo de laminação ou mesmo durante o armazenamento ou instalação do módulo. As fissuras podem se tornar um problema no futuro, pois podem causar uma derivação ou deixar uma parte da célula bloqueada (SILUK et al., 2017).

A quebra do vidro é um fator de degradação importante dos módulos fotovoltaicos. Eles ocorrem na maioria dos casos durante a instalação, manutenção e, principalmente, durante o transporte dos módulos em seus locais de instalação (WOHLGEMUTH; KURTZ, 2011). Os módulos quebrados ou com rachaduras podem continuar funcionando corretamente, porém aumenta o risco de choque elétrico e de infiltração de umidade (NDIAYE et al., 2013). As quebras e fissuras são geralmente seguidas por outros tipos de degradação, como corrosão, descoloração e delaminação (QUINTANA et al., 2002).

### 3.1.7 Descasamento de parâmetros

Em sistemas fotovoltaicos, um determinado número de módulos FV é conectado em série e/ou paralelo para corresponder à tensão e potência necessárias. Uma característica não desejável desses arranjos FV é que a sua potência de saída de placa quase sempre é superior ao valor observado em condições de campo, mesmo quando as condições de operação estão próximas às padrão de teste. Essa característica é frequentemente chamada de perda por descasamento de parâmetros (também denominado de *mismatch*), e ocorre devido à pequena dispersão das características elétricas dos módulos dentro da faixa de



tolerância dos fabricantes ou por efeito da degradação e da iluminação desigual sobre o gerador FV (ALMEIDA, 2012).

As diferenças entre os módulos provêm das diferenças das próprias células FV que os compõem. Diferentes células podem ter parâmetros característicos um pouco diferentes, mesmo que provenham de uma mesma linha de produção. Esse tipo de perda tende a se agravar com o tempo, devido à degradação. Além disso, o estresse ambiental pode danificar células, dando origem não somente à incompatibilidade (*mismatch*), mas também a aquecimento excessivo de algumas regiões (pontos quentes) (ALMEIDA, 2012).

## 3.2 Perdas na instalação elétrica em corrente contínua e corrente alternada

As perdas são geralmente mais altas do lado CC, pelo trajeto do cabeamento geralmente ser mais longo, por serem instaladas conexões, chaves e dispositivos de proteção, contribuindo com o aquecimento e ocorrência do efeito Joule (TONOLO et al., 2019). Para a instalação elétrica CC, segundo (VERMA; SINGHAL, 2015), é importante colocar os geradores próximos aos inversores, para trabalhar na tensão CC máxima que os painéis e os inversores podem suportar, para aumentar o desempenho de conversão e para reduzir as perdas ôhmicas.

A instalação elétrica do lado CA geralmente apresenta perdas reduzidas, pois possui poucas conexões e cabeamento mais curto (normalmente o inversor fica próximo do ponto de conexão). Em alguns lugares, utilizam-se transformadores para conectar os sistemas à rede, e nesse caso, o transformador impõe uma perda da ordem de 2% (ALMEIDA, 2012).

Segundo (NOBRE et al., 2015), para perdas no cabeamento CA, ela é relativa ao ponto de medição da energia CA sendo produzida pelo sistema. Se a energia produzida pelo inversor for registrada pelo próprio medidor do inversor, as perdas ôhmicas CA podem ser consideradas insignificantes. No entanto, a maioria dos medidores de energia são encontrados a uma certa distância do inversor, principalmente em quadros de distribuição separados, criando assim uma segunda seção de perdas ôhmicas, embora pequena, até o registro de energia final.

## 3.3 Perdas no sistema de condicionamento de potência

### 3.3.1 Eficiência dos inversores

A eficiência de conversão é uma medida das perdas experimentadas durante a conversão de CC para CA. Essas perdas são devidas a vários fatores: a presença de um

transformador e as perdas magnéticas e de cobre associadas, autoconsumo do inversor e perdas na eletrônica de potência (VERMA; SINGHAL, 2015). A eficiência de conversão do inversor é definida como a razão entre a potência em corrente alternada na saída do inversor ( $P_{ca}$ ) e a potência em corrente contínua na entrada do inversor ( $P_{cc}$ ), conforme a Equação (3.1). A eficiência instantânea de conversão do inversor é em função do carregamento, que é definido como a razão entre a potência na saída do inversor em um dado momento e a sua potência nominal, ambos em corrente alternada, conforme a Equação (3.2). Na Figura (16) é exibido uma curva de eficiência vs carregamento para um inversor genérico.

$$\eta_I = \frac{P_{ca}}{P_{cc}} \quad (3.1)$$

$$\text{Carregamento} = \frac{P_{saída(ca)}}{P_{nominal(ca)}} \quad (3.2)$$

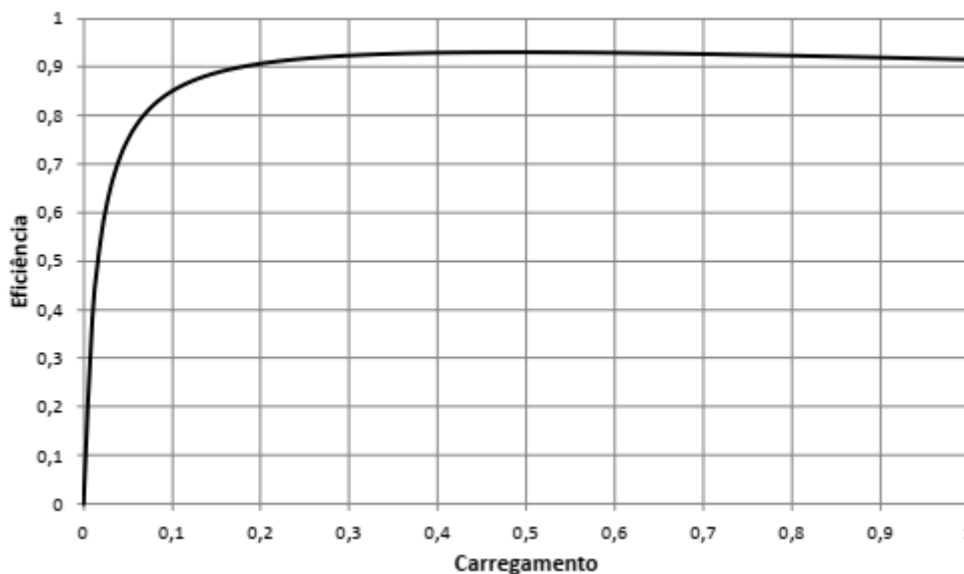


Figura 16 – Curva de eficiência *vs* carregamento de um inversor genérico. Fonte: (ALMEIDA, 2012).

Inversores com baixa eficiência são responsáveis por grande parte das perdas de um sistema fotovoltaico. Além disso, mesmo inversores eficientes apresentam baixo rendimento quando operam com frações pequenas da potência nominal. Inversores modernos normalmente possuem perdas menores, pois apresentam eficiência elevada para uma grande faixa de operação (ALMEIDA, 2012).

A eficiência de conversão não é constante, mas depende da potência de entrada CC, da tensão de operação e das condições climáticas, incluindo temperatura ambiente e irradiância. A variação na irradiância durante um dia causa flutuações na produção de energia e no Ponto de Máxima Potência (do inglês MPP - Maximum Power Point) de um painel fotovoltaico (VERMA; SINGHAL, 2015).

Em dias com pouca disponibilidade de recurso solar, a potência em corrente contínua na entrada do inversor é pequena, fazendo com que ele opere quase sempre na faixa de baixo rendimento. Além disso, há a possibilidade de os inversores não injetarem energia na rede, pois necessitam de uma tensão em corrente contínua mínima para operarem, e essa tensão corresponde a uma irradiância mínima que pode não ser atingida em alguns momentos (ALMEIDA, 2012).

### 3.3.2 Fator de dimensionamento do inversor - FDI

O Fator de dimensionamento do inversor representa a relação entre a potência nominal em corrente alternada do inversor e a potência de pico do gerador FV, conforme mostra a Equação (3.3) (PINHO; GALDINO, 2014).

$$FDI = \frac{P_{nominal(ca)}(W)}{P_{FV}(W_p)} \quad (3.3)$$

Os sistemas fotovoltaicos podem ser projetados com um fator de dimensionamento (FDI) menor que a unidade, o que significa que o gerador FV possui uma potência nominal superior à do inversor. Um fator de dimensionamento bem calculado melhora a produtividade do sistema, pois diminui as perdas relativas à baixa irradiância. Porém, em condições de irradiância elevada o inversor limita a potência de entrada por razões de segurança, impedindo o aproveitamento de toda a energia que o gerador FV poderia fornecer. Dessa forma, é importante encontrar o balanço adequado entre perda por limitação e ganho de produtividade (ALMEIDA, 2012).

## 3.4 Perdas devido à rede

Os inversores possuem faixas de tensão, frequência e impedância em que operam conectados à rede. Caso esses valores fiquem fora da faixa permitida, o inversor deixa de injetar energia na rede. Redes instáveis ocasionam desligamentos constantes e reduzem o desempenho do sistema fotovoltaico. Outra situação ocorre dependendo da capacidade e do carregamento da rede, onde a injeção de potência ativa pelo sistema fotovoltaico pode provocar o aumento da tensão na linha, ocasionando diversos problemas. Dessa forma, é possível que o inversor limite essa potência, para evitar a elevação de tensão, reduzindo a energia injetada na rede (ALMEIDA, 2012).

## 3.5 Perdas devido à disponibilidade

Um sistema fotovoltaico está disponível quando há recurso solar e ele está injetando energia na rede elétrica. No entanto, paradas para manutenção e falhas, dentre

outros fatores, podem impedir que o sistema fotovoltaico siga funcionando, mesmo com disponibilidade de recurso solar ([ALMEIDA, 2012](#)).

## 4 Metodologia

Neste capítulo o sistema fotovoltaico em estudo neste trabalho é apresentado, e também o *software* SAM e como ele foi utilizado para a simulação do sistema usando arquivos climáticos de duas bases de dados distintas.

### 4.1 Sistema Fotovoltaico instalado na FGA/UnB

A Faculdade do Gama (FGA) é constituída por quatro prédios, sendo eles a Unidade Acadêmica (UAC), a Unidade de Ensino e Docência (UED), o Módulo de Serviços e Equipamentos Esportivos (MESP) e o Laboratório de Desenvolvimento de Transportes e Energias Alternativas (LDTEA). Dentre estes prédios o trabalho consiste em avaliar o desempenho do sistema fotovoltaico instalado na cobertura do prédio UAC. O sistema fotovoltaico é composto por 297 módulos fotovoltaicos com potência de pico por módulo de  $355 W_p$ , interligados em 2 inversores de  $50 kW$  cada. A Figura (17) obtida do Google Maps mostra o local de instalação do sistema.

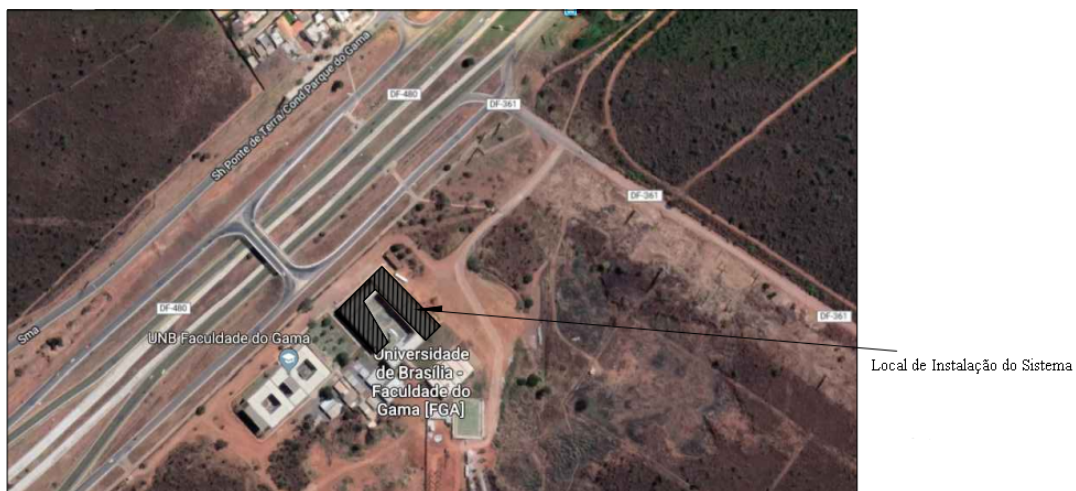


Figura 17 – Local de instalação do sistema fotovoltaico.

Os módulos fotovoltaicos instalados são todos da mesma marca e modelo, sendo eles da Canadian Solar modelo KuMax CS3U-355P, cuja ficha técnica se encontra no Anexo (A). Todos os módulos estão posicionados na cobertura com inclinação de  $15^\circ$  e com orientação para o norte geográfico. Na Tabela (2) é exibido os principais parâmetros do módulo em condições STC.

São utilizados no sistema dois inversores de mesmo modelo, da fabricante ABB modelo PVS-50-TL, cujo a ficha técnica do inversor se encontra no Anexo (B). A Tabela (3) mostra os principais parâmetros dos dois inversores utilizados no sistema.

Tabela 2 – Principais parâmetros do módulo FV instalado no sistema. *Fonte: Adaptado de (CANADIAN SOLAR, 2018).*

Parâmetros	CS3U-355P
$P_{máx}$	355 W
$V_{mp}$	39.4 V
$I_{mp}$	9.02 A
$V_{oc}$	46.8 V
$I_{sc}$	9.59 A
Eficiência	17.89%
Coeficiente de temperatura ( $P_{máx}$ )	-0,37 %/°C
Coeficiente de temperatura ( $V_{oc}$ )	-0,29 %/°C
Coeficiente de temperatura ( $I_{sc}$ )	0,05 %/°C
NMOT	42 ± 3°C

Tabela 3 – Principais parâmetros dos dois inversores instalados no sistema. *Fonte: Adaptado de (ABB, 2018).*

Parâmetros	PVS-50-TL
Tensão de entrada CC máxima absoluta ( $V_{max,abs}$ )	1000 V
Tensão de entrada CC nominal	610 V
Potência de entrada CC nominal	52000 W
Faixa de tensão CC de entrada MPPT na $P_{ca,nom}$	480 - 800 V
Corrente de entrada CC máxima ( $I_{cc,max}$ ) para cada MPPT	36 A
Potência CA nominal ( $P_{ca,nom}$ )	50000 W
Tensão nominal CA da rede	400 V
Faixa de tensão CA	320 - 480 V
Eficiência	98.3%

O diagrama unifilar e multifilar do sistema fotovoltaico são ilustrados respectivamente no Anexo (D) e (E), além da planta da disposição dos módulos na cobertura no Anexo (C). A Tabela (4) exhibe um quadro resumo das conexões do sistema fotovoltaico, onde vale destacar que os dois inversores possuem 3 entradas MPPT independentes.

Tabela 4 – Quadro resumo do sistema fotovoltaico.

Inversor	Conexões em cada entrada MPPT	Total de Painéis	Potência (W)
Inversor 1	3x17	153	54315
	3x17		
	3x17		
Inversor 2	3x16	144	51120
	3x16		
	3x16		

Logo, de acordo com os diagramas o sistema fotovoltaico possui dois inversores, onde para o inversor 1, em cada entrada MPPT é conectado 3 strings em paralelo com 17 módulos conectados em série, já para o inversor 2, em cada entrada MPPT é conectado

3 strings em paralelo com 16 módulos conectados em série. A capacidade nominal da planta fotovoltaica, somando as potências nominais dos arranjos que estão com mesma inclinação e orientação e foram divididos para dois inversores de mesma capacidade, é de 105.435 *kWp*.

O sistema fotovoltaico começou a operar em novembro de 2019, e devido a problemas técnicos relacionados à conexão de internet dos inversores, o único mês de operação no qual se têm registro completo da energia gerada pelo sistema é o mês de dezembro de 2019. Além do mês de dezembro de 2019, há também o registro pelos inversores da energia gerada pelo sistema para um período anual ou de 365 dias, de 18/maio/2020 a 17/maio/2021. Portanto, para este trabalho a análise de desempenho consistirá em realizar comparações do desempenho do sistema real e simulado, para um período mensal envolvendo o mês de dezembro e para um período anual, a partir dos dados de geração real e simulações com o uso de arquivos climáticos através do software SAM.

## 4.2 System Advisor Model - SAM

O *software* escolhido para a simulação e análise de desempenho do sistema fotovoltaico foi o System Advisor Model (SAM) na versão 2020.2.29, programa este desenvolvido e fornecido pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL - National Renewable Energy Laboratory) do Departamento de Energia dos EUA (DOE - U.S. Department of Energy). O SAM é um *software* de modelagem de desempenho e modelagem financeira, que faz previsões de desempenho e estimativas de custo da energia para projetos de energia conectados à rede com base nos custos de instalação e operação, e parâmetros de projeto do sistema que você especifica como entradas para o modelo (SAM, 2020a). O programa possui modelos de desempenho contemplando vários tipos de sistemas, como: sistemas fotovoltaicos, solar térmicos, energia geotérmica, biomassa e sistemas eólicos.

Para as simulações neste trabalho é usado o modelo fotovoltaico detalhado, sem o uso do modelo financeiro, conforme exhibe a Figura (18) ao escolher criar um novo projeto. Na Figura (18) é possível ver também os outros modelos de desempenho para simulação existentes no programa.

O modelo fotovoltaico detalhado calcula a saída elétrica de um sistema fotovoltaico conectado à rede usando modelos de módulos e inversores separados. Requer especificações de módulo e inversor junto com informações sobre o número de módulos e inversores no sistema. Você pode fornecer seu próprio módulo e especificações do inversor de uma folha de dados do fabricante ou escolher um módulo e inversor de bibliotecas do programa. O modelo fotovoltaico detalhado modela o efeito da temperatura no desempenho do módulo e tem opções para calcular o sombreamento e outras perdas no sistema (SAM, 2020a).

A Figura (19) exhibe a interface do SAM após a escolha do modelo de simula-

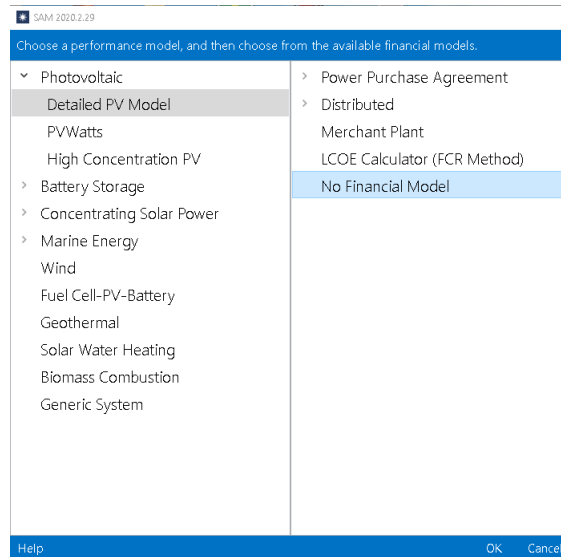


Figura 18 – Escolha do modelo de desempenho para simulação no SAM.

ção. Pode-se observar na interface que há 7 abas para preenchimento dos parâmetros de entrada, sendo eles: Localização e Recurso, Módulo, Inversor, Configuração do Sistema, Sombreamento e Layout, Perdas e Limites da Rede.

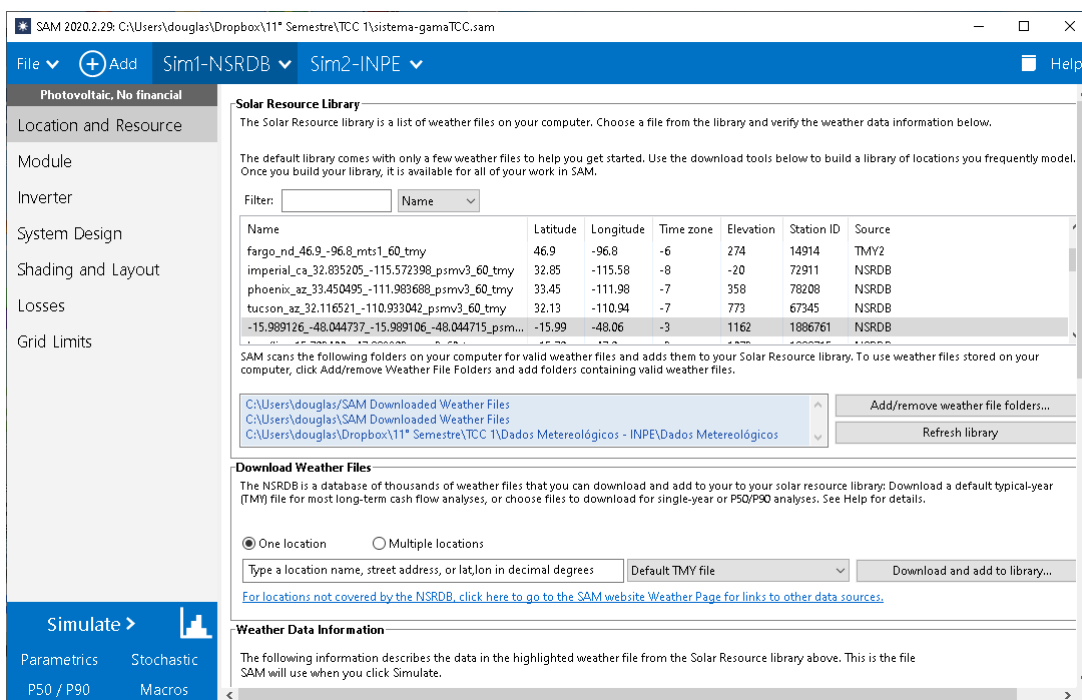


Figura 19 – Interface do SAM após a escolha do modelo de simulação.

#### 4.2.1 Localização e recurso

Nesta aba é inserido o recurso solar do local do projeto ou de um lugar próximo à ele. Isto é, são inseridos os dados meteorológicos para o projeto do sistema fotovoltaico.



Um arquivo climático SAM é um arquivo de texto que contém dados de um ano em etapas de hora em hora ou sub-hora que descrevem o recurso solar em um determinado local. Um arquivo climático pode conter dados de um ano típico que representam dados históricos de longo prazo ou dados de um único ano para um determinado ano. O recurso solar e os dados meteorológicos em um arquivo climático SAM podem ter sido desenvolvidos a partir de medições do solo, dados de um satélite ou uma combinação dos dois (SAM, 2020b).

O SAM usa o formato CSV (comma-separated value) para dados de recursos solares. Cada modelo de desempenho no programa usa diferentes elementos de dados do arquivo meteorológico, e para o modelo fotovoltaico detalhado os seguintes elementos devem estar presentes no arquivo climático: latitude, longitude, elevação acima do nível do mar, hora do dia (e também o minuto para resoluções de dados em minutos), irradiância horizontal difusa, irradiância normal direta, irradiância global horizontal, albedo, temperatura de bulbo seco e velocidade do vento.

Para este trabalho será usado duas fontes de dados de arquivo climático, a do próprio programa que usa o banco de dados do National Solar Radiation Database (NSRDB), e a base de dados do Sistema Nacional de Organização de Dados Ambientais (SONDA) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE).

#### 4.2.1.1 Arquivo climático da base de dados NSRDB

A base de dados do NSRDB apesar de ser uma base de dados americana da NREL também possui dados climáticos de outros países e regiões além dos Estados Unidos, como Canadá, América Central e do Sul, e algumas regiões da Ásia. A base de dados NSRDB existe há mais de duas décadas e nesse período houve melhorias substanciais na coleta de dados solares e tecnologias de modelagem. Na sua atualização mais recente, o NSRDB mudou do uso, principalmente, da modelagem empírica e dados coletados em estações para uso de uma abordagem de modelagem baseada na física que fornece dados de radiação solar para todo os Estados Unidos (e também regiões da América Central e do Sul) em segmentos de grade (4 km x 4 km) usando satélites geoestacionários. Esta nova abordagem baseada na física é chamada de Physical Solar Model (PSM) (NSRDB, 2020).

A Figura (20) apresenta as áreas cobertas pela base de dados do NSRDB.

O SAM permite baixar o arquivo climático da base de dados NSRDB diretamente do programa na aba Localização e Recurso, no ambiente *Download Weather File*, apenas inserindo o nome do local, endereço, ou latitude e longitude do local, e clicando depois em *Download and add to library*. Se o local pesquisado for coberto pelo NSRDB, o arquivo climático é adicionado na pasta de arquivos climáticos baixados do programa, sendo assim possível em seguida selecioná-lo no ambiente *Solar Resource Library* para usar o arquivo

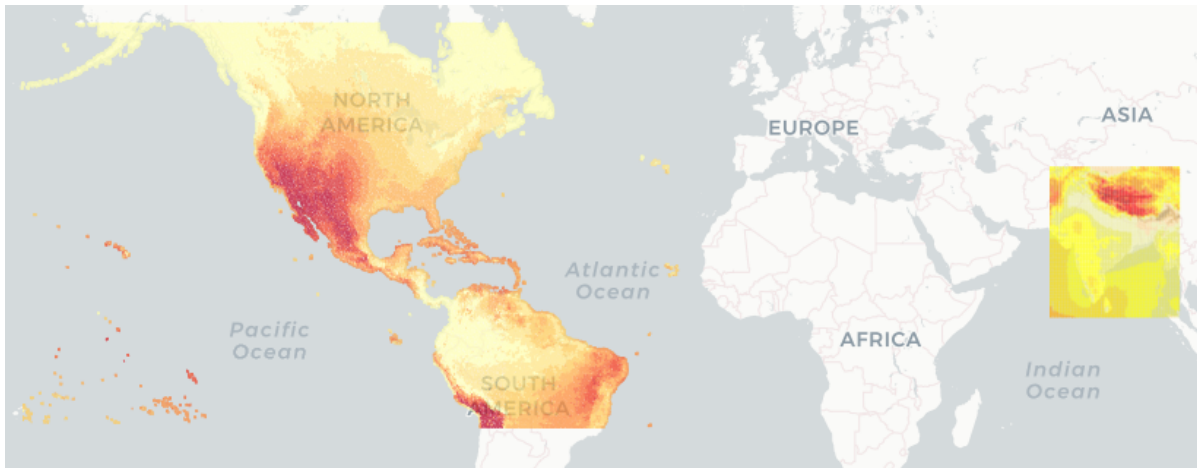


Figura 20 – Área coberta pela base de dados do NSRDB. Fonte: (SAM, 2020b)

para a simulação do sistema. A Figura (21) exhibe os dois ambientes citados anteriormente.

**Solar Resource Library**

The Solar Resource library is a list of weather files on your computer. Choose a file from the library and verify the weather data information below.

The default library comes with only a few weather files to help you get started. Use the download tools below to build a library of locations you frequently model. Once you build your library, it is available for all of your work in SAM.

Filter:  Name

Name	Latitude	Longitude	Time zone	Elevation	Station ID	Source
imperial_ca_32.835205_-115.572398_psmv3_60_tmy	32.85	-115.58	-8	-20	72911	NSRDB
phoenix_az_33.450495_-111.993688_psmv3_60_tmy	33.45	-111.99	-7	358	78208	NSRDB
tucson_az_32.116521_-110.933042_psmv3_60_tmy	32.13	-110.94	-7	773	67345	NSRDB
-15.989126_-48.044737_-15.989106_-48.044715_psm3_60_tmy	-15.99	-48.06	-3	1162	1886761	NSRDB
...	...	...	...	...	...	...

SAM scans the following folders on your computer for valid weather files and adds them to your Solar Resource library. To use weather files stored on your computer, click Add/remove Weather File Folders and add folders containing valid weather files.

Add/remove weather file folders...  
 Add/remove weather file folders...  
 Refresh library

---

**Download Weather Files**

The NSRDB is a database of thousands of weather files that you can download and add to your solar resource library: Download a default typical-year (TMY) file for most long-term cash flow analyses, or choose files to download for single-year or P50/P90 analyses. See Help for details.

One location     Multiple locations

[For locations not covered by the NSRDB, click here to go to the SAM website Weather Page for links to other data sources.](#)

Figura 21 – Ambientes *Download Weather File* e *Solar Resource Library*.

Para o sistema fotovoltaico instalado no prédio UAC foi inserido em *Download Weather File* a latitude e longitude do local da instalação, e assim foi conseguido um arquivo climático da base de dados do NSRDB empregado para as simulações neste trabalho. Na Figura (21) é possível observar o arquivo climático selecionado para o trabalho.

O arquivo climático empregado para simulação, obtido pela abordagem PSM, é um arquivo de ano meteorológico típico TMY (typical meteorological year), e um arquivo desse tipo usa um único ano de dados horários para representar o recurso renovável e as condições climáticas em um período de vários anos. A metodologia de ano típico envolve a análise de um conjunto de dados de vários anos e a escolha de um conjunto de 12 meses do período de vários anos que melhor representa as condições típicas de longo prazo. A

Figura (22) mostra o formato e um trecho dos dados horários (8670 linha de dados no arquivo) presentes no arquivo climático obtido da base de dados NSRDB.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	Source,Location ID, City,State, Country, Latitude,Longitude,Time Zone,Elevation,Local Time Zone,Dew Point Units										
2	NSRDB,1886761,-,-,-15.99,-48.06,-3,1162,-3,c,w/m2,w/m2,w/m2,c,mbar,Degrees,m/s,N/A,3.1.1										
3	Year,Month,Day,Hour,Minute,DNI,DHI,GHI,Dew Point, Temperature,Pressure,Wind Direction,Wind Speed										
4	2000,1,1,0,30,0,0,0,19,18,880,331,2.2										
5	2000,1,1,1,30,0,0,0,19,18,880,321,2.5										
6	2000,1,1,2,30,0,0,0,19,18,880,312,2.6										
7	2000,1,1,3,30,0,0,0,19,18,880,312,2.5										
8	2000,1,1,4,30,0,0,0,19,18,880,318,2.4000000000000004										
9	2000,1,1,5,30,0,0,0,19,18,880,320,2.5										
10	2000,1,1,6,30,43,61,68,19,18,880,316,2.9000000000000004										
11	2000,1,1,7,30,0,33,33,19,18,880,309,3.3000000000000003										
12	2000,1,1,8,30,25,236,251,19,19,880,296,3.6										
13	2000,1,1,9,30,91,390,461,19,20,880,289,3.8000000000000003										
14	2000,1,1,10,30,185,496,663,19,21,880,289,3.7										
15	2000,1,1,11,30,168,549,713,19,21,880,294,3.7										
16	2000,1,1,12,30,300,541,839,19,21,880,302,3.8000000000000003										
17	2000,1,1,13,30,241,523,752,19,21,880,310,3.9000000000000004										
18	2000,1,1,14,30,270,447,675,19,21,880,318,3.9000000000000004										
19	2000,1,1,15,30,118,350,432,20,20,880,325,3.6										
20	2000,1,1,16,30,46,213,236,20,20,880,332,3.2										
21	2000,1,1,17,30,5,101,103,20,19,880,340,2.7										

Figura 22 – Arquivo climático obtido da base de dados NSRDB.

O SAM permite visualizar os dados do arquivo climático de forma gráfica. A Figura (23) exibe os níveis de irradiância horária para cada componente ao longo de um ano típico para as coordenadas do sistema fotovoltaico localizado no Gama/DF, aonde pode-se observar as variações da irradiância, que apresenta níveis menores no inverno e maiores no verão.

O SAM também permite visualizar estes dados de forma mais sintetizada através de curvas de perfil diário médio da irradiância para cada mês do ano, conforme exibe a Figura (24).

#### 4.2.1.2 Arquivo climático da base de dados SONDA/INPE

O projeto SONDA tem entre suas metas principais formar uma base de dados de superfície de acesso público e gratuito necessária ao levantamento, avaliação e acompanhamento dos recursos de energia solar e eólica no Brasil (SONDA, 2020). A rede de coleta de dados SONDA conta com estações de medições distribuídas por todo o território brasileiro, e para este trabalho a estação de interesse é a localizada em Brasília. A estação de Brasília mede variáveis ambientais meteorológicas e radiométricas, em uma resolução ou periodicidade de 1 minuto.

Para os estudos de caso envolvidos neste trabalho, foram utilizados da base de dados do SONDA dados solarimétricos de dezembro de 2019 para um período de avaliação mensal, e dados solarimétricos do ano de 2020 para um período da avaliação anual.

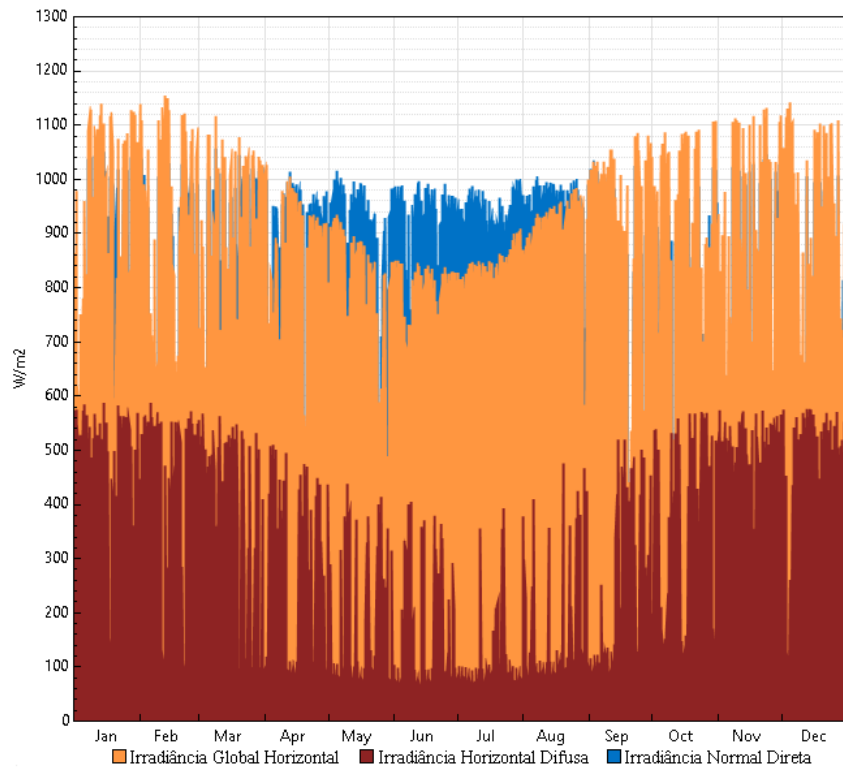


Figura 23 – Níveis de irradiância horária para cada componente ao longo de um ano típico.

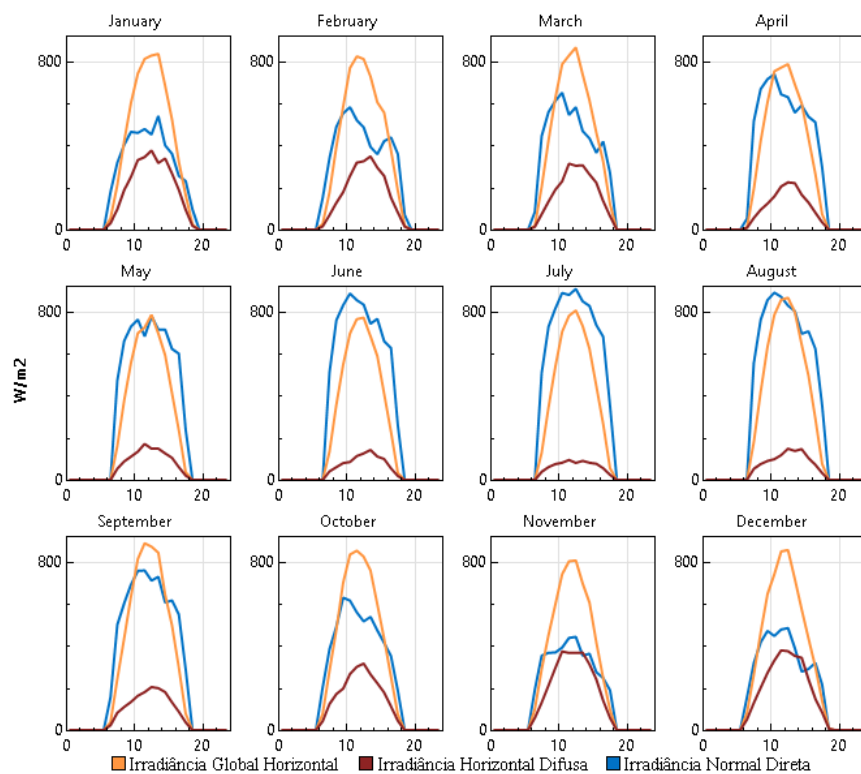


Figura 24 – Curvas de perfil diário médio da irradiância para cada mês do ano.

A Figura (25) exibe um trecho e o formato do arquivo de dados medidos da estação solarimétrica de Brasília para o mês de Dez/2019, obtido pela base de dados SONDA. Para

os arquivos de dados para os meses do ano de 2020, que serão usados para uma avaliação no período anual, eles apresentam também um formato semelhante ao da Figura (25).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	ID	Year	Day	Min	Global_Avg	Global_Std	Global_Max	Global_Min	Diffuse_Avg	Diffuse_Std	Diffuse_Max	Diffuse_Min
2	BRB	2019	335	0	-0.713	0.044	-0.701	-0.876	-0.627	0	-0.627	-0.627
3	BRB	2019	335	1	-0.716	0.048	-0.701	-0.876	-0.627	0	-0.627	-0.627
4	BRB	2019	335	2	-0.71	0.038	-0.701	-0.876	-0.627	0	-0.627	-0.627
5	BRB	2019	335	3	-0.704	0.022	-0.701	-0.876	-0.627	0	-0.627	-0.627
6	BRB	2019	335	4	-0.704	0.022	-0.701	-0.876	-0.627	0	-0.627	-0.627
7	BRB	2019	335	5	-0.701	0	-0.701	-0.701	-0.627	0	-0.627	-0.627
8	BRB	2019	335	6	-0.704	0.022	-0.701	-0.876	-0.627	0	-0.627	-0.627
9	BRB	2019	335	7	-0.704	0.022	-0.701	-0.876	-0.627	0	-0.627	-0.627
10	BRB	2019	335	8	-0.754	0.103	-0.701	-1.052	-0.627	0	-0.627	-0.627
11	BRB	2019	335	9	-0.984	0.085	-0.876	-1.052	-0.627	0	-0.627	-0.627
12	BRB	2019	335	10	-1.04	0.044	-0.876	-1.052	-0.627	0	-0.627	-0.627
13	BRB	2019	335	11	-1.049	0.022	-0.876	-1.052	-0.627	0	-0.627	-0.627
14	BRB	2019	335	12	-1.052	0	-1.052	-1.052	-0.637	0.039	-0.627	-0.784
15	BRB	2019	335	13	-1.055	0.022	-1.052	-1.227	-0.65	0.056	-0.627	-0.784
16	BRB	2019	335	14	-1.055	0.022	-1.052	-1.227	-0.692	0.077	-0.627	-0.784
17	BRB	2019	335	15	-1.052	0	-1.052	-1.052	-0.676	0.073	-0.627	-0.784
18	BRB	2019	335	16	-1.052	0	-1.052	-1.052	-0.71	0.078	-0.627	-0.784
19	BRB	2019	335	17	-1.052	0	-1.052	-1.052	-0.763	0.06	-0.627	-0.94
20	BRB	2019	335	18	-1.052	0	-1.052	-1.052	-0.794	0.048	-0.627	-0.94
21	BRB	2019	335	19	-1.052	0	-1.052	-1.052	-0.849	0.077	-0.784	-0.94

Figura 25 – Arquivo climático obtido da base de dados SONDA para Dez/2019.

O programa SAM permite importar arquivos climáticos de outras fontes de dados, sendo necessário apenas que o arquivo atenda ao formato e estrutura do programa. Como os arquivos obtidos do projeto SONDA é do tipo CSV, os arquivos foram modificados com o uso do programa Excel e os dados relevantes para a realização de cada simulação foram organizados em um novo arquivo com uma estrutura similar aos dos arquivos da base de dados NSRDB. Também com o auxílio do Excel foi possível alterar o caractere que separa o decimal dos números de alguns dados de ","(vírgula) para "."(ponto). A Tabela (5) exhibe os dados medidos relevantes presentes nos arquivos obtidos do SONDA. A Figura (26) mostra o novo arquivo climático com a estrutura similar aos dos arquivos da NSRDB (apresentado na Figura (22)) para o estudo de caso envolvendo o mês de dezembro de 2019.

Tabela 5 – Dados medidos relevantes presentes nos arquivos obtidos do SONDA. *Fonte: Adaptado do (SONDA, 2020)*

Meteorológicas	
Variável	Unidade
Temperatura do ar na superfície (tp_sfc)	°C
Pressão atmosférica (press)	mbar
Velocidade do vento a 10 m (ws_10m)	m/s
Direção do vento a 10 m (wd_10m)	0° a 360°
Radiométricas	
Variável	Unidade
Radiação global horizontal (glo_avg)	W/m <sup>2</sup>
Radiação direta normal (dir_avg)	W/m <sup>2</sup>
Radiação difusa (diff_avg)	W/m <sup>2</sup>

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Source, Location ID, City, State, Country, Latitude, Longitude, Time Zone, Elevation, Local Time Zone, Surface Albedo Units, Version											
2	SONDA,10,-,-,-15.36,-47.42,-3,1023,-3,N/A,1											
3	Year, Month, Day, Hour, Minute, GHI, DNI, DHI, Temperature, Pressure, Wind Speed, Wind Direction											
480964	2019,12,1,0,0,0,0,0,20.58,896.08,0.156,175.5											
480965	2019,12,1,0,1,0,0,0,20.66,896.0,187,169.5											
480966	2019,12,1,0,2,0,0,0,20.28,896,0.214,160.9											
480967	2019,12,1,0,3,0,0,0,20.5,896,0.26,148.4											
480968	2019,12,1,0,4,0,0,0,20.51,896.08,0.122,153.2											
480969	2019,12,1,0,5,0,0,0,20.38,896.16,0.099,155.4											
480970	2019,12,1,0,6,0,0,0,20.73,896.16,0.332,178.4											
480971	2019,12,1,0,7,0,0,0,20.88,896.09,0.431,198.3											
480972	2019,12,1,0,8,0,0,0,20.73,896.09,0.455,189.5											
480973	2019,12,1,0,9,0,0,0,20.4,896.09,0.614,192.4											
480974	2019,12,1,0,10,0,0,0,20.71,896.08,0.391,197											
480975	2019,12,1,0,11,0,0,0,20.17,896.08,0.143,207.8											
480976	2019,12,1,0,12,0,0,0,20.42,896.08,0.03,207.7											
480977	2019,12,1,0,13,0,0,0,20.66,896.08,0.069,190.4											
480978	2019,12,1,0,14,0,0,0,20.48,896.08,0.06,144.4											
480979	2019,12,1,0,15,0,0,0,20.48,896,0.02,143.9											
480980	2019,12,1,0,16,0,0,0,20.76,896.08,0.309,196											
480981	2019,12,1,0,17,0,0,0,21.04,896,0.39,184											

Figura 26 – Arquivo climático para o estudo de caso envolvendo o mês de dezembro de 2019.

A Figura(27) também mostra um arquivo climático para o estudo de caso envolvendo um período anual para o ano de 2020.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Source, Location ID, City, State, Country, Latitude, Longitude, Time Zone, Elevation, Local Time Zone, Surface Albedo Units, Version											
2	SONDA,10,-,-,-15.36,-47.42,-3,1023,-3,N/A,1											
3	Year, Month, Day, Hour, Minute, GHI, DNI, DHI, Temperature, Pressure, Wind Speed, Wind Direction											
4	2020,1,1,0,0,0,0,0,19.15,893.5,0,0											
5	2020,1,1,0,1,0,0,0,19.37,893.57,0.001,218.4											
6	2020,1,1,0,2,0,0,0,19.28,893.57,0,0											
7	2020,1,1,0,3,0,0,0,19.35,893.57,0,0											
8	2020,1,1,0,4,0,0,0,19.17,893.49,0,0											
9	2020,1,1,0,5,0,0,0,19.17,893.49,0,0											
10	2020,1,1,0,6,0,0,0,18.94,893.57,0.003,219.4											
11	2020,1,1,0,7,0,0,0,19.43,893.57,0.032,219.5											
12	2020,1,1,0,8,0,0,0,19.893.57,0.063,220.8											
13	2020,1,1,0,9,0,0,0,18.89,893.57,0.018,221.3											
14	2020,1,1,0,10,0,0,0,19.32,893.57,0.013,221.5											
15	2020,1,1,0,11,0,0,0,19.22,893.57,0.061,221.7											
16	2020,1,1,0,12,0,0,0,19.32,893.65,0.012,221.7											
17	2020,1,1,0,13,0,0,0,19,893.57,0.08,221.7											
18	2020,1,1,0,14,0,0,0,19.1,893.65,0.105,221.7											
19	2020,1,1,0,15,0,0,0,19.33,893.73,0.2,216											
20	2020,1,1,0,16,0,0,0,19.43,893.73,0.244,214.1											
21	2020,1,1,0,17,0,0,0,19.09,893.81,0.211,214.1											

Figura 27 – Arquivo climático para o estudo de caso envolvendo um período anual para o ano de 2020.

Diferentemente do arquivo climático da base de dados NSRDB que apresenta dados horários, com resolução de 1 hora, os dados obtidos da base de dados SONDA apresenta dados sub-horários, com resolução de 1 minuto (ou dados medidos com médias de 1 e 1 minuto). Logo, os arquivos climáticos formatados da base de dados SONDA contém 525.600 linhas de dados. Além disso, para o caso da simulação com o arquivo climático de dezembro de 2019 da Figura (26), devido a limitação do programa SAM que na versão 2020.2.29 não realiza simulações mensais, apenas anuais, foi necessário inserir dados nulos para as variáveis referentes aos meses restantes do ano, para que o programa ainda reconhece-se o arquivo climático como um arquivo de dados anuais e realiza-se as simulações, com dados válidos apenas para o mês de dezembro.

Com os arquivos climáticos alterados para o formato e estrutura aceita pelo SAM (Figuras (26) e (27)), eles ainda foram submetidos a uma ferramenta Macro *Solar Resource File Checker* do próprio programa, que permite realizar testes nos arquivos climáticos de dados de recursos solares para verificar se há algum problema. Nenhuma inconsistência que não permitia a simulação em ambos os arquivos foi encontrada, e os arquivos climáticos foram importados para o programa, e no ambiente *Solar Resource Library* na aba Localização e Recurso o arquivo foi selecionado para a realização de cada caso de simulação.

Os dados do arquivo climático para dezembro de 2019 podem ser visualizados de forma gráfica através do SAM. A Figura (28) exhibe os níveis de irradiância para cada componente em um trecho do mês de dezembro de 2019.

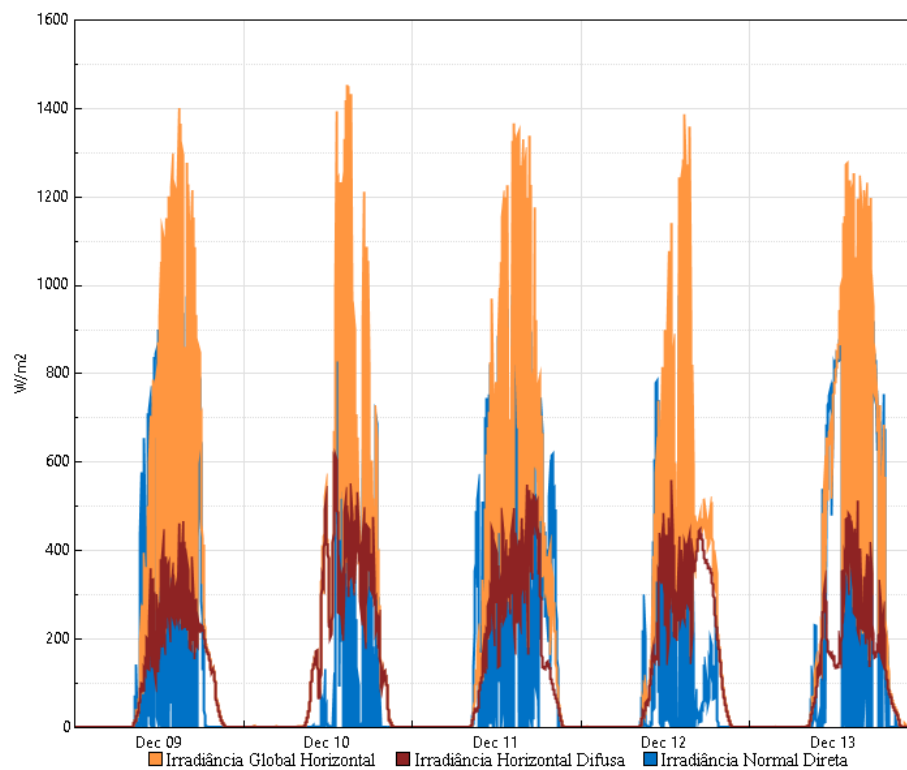


Figura 28 – Níveis de irradiância para cada componente em um trecho do mês de Dez/2019.

Já a Figura (29) apresenta os dados de uma forma mais sintetizada através de uma curva de perfil diário médio da irradiância para o mês de dezembro de 2019.

Da mesma forma, os dados do arquivo climático para o ano de 2020 podem ser visualizados de forma gráfico pelo SAM. A Figura (30) exhibe os níveis de irradiância para cada componente ao longo do ano de 2020.

Já a Figura (31) apresenta de forma mais sintetizada os dados anteriores através de curvas de perfil diário médio da irradiância para cada mês do ano de 2020.

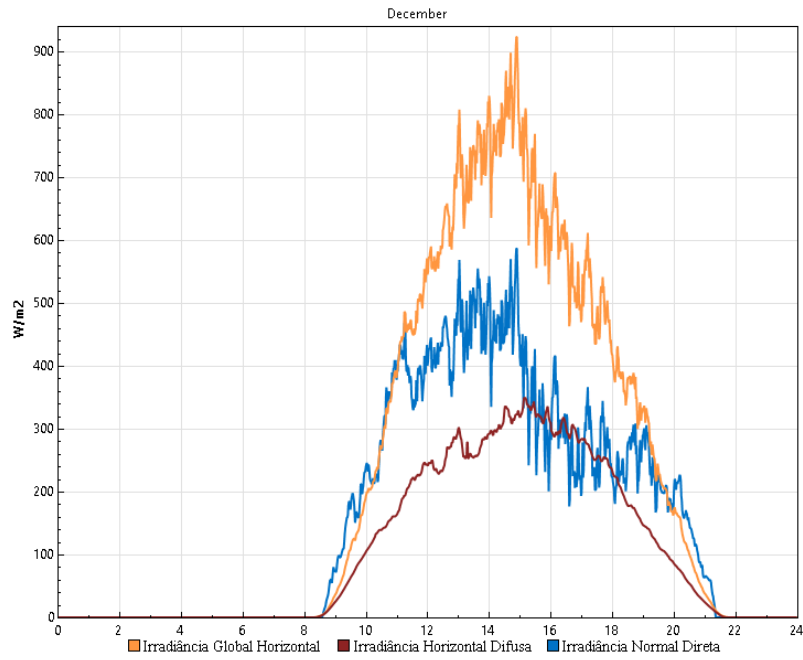


Figura 29 – Curva de perfil diário médio da irradiância para o mês de Dez/19.

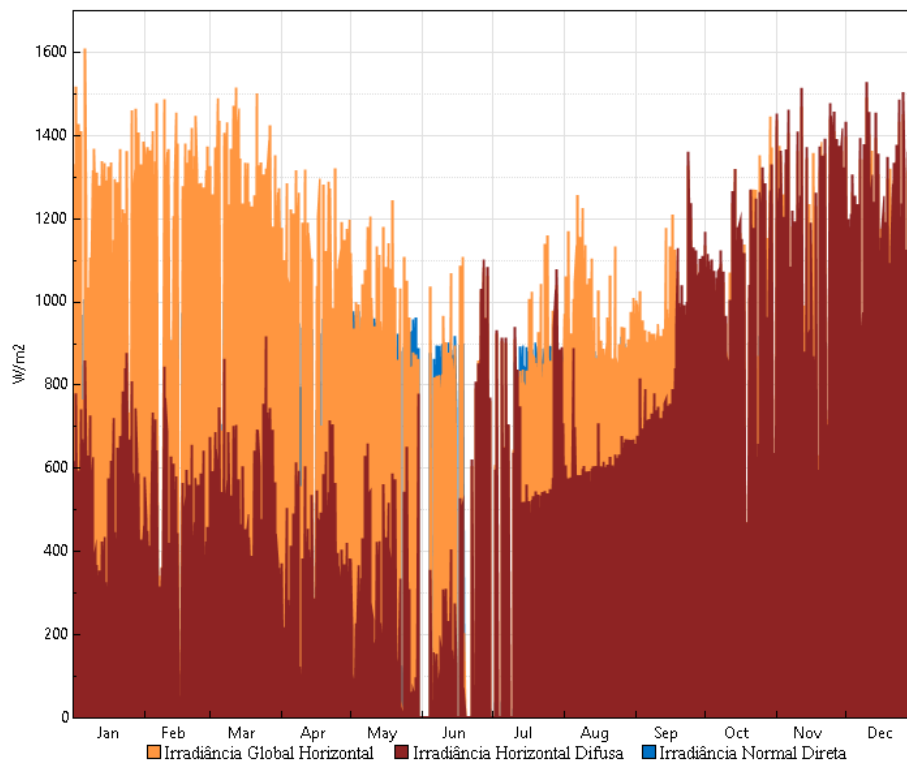


Figura 30 – Níveis de irradiância para cada componente ao longo do ano de 2020.

## 4.2.2 Módulo

Na aba Módulo o programa SAM permite escolher um modelo para representar o desempenho do módulo fotovoltaico. Para cada etapa de tempo da simulação, o modelo do módulo calcula a energia elétrica CC na saída de um único módulo com base nos



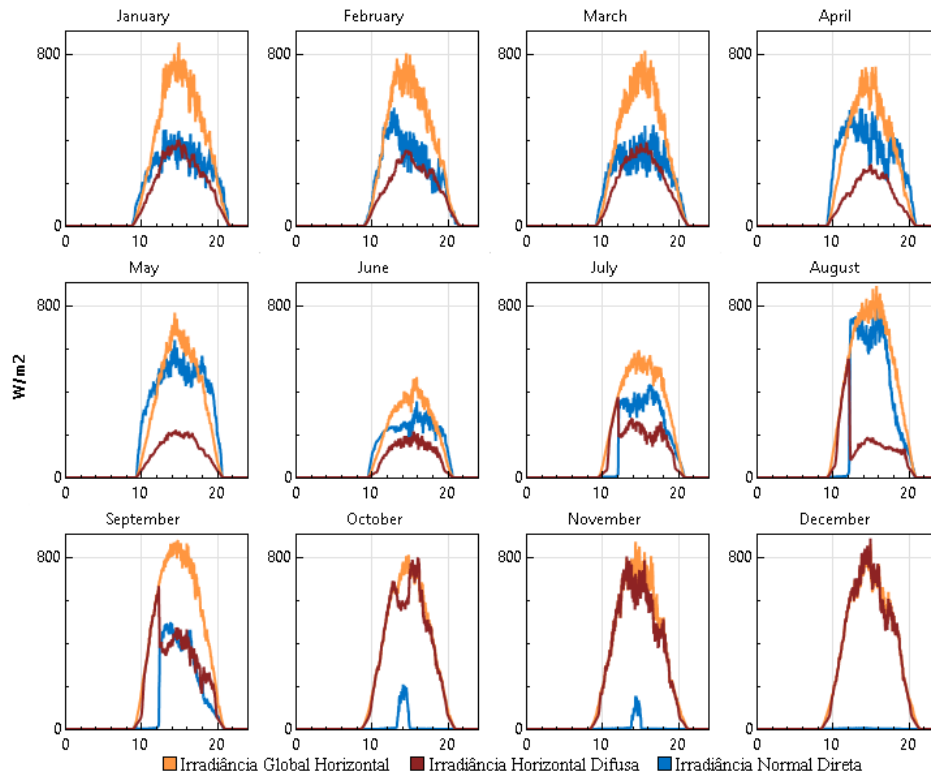


Figura 31 – Curvas de perfil diário médio da irradiância para cada mês do ano de 2020.

parâmetros de projeto e na radiação solar incidente (irradiância no plano do arranjo) calculada a partir dos dados do arquivo climático (SAM, 2020a).

O programa SAM possui em sua biblioteca cinco modelos de desempenho do módulo, e a Figura (32) exibe o modelo escolhido *CEC Performance Model with Module Database*, que têm em sua base de dados o módulo fotovoltaico usado no sistema fotovoltaico.

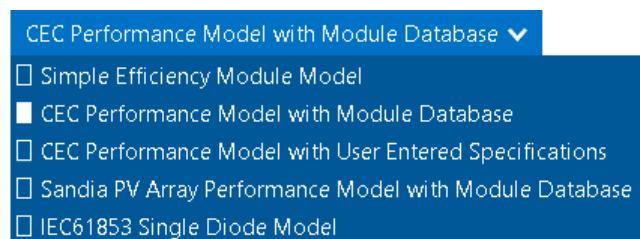


Figura 32 – Modelo de desempenho do módulo FV escolhido.

O modelo de desempenho escolhido da Comissão de Energia da Califórnia (CEC) calcula a eficiência da conversão de energia solar em eletricidade do módulo a partir de dados armazenados em uma biblioteca de parâmetros de módulo para milhares de módulos disponíveis comercialmente. A Figura (33) exibe as características do módulo FV usado no sistema na FGA e que está presente na biblioteca interna do SAM, cujo os dados são da base de dados CEC.

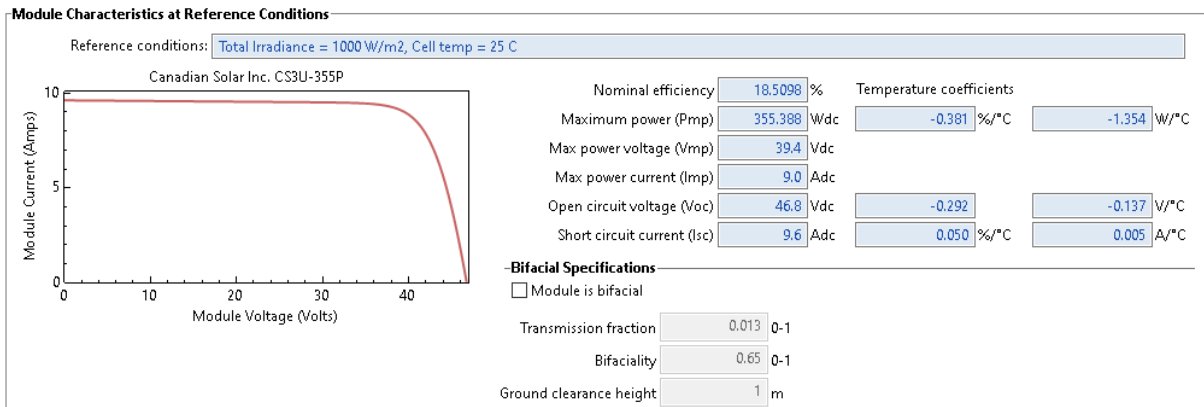


Figura 33 – Características do módulo FV presentes no SAM.

### 4.2.3 Inversor

Na aba Inversor também há outros modelos para representar o desempenho do inversor, como o da base de dados CEC, mas que para o caso do inversor não possui registrado em sua base o equipamento usado no sistema FV da fabricante ABB modelo PVS-50-TL. Portanto, para o inversor foi escolhido o modelo *Inverter Datasheet* que permite que você especifique os parâmetros do inversor usando valores obtidos da folha de dados do fabricante. A Figura (34) exhibe o modelo de desempenho escolhido para o inversor.

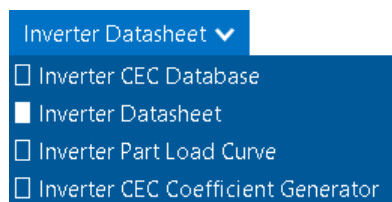


Figura 34 – Modelo de desempenho escolhido para o inversor.

O modelo *Inverter Datasheet* consiste em um conjunto de equações que o SAM usa para calcular a saída CA horária (ou sub-horária) do inversor com base na entrada CC (equivalente à energia elétrica na saída do arranjo fotovoltaico) e parâmetros de desempenho da folha de dados do fabricante do inversor (SAM, 2020a).

A Figura (35) exhibe o ambiente Inversor após a escolha do modelo *Inverter Datasheet* e os valores dos parâmetros do inversor que foram inseridos no SAM, a partir da folha de dados (apresentada no Anexo (B) e alguns parâmetros dele também na Tabela (3))

### 4.2.4 Configuração do sistema

Nesta aba de Configuração do Sistema é inserido no SAM os parâmetros de configuração do sistema FV, como quantos módulos, strings e inversores existem na planta

Power Ratings		You can specify either a weighted or nominal efficiency. The weighted efficiency can be either CEC or European. The manufacturer efficiency can be either peak or nominal. See Help for details.	
Maximum AC output power	50000 Wac		
<input type="radio"/> Weighted efficiency	96		
<input checked="" type="radio"/> Manufacturer efficiency	98.3		
Maximum DC input power	50864.7 Wdc		
Operating Ranges			
Nominal AC voltage	400 Vac	Minimum MPPT DC voltage	480 Vdc
Maximum DC voltage	1000 Vdc	Nominal DC voltage	610 Vdc
Maximum DC current	36 Adc	Maximum MPPT DC voltage	800 Vdc
		Number of MPPT inputs	1
Losses		Suggested value	
Power consumption during operation	400 Wdc	400	If the datasheet does not specify loss values, you can use the suggested values to approximate the losses. See Help for details.
Power consumption at night	12.5 Wdc	12.5	

Figura 35 – Ambiente da aba Inversor e os valores dos parâmetros do inversor que foram inseridos no SAM.

fotovoltaica, além da orientação e tipo de rastreamento do arranjo fotovoltaico.

Devido a limitação do programa SAM que permite a simulação de um sistema fotovoltaico com até quatro subarranjos, e que também só permite que sistemas com vários MPPTs tenham um inversor (isto é, o uso no sistema de um inversor com várias entradas MPPTs), não foi possível caracterizar a configuração do sistema de forma igual ao sistema real (conforme visto na Tabela (4)). Desta forma, a solução mais próxima da configuração real do sistema foi manter, logicamente, o mesmo número de módulos e strings que foram divididos para os dois inversores usados, só que ao invés de 3 entradas MPPTs em cada inversor, foi configurado no programa apenas uma entrada com MPPT para cada inversor. A Tabela (6) exibe a configuração inserida e considerada para o programa SAM.

Tabela 6 – Configuração considerada no SAM para o sistema FV.

Inversor	Conexão na entrada MPPT	Total de Painéis	Potência W
Inversor 1	9x17	153	54315
Inversor 2	9x16	144	51120

Já a Figura (36) exibe como os dados foram inseridos na aba Configuração do Sistema no programa SAM para representar a configuração citada do sistema FV.

Além disso, foi inserido também no SAM a orientação, inclinação e o tipo de rastreamento do arranjo fotovoltaico. A Figura (37) exibe os valores inseridos no SAM para a inclinação e azimute, que foram 15° para a inclinação (*tilt*) e 0 para o azimute (*azimuth*), onde o azimute igual a 0 (zero) no referencial do programa significa que o arranjo fotovoltaico está orientado para o norte geográfico. A Figura (37) também mostra a seleção da opção "*fixed*", indicando que o arranjo do sistema FV em análise é fixado,

AC Sizing	Sizing Summary			
Number of inverters: <input type="text" value="2"/>	Nameplate DC capacity: <input type="text" value="105.550"/> kWdc	Number of modules: <input type="text" value="297"/>		
DC to AC ratio: <input type="text" value="1.06"/>	Total AC capacity: <input type="text" value="100.000"/> kWac	Number of strings: <input type="text" value="18"/>		
Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below.	Total inverter DC capacity: <input type="text" value="101.729"/> kWdc	Total module area: <input type="text" value="570.2"/> m <sup>2</sup>		
<input type="checkbox"/> Estimate Subarray 1 configuration				
<b>DC Sizing and Configuration</b>				
To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.				
<b>Electrical Configuration</b>	<b>Subarray 1</b>	<b>Subarray 2</b>	<b>Subarray 3</b>	<b>Subarray 4</b>
	(always enabled)	<input checked="" type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="17"/>	<input type="text" value="16"/>		
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="9"/>	<input type="text" value="9"/>		
Number of modules in subarray	<input type="text" value="153"/>	<input type="text" value="144"/>		
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="795.6"/>	<input type="text" value="748.8"/>		
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="669.8"/>	<input type="text" value="630.4"/>		

Figura 36 – Parâmetros inseridos e configuração do sistema no SAM.

sem uso de sistemas de rastreamento do sol.

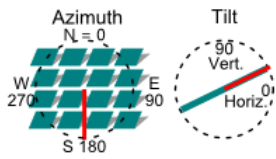

Electrical Configuration	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
	(always enabled)	<input checked="" type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="17"/>	<input type="text" value="16"/>		
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="9"/>	<input type="text" value="9"/>		
Number of modules in subarray	<input type="text" value="153"/>	<input type="text" value="144"/>		
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="795.6"/>	<input type="text" value="748.8"/>		
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="669.8"/>	<input type="text" value="630.4"/>		
<b>Tracking &amp; Orientation</b>				
	<input checked="" type="radio"/> Fixed	<input checked="" type="radio"/> Fixed		
	<input type="radio"/> 1 Axis	<input type="radio"/> 1 Axis		
	<input type="radio"/> 2 Axis	<input type="radio"/> 2 Axis		
	<input type="radio"/> Azimuth Axis	<input type="radio"/> Azimuth Axis		
	<input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input type="radio"/> Seasonal Tilt		
	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude		
Tilt (deg)	<input type="text" value="15"/>	<input type="text" value="15"/>		
Azimuth (deg)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>		
Ground coverage ratio (GCR)	<input type="text" value="0.3"/>	<input type="text" value="0.3"/>		
Tracker rotation limit (deg)	<input type="text" value="45"/>	<input type="text" value="45"/>		
Backtracking	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable		

Figura 37 – Inclinação, azimute (ou orientação) e o tipo de rastreamento do arranjo fotovoltaico inserido no SAM.

#### 4.2.5 Sombreamento e Layout

Para o sistema FV em análise, devido a disposição da instalação dos módulos fotovoltaicos na cobertura do prédio UAC na FGA e das condições do ambiente no entorno da instalação, não foi considerado nas simulações nenhum tipo de perda devido a som-

breamentos de objetos externos e/ou auto-sombreamento dos módulos, que poderiam ser modeladas na aba Sombreamento e Layout.

#### 4.2.6 Perdas

Na aba de Perdas no SAM é possível inserir as perdas elétricas e de sujidade que os modelos de desempenho do módulo e inversor não consideram. A Tabela (7) exhibe os valores das perdas consideradas inseridas no programa.

Tabela 7 – Perdas percentuais inseridas no SAM para a simulação do sistema FV.

Perdas (%)	
Sujidade	5,00
Descasamento - Mismatch	2,50
Diodos e conexões	0,50
Fiação CC	2,00
<b>Total de perdas CC</b>	<b>4,93</b>
Fiação CA	0

Pode-se observar na Tabela (7) que para as simulações não foi considerada perdas no lado CA do sistema (após os inversores), devido aos dados de geração de energia do sistema em operação terem sido obtidos a partir dos inversores, e dessa forma as comparações entre os resultados obtidos pelo SAM e reais serão na mesma base referencial no sistema.

#### 4.2.7 Cálculo dos parâmetros de desempenho no SAM

O programa SAM ao executar as simulações calcula os parâmetros de desempenho: produtividade final, performance ratio (PR) e o fator de capacidade. Esses parâmetros de desempenho já foram apresentados neste trabalho anteriormente, e aqui é citado como o programa calcula os parâmetros de desempenho.

A produtividade final ( $Y_f$ ) e o fator de capacidade ( $FC$ ) são calculados pelo SAM conforme exibem as Equações (4.1) e (4.2). A forma de cálculo dos parâmetros  $Y_f$  e  $FC$  pelo programa é em um período anual, e são iguais as apresentadas pelas Equações (2.1) e (2.4).

$$Y_f = \frac{E_{anual}}{P_N} \quad (4.1)$$

$$FC = \frac{E_{anual}}{P_N \times 8760(hrs)} \quad (4.2)$$

Já a forma de cálculo da taxa de desempenho ou performance ratio (PR) no programa SAM difere do apresentado neste trabalho pela Equação (2.3), e é baseado no método descrito no boletim técnico da SMA *Performance Ratio: Quality Factor for*

the PV Plant, conforme a Equação (4.3), também em um período anual.

$$PR = \frac{E_{anual}}{H_{mod} \times \eta} \quad (4.3)$$

Onde  $H_{mod}$  é a radiação solar total (nominal) anual incidente no plano do arranjo FV antes das perdas por sombreamento e sujidade sejam aplicadas ao longo do ano, em  $kWh$ ; já  $\eta$  é a eficiência dos módulos do arranjo nas condições de teste padrão STC.

Devido os cálculos dos parâmetros de desempenho no SAM serem calculados em um período anual, para o caso em que a análise é apenas mensal e referente a dezembro, os resultados das simulações serão alterados para refletirem valores mensais, em ambas as simulações com o uso das bases de dados NSRDB e SONDA. Assim, os parâmetros serão calculados conforme as Equações (4.4), (4.5) e (4.6).

$$Y_f = \frac{E_{Dez}}{P_N} \quad (4.4)$$

$$FC = \frac{E_{Dez}}{P_N \times 744(hrs)} \quad (4.5)$$

$$PR = \frac{E_{Dez}}{H_{mod,Dez} \times \eta} \quad (4.6)$$

## 5 Resultados

Este capítulo apresenta os resultados obtidos dos principais parâmetros de desempenho obtidos por simulação via SAM e a partir dos dados de geração real do sistema para o mês de dezembro e para um período anual.

### 5.1 Caso 01 - Avaliação para Dezembro/2019

O estudo de caso 01 consiste numa avaliação de desempenho para um único mês, onde os parâmetros de desempenho obtidos pelo SAM para a base de dados NSRDB e SONDA foram alterados para serem referentes ao mês de dezembro, sendo um mês de dezembro típico para o NSRDB e o mês de dezembro de 2019 para o SONDA. A alteração é realizada devido a limitação do programa que faz apenas simulações anuais, e os parâmetros de desempenho calculados pelo SAM são referentes a um ano inteiro. Além disso, o programa SAM considera para os cálculos dos parâmetros de desempenho a potência nominal do sistema FV como sendo de  $105,55 kW_p$ , devido a potência nominal do módulo obtida no programa pela base de dados CEC ser de  $355,388 W_p$ .

#### 5.1.1 Resultados simulados a partir da base de dados NSRDB

A Tabela (8) apresenta a energia gerada e os valores dos parâmetros de desempenho obtidos por simulação no SAM para o mês típico de dezembro da base de dados NSRDB.

Tabela 8 – Resultados obtidos da simulação a partir da base de dados NSRDB para um mês típico de dezembro.

Parâmetros	Valores
Energia gerada	14.416 $kWh$
Produtividade final	136,58 $kWh/kW_p$
Performance ratio PR	0,78
Fator de capacidade	18,36 %

A partir do valor da energia gerada os parâmetros de desempenho são calculados, e pelos resultados exibidos na Tabela (8) o parâmetro PR apresenta um bom valor, maior do que 0,75. O fator de capacidade também apresenta um valor adequado em relação a outros sistemas fotovoltaicos no Brasil, estando na faixa dos 17% a 21%, mas vale destacar que ele está representando o desempenho apenas em dezembro e oscila durante o ano, sendo mais comum o uso do parâmetro no período anual.

### 5.1.2 Resultados simulados a partir da base de dados SONDA

A Tabela (9) apresenta a energia gerada e os valores dos parâmetros de desempenho obtidos por simulação no SAM para dados obtidos do projeto SONDA para o mês de dezembro de 2019.

Tabela 9 – Resultados obtidos da simulação a partir da base de dados SONDA para o mês de Dez/19.

Parâmetros	Valores
Energia gerada	10.787 <i>kWh</i>
Produtividade final	102,20 <i>kWh/kW<sub>p</sub></i>
Performance ratio PR	0,77
Fator de capacidade	13,74 %

Os resultados exibidos na Tabela (9) apresenta também um bom valor para o PR, acima de 0,75, e o fator de capacidade está com um resultado um pouco abaixo da faixa de valores encontrada em empreendimentos fotovoltaicos brasileiros.

### 5.1.3 Resultados a partir da geração real do sistema FV

A Tabela (10) apresenta a energia gerada real e os valores dos parâmetros de desempenho obtidos a partir dos dados registrados do sistema FV em operação para o mês de dezembro de 2019.

Tabela 10 – Resultados obtidos e calculados a partir dos dados de geração real do sistema FV para Dez/19.

Parâmetros	Valores
Energia gerada	13.767 <i>kWh</i>
Produtividade final	130,57 <i>kWh/kW<sub>p</sub></i>
Performance ratio PR - (SONDA)	0,98
Performance ratio PR - (NSRDB)	0,74
Fator de capacidade	17,55 %

Os valores dos parâmetros de desempenho exibidos na Tabela (10) foram calculados pelas Equações (2.1), (2.3) e (2.4), e para ambas foi considerada a potência nominal do sistema de 105,435 *kW<sub>p</sub>*, com base na potência nominal do módulo FV disponibilizada em seu *datasheet* de 355 *W<sub>p</sub>*.

A Tabela (10) apresenta dois valores para a taxa de desempenho ou performance ratio (PR) devido a indisponibilidade para este trabalho de dados de irradiância medidos no local da instalação do sistema, que permitiria o cálculo da irradiação (que é a integralização dos dados de irradiância em um período por unidade de área) no plano do arranjo FV do sistema instalado na FGA para o período de dezembro. Por causa disso, foi utilizado os dados de irradiação total no plano do arranjo para o mês de dezembro



calculados pelo programa SAM a partir da base de dados NSRDB e SONDA, e com esses dados divididos pela área dos módulos do sistema, foi calculado os dois valores de PR com dados de irradiação referentes as duas base de dados NSRDB e SONDA.

A Tabela (11) exhibe os valores obtidos da irradiação no plano do arranjo fotovoltaico a partir dos dados da NSRDB e SONDA.

Tabela 11 – Valores obtidos da irradiação no plano do arranjo FV a partir da base de dados NSRDB e SONDA.

<b>Irradiação no plano do arranjo FV (NSRDB)</b>	<b>Irradiação no plano do arranjo FV (SONDA)</b>
175.537 Wh/m <sup>2</sup>	132.246 Wh/m <sup>2</sup>

Na Tabela (11) podemos observar a diferença da magnitude da irradiação solar no plano do arranjo FV entre as duas bases de dados. Isto indica a causa da diferença significativa entre os PR's calculados apresentados na Tabela (10).

#### 5.1.4 Comparação dos resultados

A Tabela (12) resume os resultados obtidos e apresentados anteriormente.

Tabela 12 – Resultados obtidos das simulações e da operação real do sistema FV .

<b>Parâmetros</b>	<b>NSRDB (Dez/02)</b>	<b>SONDA (Dez/19)</b>	<b>Real (Dez/19)</b>	<b>Erro absoluto (Real x NSRDB) (Real x SONDA)</b>
Energia Gerada (kWh)	14.416	10.787	13.767	649 2.980
Produtividade final (kWh/kWp)	136,58	102,20	130,57	6,01 28,37
PR	0,78	0,77	0,98 <sup>1</sup> / 0,74 <sup>2</sup>	-
FC (%)	18,36	13,74	17,55	-

<sup>1</sup>PR obtido de irradiação  $H$  calculada a partir da base de dados SONDA.

<sup>2</sup>PR obtido de irradiação  $H$  calculada a partir da base de dados NSRDB.

Na Tabela (12) podemos observar a diferença entre a geração real de energia e os valores obtidos pela simulação, sendo que para a base de dados NSRDB o resultado está mais próximo e um pouco maior em comparação ao resultado real (com um erro absoluto de 649 kWh). Já a produtividade final e também o fator de capacidade, devido serem parâmetros fortemente dependentes da energia gerada, para a base de dados NSRDB os dois parâmetros também estão um pouco mais próximos dos calculados para o sistema real.

A taxa de desempenho ou performance ratio PR apresenta valores bem próximos para os resultados simulados, e a comparação deles com os dois PR calculados para o sistema real indica que o PR obtido a partir da base dados NSRDB apresenta um resultado

mais plausível com os simulados. Isto indica que a base de dados NSRDB para um mês típico de dezembro em comparação ao SONDA é uma fonte de dados mais confiável para o cálculo da irradiação  $H$ , e conseqüentemente no cálculo do PR do sistema real, para situações em que não há dados disponíveis de irradiância no local da instalação do sistema fotovoltaico para a determinação de um PR mais preciso.

## 5.2 Caso 02 - Avaliação anual

O estudo de caso 02 consiste numa avaliação de desempenho para um período anual, onde os parâmetros de desempenho obtidos pelo SAM foram simulados pela base de dados NSRDB referentes a um ano típico e pela base de dados do SONDA referente ao ano de 2020. O programa SAM considera para os cálculos dos parâmetros de desempenho a potência nominal do sistema FV como sendo de  $105,55 kW_p$ , devido a potência nominal do módulo obtida no programa pela base de dados CEC ser de  $355,388 W_p$ .

### 5.2.1 Resultados simulados a partir da base de dados NSRDB

A Tabela (13) apresenta a energia gerada e os valores dos parâmetros de desempenho obtidos por simulação no SAM para um ano típico da base de dados NSRDB.

Tabela 13 – Resultados obtidos da simulação a partir da base de dados NSRDB para um ano típico.

Parâmetros	Valores
Energia gerada	188.034 <i>kWh</i>
Produtividade final	1.781 <i>kWh/kW</i>
Performance Ratio PR	0,79
Fator de capacidade	20,34 %

Pela Tabela (13) podemos observar que o parâmetro PR apresentou um ótimo valor, acima dos 0,75. Já o fator de capacidade que diferentemente do estudo de caso 01, aqui é um parâmetro anual, apresentou um valor ótimo dentro da faixa de valores encontrados em empreendimentos fotovoltaicos no Brasil, entre 17% e 21%.

### 5.2.2 Resultados simulados a partir da base de dados SONDA

A Tabela (14) apresenta a energia gerada e os valores dos parâmetros de desempenho obtidos por simulação no SAM para dados solarimétricos obtidos do projeto SONDA para o ano de 2020.

Os resultados expostos na Tabela (14) apresentam também um parâmetro PR em um bom nível e acima do 0,75, no entanto o fator de capacidade para a simulação

Tabela 14 – Resultados obtidos da simulação a partir da base de dados SONDA para o ano de 2020.

<b>Parâmetros</b>	<b>Valores</b>
Energia gerada	117.524 <i>kWh</i>
Produtividade final	1.113 <i>kWh/kW</i>
Performance Ratio PR	0,78
Fator de capacidade	12,71 %

apresenta um valor abaixo dos valores comumente encontrados em sistemas fotovoltaicos no Brasil, inferior a 17%.

### 5.2.3 Resultados a partir da geração real do sistema FV

A Tabela (15) apresenta a energia gerada real e os valores dos parâmetros de desempenho calculados a partir dos dados registrados pelos inversores do sistema FV em operação para um ano, de 18/maio/2020 a 17/maio/2021 ( Anexo(F)).

Tabela 15 – Resultados obtidos e calculados a partir dos dados de geração real do sistema FV para 365 dias.

<b>Parâmetros</b>	<b>Valores</b>
Energia gerada	162.877 <i>kWh</i>
Produtividade final	1.545 <i>kWh/kW</i>
Performance Ratio PR - (NSRDB)	0,69
Fator de capacidade	17,64 %

Semelhantemente ao realizado no estudo de caso 01 para os resultados a partir da geração real do sistema, os valores dos parâmetros de desempenho expostos na Tabela (15) foram calculados pelas Equações (2.1), (2.3) e (2.4), onde nas três equações o valor considerado para a potência nominal do sistema foi de 105,435 *kW<sub>p</sub>*.

A Tabela (15) exibe o valor obtido para o PR, onde aqui novamente por causa da indisponibilidade de dados de irradiância medidos no local da instalação da planta fotovoltaica, foi utilizada apenas a base de dados NSRDB de um ano típico para o cálculo da irradiação total no plano do arranjo FV com o auxílio do programa SAM, que permitiu calcular este valor de PR. Já em relação ao fator de capacidade, o resultado obtido está adequado e na faixa dos valores encontrados em sistemas fotovoltaicos localizados no Brasil.

### 5.2.4 Comparação dos resultados

A Tabela (16) resume os resultados obtidos e apresentados anteriormente para o estudo de caso 02.

Tabela 16 – Resultados obtidos das simulações e da operação real do sistema FV para um período anual.

Parâmetros	NSRDB (ano típico)	SONDA (2020)	Real (365 dias)	Erro absoluto (Real x NSRDB) (Real x SONDA)
Energia Gerada (kWh)	188.034	117.524	162.877	25.157 45.353
Produtividade final (kWh/kWp)	1.781	1.113	1.545	236 432
PR	0,79	0,78	0,69 <sup>1</sup>	-
FC (%)	20,34	12,71	17,64	-

<sup>1</sup>PR obtido de irradiação  $H$  calculada a partir da base de dados NSRDB.

Na Tabela (16) é exibido a energia gerada para o sistema real em um ano e os valores simulados, sendo possível notar que para a base de dados NSRDB o resultado foi um pouco maior e o mais próximo da geração real em comparação a base de dados do SONDA, apresentando um erro absoluto de 25.157 kWh. A energia gerada pela base de dados do SONDA apresenta um valor bem abaixo do simulado pelo NSRDB, isto ocorre devido as diferenças intrínsecas entre as duas bases de dados, e além disso pela base de dados do SONDA apresentar um percentual de dados não coletados pelos seus sensores, conforme é apresentado na Tabela (17). Nela podemos observar que principalmente para os meses de junho e julho há uma perda considerável de dados que influência ainda mais no baixo valor para energia gerada simulada pelos dados do SONDA.

Tabela 17 – Percentual de dados não coletados pela base de SONDA para 2020.

Percentual de dados não coletados pela base de dados SONDA para cada mês em 2020 (%)											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0,18	5,13	4,18	1,30	4,89	43,67	24,35	0,32	0,00	0,16	2,39	0,15

Ainda na Tabela (16), para os parâmetros produtividade final e fator de capacidade, os valores obtidos se diferenciam por serem parâmetros dependentes da energia gerada, e novamente para a base de dados NSRDB os resultados dos indicadores foram um pouco maiores, mas próximo dos parâmetros baseados na geração real.

Os parâmetros de performance ratio PR exibidos na Tabela (16) apresentam valores bem próximos para os simulados, e para o PR a partir da geração real o valor já foi um pouco mais baixo, inferior a 0,70, lembrando que ele foi calculado utilizando a base de dados NSRDB devido a indisponibilidade de dados de irradiação no local do sistema. A base de dados do SONDA não foi considerada para o cálculo do PR do sistema real por causa, do baixo nível de irradiação no plano do arranjo FV ao longo do ano em comparação ao NSRDB e a perda de dados elevada para alguns meses do ano.

## 5.3 Trabalhos Futuros

A análise de desempenho apresentada neste trabalho utilizando os parâmetros de desempenho, performance ratio PR, produtividade e fator de capacidade são altamente recomendadas para a verificação da qualidade e do desempenho operacional do sistema ao longo de seu ciclo de vida, portanto, para futuras análise de desempenho do sistema, sempre obtenha esses indicadores. Os parâmetros de desempenho também são indicadores que podem ser usados para futuras comparações com outros sistemas fotovoltaicos, podendo ser referenciais para projetos futuros.

Com a futura instalação de uma estação solarimétrica no campus da FGA, pode ser de grande interesse realizar a avaliação de desempenho do sistema utilizando os dados de irradiância que serão registrados pelos os sensores da estação solarimétrica.



## Referências

- ABB. *Solar Inverters / ABB string inverters PVS-50/60-TL*. [S.l.], 2018. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 60.
- ABSOLAR. *Energia Solar Fotovoltaica no Brasil Infográfico ABSOLAR*. 2021. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 24 maio 2021. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 29.
- ALMEIDA, M. P. *Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados á rede*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2012. Citado 12 vezes nas páginas 13, 33, 35, 38, 39, 45, 49, 52, 55, 56, 57 e 58.
- ALMEIDA, M. P.; ZILLES, R. Cálculo de parâmetros de desempenho para sistemas fotovoltaicos conectados à rede. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 3, n. 1, p. 70, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 13, 38 e 40.
- ARAÚJO, A. J. N. d.; RANK, N. I.; BUENO, T. B. d. A. *Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba*. Dissertação (B.S. thesis) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2016. Citado 3 vezes nas páginas 13, 47 e 51.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 16274: Ensaio de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho*. Rio de Janeiro, 2014. 51 p. Citado 4 vezes nas páginas 36, 37, 41 e 44.
- AYOMPE, L. et al. Measured performance of a 1.72 kw rooftop grid connected photovoltaic system in ireland. *Energy conversion and management*, Elsevier, v. 52, n. 2, p. 816–825, 2011. Citado na página 48.
- BENEDITO, R. d. S. *Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2009. Citado na página 35.
- BHOL, R. et al. Environmental effect assessment on performance of solar pv panel. In: IEEE. *2015 International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies [ICCPCT-2015]*. [S.l.], 2015. p. 1–5. Citado na página 52.
- CANADIAN SOLAR. *KuMax High Efficiency Poly Module CS3U-350/355/360/365P (1000 V / 1500 V)*. [S.l.], 2018. Citado 4 vezes nas páginas 13, 15, 48 e 60.
- (DGS), D. G. für S. *Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects and engineers*. [S.l.]: Routledge, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 47.
- DualBASE. *dualBASE decoding the environment / Produtos*. 2020. Disponível em: <<https://www.dualbase.com.br/produtos/RsensDB>>. Acesso em: 07 novembro 2020. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 38.
- DUNN, L. et al. Pv module soiling measurement uncertainty analysis. In: IEEE. *2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. [S.l.], 2013. p. 0658–0663. Citado na página 52.

- EPE. *Retrato dos projetos solares fotovoltaicos no Brasil: Base de projetos habilitados tecnicamente para o 2º Leilão de Energia de Reserva 2016*. 2017. Citado na página 35.
- FILHO, E. A. S. *Simulação de painéis fotovoltaicos: uma abordagem baseada na condição específica de cada célula*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial) — Universidade Federal da Bahia - Escola Politécnica, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 51.
- HICKEL, B. M. et al. O impacto no desempenho de sistemas fotovoltaicos causado pelo acúmulo de sujeira sobre os módulos fv-metodologia e avaliação através de curvas ixv em campo. 2017. Citado 3 vezes nas páginas 27, 48 e 52.
- JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. Photovoltaic degradation rates—an analytical review. *Progress in photovoltaics: Research and Applications*, Wiley Online Library, v. 21, n. 1, p. 12–29, 2013. Citado na página 53.
- KIMBER, A. et al. The effect of soiling on large grid-connected photovoltaic systems in california and the southwest region of the united states. In: IEEE. *2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conference*. [S.l.], 2006. v. 2, p. 2391–2395. Citado na página 52.
- LUIZ, A.; OLIVEIRA, S. Estudo comparativo de técnicas de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e desenvolvimento de ferramentas que auxiliem na estimativa do potencial de contribuição da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos. 10 2011. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 50.
- MARION, B. et al. Performance parameters for grid-connected pv systems. In: . [S.l.: s.n.], 2005. p. 1601 – 1606. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 34.
- MONDOC, B.; POP, F. Factors influencing the performance of a photovoltaic power plant. In: *3rd International Conference on Modern Power System, Romania*. [S.l.: s.n.], 2010. Citado na página 47.
- MUNOZ, M. et al. Early degradation of silicon pv modules and guaranty conditions. *Solar energy*, Elsevier, v. 85, n. 9, p. 2264–2274, 2011. Citado na página 54.
- NDIAYE, A. et al. Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review. *Solar Energy*, Elsevier, v. 96, p. 140–151, 2013. Citado 3 vezes nas páginas 13, 53 e 54.
- NOBRE, A. M. et al. Short-term solar irradiance forecasting and photovoltaic systems performance in a tropical climate in singapore. 2015. Citado 2 vezes nas páginas 49 e 55.
- NSRDB. *U.S. Data / Available Versions*. 2020. Disponível em: <<https://nrel.gov/about/u-s-data.html>>. Acesso em: 01 dezembro 2020. Citado na página 63.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. *Rio de Janeiro*, v. 1, p. 47–499, 2014. Citado 6 vezes nas páginas 13, 48, 51, 52, 53 e 57.
- QUINTANA, M. et al. Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules. In: IEEE. *Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2002*. [S.l.], 2002. p. 1436–1439. Citado na página 54.
- REN21. *Renewables 2020 Global Status Report*. [S.l.: s.n.], 2020. ISBN 978-3-948393-00-7. Citado 4 vezes nas páginas 13, 27, 28 e 29.



SAM. *System Advisor Model Version 2020.2.29*. Washington D.C., USA, 2020. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/download.html>>. Citado 3 vezes nas páginas 61, 71 e 72.

SAM. *Weather Data*. 2020. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/weather-data.html>>. Acesso em: 01 dezembro 2020. Citado 3 vezes nas páginas 14, 63 e 64.

SILUK, A. R. et al. Análise do desempenho de sistemas fotovoltaicos aplicados à edificação. Universidade Federal de Santa Maria, 2017. Citado 4 vezes nas páginas 13, 35, 53 e 54.

SINHA, P. et al. Environmental variables affecting solar photovoltaic energy generation in morocco. In: IEEE. *2014 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*. [S.l.], 2014. p. 230–234. Citado na página 52.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. *Renewable energy*, Elsevier, v. 34, n. 1, p. 23–29, 2009. Citado na página 38.

SOLARGIS. *Solar Resource maps and GIS data for 200+ countries*. 2021. Disponível em: <<https://solargis.com/maps-and-gis-data/download>>. Acesso em: 24 maio 2021. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 30.

SONDA. *Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais*. 2020. Disponível em: <<http://sonda.ccst.inpe.br/index.html>>. Acesso em: 04 dezembro 2020. Citado 3 vezes nas páginas 15, 65 e 67.

TONOLO, É. A. et al. *Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos da UTFPR Campus Curitiba*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2019. Citado 3 vezes nas páginas 13, 49 e 55.

VERMA, A.; SINGHAL, S. Solar pv performance parameter and recommendation for optimization of performance in large scale grid connected solar pv plant—case study. *Journal of Energy Power Sources*, v. 2, n. 1, p. 40–53, 2015. Citado 3 vezes nas páginas 49, 55 e 56.

WOHLGEMUTH, J. H. et al. Long term reliability of photovoltaic modules. In: IEEE. *2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conference*. [S.l.], 2006. v. 2, p. 2050–2053. Citado na página 53.

WOHLGEMUTH, J. H.; KURTZ, S. Reliability testing beyond qualification as a key component in photovoltaic's progress toward grid parity. In: IEEE. *2011 International Reliability Physics Symposium*. [S.l.], 2011. p. 5E–3. Citado na página 54.

WOYTE, A. et al. *Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems: Good Practices for Monitoring and Performance Analysis*. [S.l.: s.n.], 2014. Citado na página 35.

XU, R. et al. Analysis of the optimum tilt angle for a soiled pv panel. *Energy Conversion and Management*, v. 148, p. 100–109, 09 2017. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 49.



# Anexos



# ANEXO A – Datasheet do módulo FV Canadian Solar CS3U-355P



## KuMax HIGH EFFICIENCY POLY MODULE CS3U-350 | 355 | 360 | 365P (1000 V / 1500 V)

With Canadian Solar's industry leading poly cell technology and the innovative LIC (Low Internal Current) module technology, we are now able to offer our global customers high power poly modules up to 365 W.

The KuMax poly modules with a dimension of 2000 x 992 mm, close to our 72 cell MaxPower modules, have the following features:

### MORE POWER



Low power loss in cell connection



Low NMOT:  $42 \pm 3$  °C  
Low temperature coefficient (Pmax):  $-0.37$  % / °C



Better shading tolerance



High PTC rating of up to: 92.64 %

### MORE RELIABLE



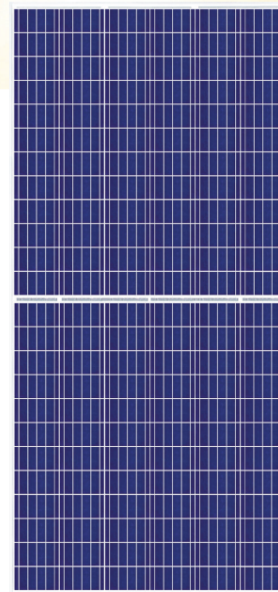
Lower hot spot temperature



Minimizes micro-cracks



Heavy snow load up to 5400 Pa,  
wind load up to 2400 Pa



linear power output warranty



product warranty on materials  
and workmanship

### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001:2008 / Quality management system  
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system  
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

### PRODUCT CERTIFICATES\*

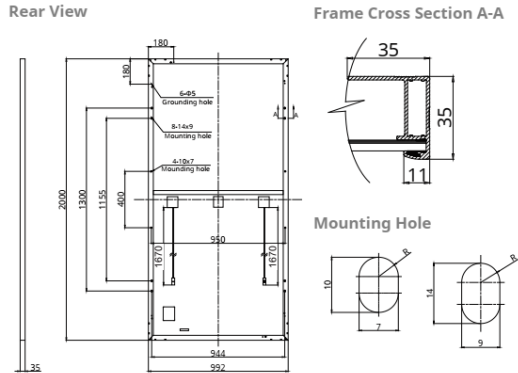
IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE (Expected in March, 2018)  
UL 1703: CSA (Expected in April, 2018)

\* If you need specific product certificates, and if module installations are to deviate from our guidance specified in our installation manual, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

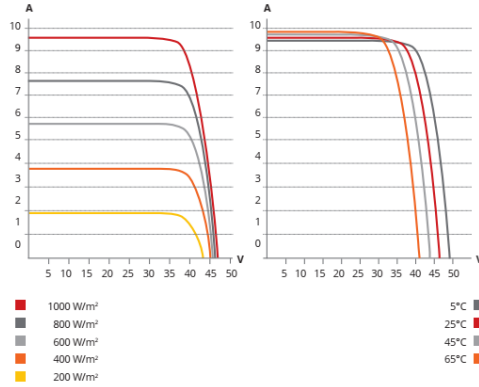
**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 26 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. is one of the most bankable solar companies worldwide.

\* For detailed information, please refer to Installation Manual.

**ENGINEERING DRAWING (mm)**



**CS3U-355P / I-V CURVES**



**ELECTRICAL DATA | STC\***

CS3U	350P	355P	360P	365P
Nominal Max. Power (Pmax)	350 W	355 W	360 W	365 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	39.2 V	39.4 V	39.6 V	39.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.94 A	9.02 A	9.10 A	9.18 A
Open Circuit Voltage (Voc)	46.6 V	46.8 V	47.0 V	47.2 V
Short Circuit Current (Isc)	9.51 A	9.59 A	9.67 A	9.75 A
Module Efficiency	17.64%	17.89%	18.15%	18.40%
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	30 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.

**ELECTRICAL DATA | NMOT\***

CS3U	350P	355P	360P	365P
Nominal Max. Power (Pmax)	260 W	264 W	268 W	271 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.2 V	36.4 V	36.6 V	36.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.18 A	7.25 A	7.31 A	7.38 A
Open Circuit Voltage (Voc)	43.7 V	43.9 V	44.1 V	44.3 V
Short Circuit Current (Isc)	7.67 A	7.74 A	7.80 A	7.87 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

**MECHANICAL DATA**

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 156.75 X 78.38 mm
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2000 X 992 X 35 mm (78.7 X 39.1 X 1.38 in)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length	1670 mm (65.7 in)
Connector	T4 series
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	660 pieces

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

**PARTNER SECTION**



\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

# ANEXO B – Datasheet do inversor da ABB

## PVS-50-TL



SOLAR INVERTERS

### ABB string inverters

PVS-50/60-TL



—  
PVS-50/60-TL  
string inverter

This new addition to the PVS string inverter family, with 3 independent MPPT and power ratings of up to 60 kW, has been designed with the objective to maximize the ROI in large systems with all the advantages of a decentralized configuration for both rooftop and ground-mounted installations.

#### Compact design

Thanks to technological choices aimed at optimizing installation times and costs, the product design features the power module and wiring box enclosed in a single compact chassis thus saving installation resources and costs.

The inverter comes in multiple versions also allowing the possibility to connect to third-party DC string combiners.

#### Ease of installation

The horizontal and vertical mounting possibility creates flexibility for both rooftop and ground mounted installations.

Moreover the cover is equipped with hinges and locks that are fast to open and reduce the risk of damaging the chassis and interior components when commissioning and performing maintenance actions.

#### Advanced cloud connected features

Standard wireless access from any mobile device makes the configuration of inverter and plant easier and faster. Improved user experience thanks to a built-in User Interface (UI) enables access to advanced

The PVS-50/60-TL is ABB's cloud connected three-phase string solution enabling cost efficient large decentralized photovoltaic systems for both commercial and utility applications.

inverter configuration settings.

The Installer for Solar Inverters mobile app and configuration wizard enable a quick multi-inverter installation, saving up to 70% commissioning time.

#### Fast system integration

Industry standard Modbus (RTU/TCP)/SUNSPEC protocol enables fast system integration. Two ethernet ports enable fast and future-proof communication for PV plants.

#### ABB plant portfolio integration

Monitoring your assets is made easy, as every inverter is capable to connect to ABB cloud platform to secure your assets and profitability in long term.

#### Highlights

- Up to 3 independent MPPT - 50/60 kW power ratings
- Horizontal and vertical installation
- Easy access to wiring box thanks to hinges and cam latches positioned on cover
- Power module and wiring box in one compact chassis
- Wi-Fi interface for commissioning and configuration
- Reactive power management capability
- Remote monitoring and firmware upgrade via ABB Cloud platform (logger free)
- Provides 10% more power in case of reduced ambient temperature
- Improved operating altitude. Can work up to 4000 mt.
- Built-in dynamic feed-in control algorithm

PRODUCT FLYER FOR PVS-50/60-TL ABB SOLAR INVERTERS

## ABB string inverters

### PVS-50/60-TL



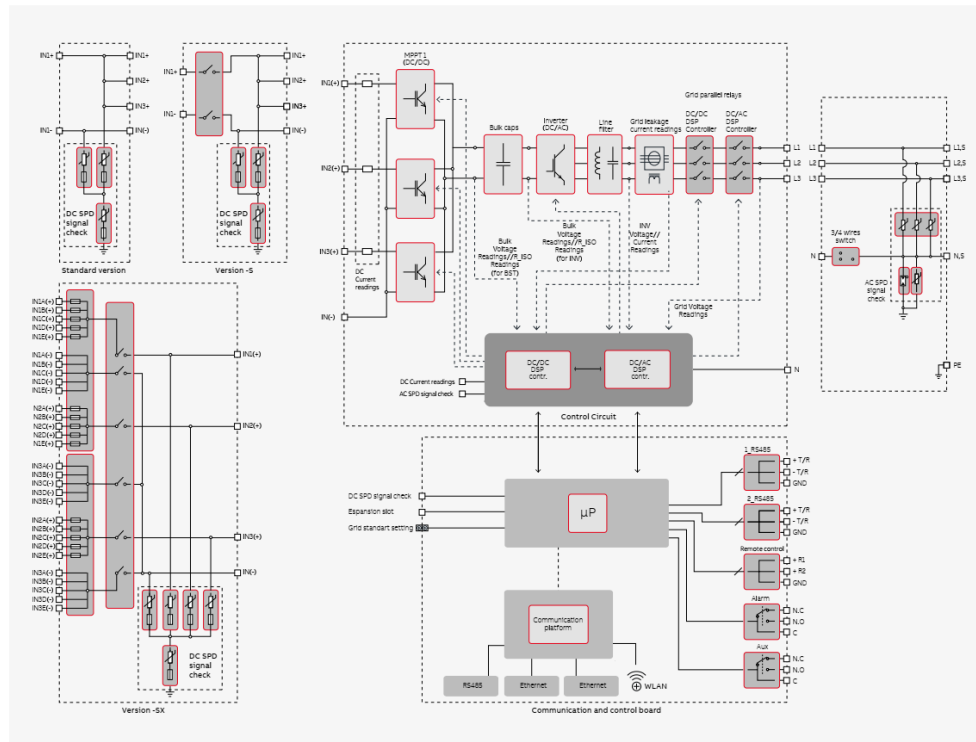
#### Technical data and types

Type code	PVS-50-TL	PVS-60-TL
<b>Input side</b>		
Absolute maximum DC input voltage ( $V_{max,abs}$ )	1000 V	
Start-up DC input voltage ( $V_{start}$ )	420...700 V (Default 420 V)	420...700 V (Default 500 V)
Operating DC input voltage range ( $V_{dcmin}...V_{dcmax}$ )	0,7x $V_{start}$ ...950 V (min 300 V)	0,7x $V_{start}$ ...950 V (min 360 V)
Rated DC input voltage ( $V_{dcr}$ )	610 Vdc	720 Vdc
Rated DC input power ( $P_{dcr}$ )	52000 W	61800 W
Number of independent MPPT	3 (version SX and SX2) / 1 (version standard e 5)	
Maximum DC input power for each MPPT (PMPPT, max)	19300W@30°C / 17500W@45°C	23100W@30°C / 21000W@45°C
MPPT input DC voltage range ( $V_{MPPTmin}...V_{MPPTmax}$ ) at $P_{ac}$	480-800 Vdc	570-800 Vdc
Maximum DC input current ( $I_{dc,max}$ ) for each MPPT	36 A	
Maximum input short circuit current for each MPPT	55 A (165 A in case of parallel MPPT)	
Number of DC input pairs for each MPPT	5	
DC connection type	Screw terminal block (Standard and -S version) or PV quick fit connector <sup>1)</sup> (-SX and SX2 version)	
<b>Input protection</b>		
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT	Type 2 / Type 1 + 2 (option)	
Photovoltaic array isolation control	According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	75 A / 1000 V for each MPPT	
Fuse rating (version with fuses)	15 A / 1000 V	
<b>Output side</b>		
AC grid connection type	Three-phase (3W+PE or 4W+PE), grounded WYE system only	
Rated AC power ( $P_{ac}$ @cosφ=1)	50000 W	60000 W
Maximum AC output power ( $P_{ac,max}$ @cosφ=1)	55000 W up to 30°C	66000 W up to 30°C
Maximum apparent power ( $S_{max}$ )	55000 VA up to 30°C	66000 VA up to 30°C
Rated AC grid voltage ( $V_{ac,r}$ )	400 V	480 V
AC voltage range	320...480 V <sup>2)</sup>	384...571 V <sup>2)</sup>
Maximum AC output current ( $I_{ac,max}$ )	80 A	
Contributory fault current	92 A	
Rated output frequency ( $f_r$ )	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ( $f_{min}...f_{max}$ )	47...53 Hz / 57...63 Hz <sup>3)</sup>	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995; 0...1 inductive/capacitive with maximum Sn	
Total current harmonic distortion	<3%	
Maximum AC cable	95mm <sup>2</sup> copper/aluminum	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland	
<b>Output protection</b>		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	100 A	
Output overvoltage protection	Type 2	
<b>Operating performance</b>		
Maximum efficiency (η <sub>max</sub> )	98.3%	98.5%
CN efficiency	98.2%	98.3%
Euro efficiency	98.0%	98.0%
<b>Communication</b>		
Embedded communication interfaces	3x RS485, 2X Ethernet (RJ45), WLAN (IEEE802.11 b/g/n @ 2,4 GHz)	
Communication protocol	Modbus RTU / TCP (SunSpec compliant); Aurora Protocol	
Remote monitoring services	Standard level access to Aurora Vision monitoring portal	
Advanced features	Integrated Web User Interface; Display (option); Embedded logging and direct transferring of data to Cloud	
<b>Environmental</b>		
Ambient temperature range	-25...+60°C (-13...140 °F) with derating above 45 °C (113 °F) with derating above 45 °C (113 °F)	
Relative humidity	4%... 100% condensing	
Sound pressure level, typical	75 dB(A) @ 1 m	
Maximum operating altitude	4000 m (13123 ft) with derating above 2000 m / 6561 ft	



PRODUCT FLYER FOR PVS-50/60-TL ABB SOLAR INVERTERS

ABB PVS-50/60-TL string inverter block diagram



Technical data and types

Type code	PVS-50-TL	PVS-60-TL
<b>Physical</b>		
Environmental protection rating	IP65 (IP54 for cooling section)	
Cooling	Forced air	
Dimension (H x W x D)	750 mm x 1100 mm x 261,5 mm / 29.5" x 43,3" x 10.27"	
Weight	70 kg / 154 lbs (SX version)	
Mounting system	Wall bracket	
<b>Safety</b>		
Isolation level	Transformerless	
Marking	CE	
Safety and EMC standard	IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62311, EN 301 489-1, EN 301 489-17, EN 300 328	
Grid standard (check your sales channel for availability)	CEI 0-21, CEI 0-16, DIN V VDE V 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G59/3, DRRG/DEWA, Chile LV/MV EN 50438 (including Ireland deviations), RD 1565, RD 413, UTE C15-7-712-1, P.O. 12.3, AS/NZS 4777.3, BDEW, NRS-097-2-1, MEA, PEA, IEC 61727, ISO/IEC Guide 67(System 5) IEC 61683, VFR-2014, IEC 62116, Synergrid C10/11, IRR-DCC-MV, CLC-TS-50549-1/-2	
<b>Available product variants</b>		
Input connections with terminal blocks + surge arrester Type 2	PVS-50-TL	PVS-60-TL
Input connections with terminal blocks + DC switch + surge arrester Type 2	PVS-50-TL-S	PVS-60-TL-S
15 quick Input connections + fuses (single pole) + DC switch + surge arresters Type 2	PVS-50-TL-SX	PVS-60-TL-SX
15 quick Input connections + fuses (both poles) + DC switch + surge arresters Type 2	PVS-50-TL-SX2	PVS-60-TL-SX2
<b>Optional available</b>		
SPD Type 1 + 2 <sup>3)</sup>	Available	Available

<sup>3)</sup>Please refer to the document "String inverters – Product manual appendix" available at [www.abb.com/solarinverters](http://www.abb.com/solarinverters) for information on the quick-fit connector brand and model used in the inverter

<sup>2)</sup>The AC voltage range may vary depending on specific country grid standards

<sup>3)</sup>The Frequency range may vary depending on specific country grid standards

<sup>2)</sup> Article with dedicated part number, only for SX2 version

Remark: Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product

















# ANEXO F – Dados de geração registrados pelos inversores

Aqui são exibidos como os dados de geração real do sistema FV foram obtidos, para os 365 dias, de 18/maio/2020 a 17/maio/2021.

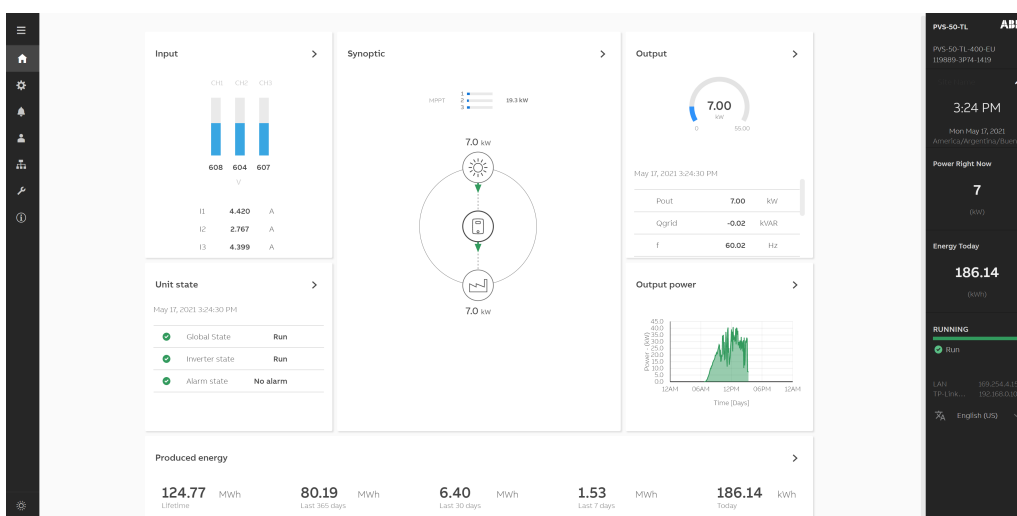


Figura 38 – Dados gerais do sistema no inversor 1.

Energies		May 17, 2021 3:28:15 PM
Active energy		
Today	186.58	kWh
Last 7 days	1,528.22	kWh
Last 30 days	6,405.13	kWh
Last 365 days	80,195.37	kWh
Lifetime	124,771.29	kWh

Figura 39 – Tabela com dados de geração registrado pelo inversor 1.

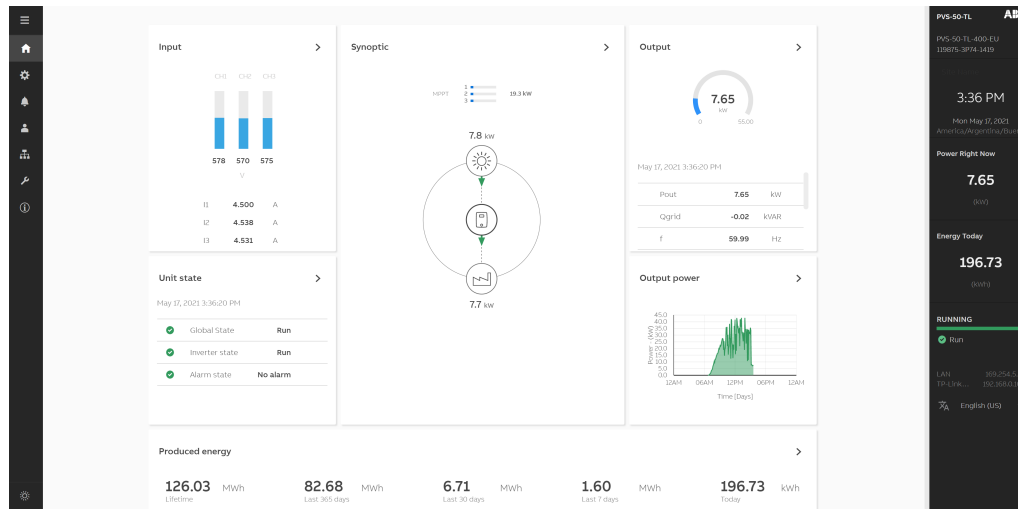


Figura 40 – Dados gerais do sistema no inversor 2.

Energies		May 17, 2021 3:38:05 PM
<b>Active energy</b>		
Today	196.94	kWh
Last 7 days	1,601.47	kWh
Last 30 days	6,710.63	kWh
Last 365 days	82,681.34	kWh
Lifetime	126,029.34	kWh

Figura 41 – Tabela com dados de geração registrado pelo inversor 2.