

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SISTEMAS DE ENERGIA

ÉDWIN AUGUSTO TONOLO

**ANÁLISE DOS FATORES DE PERDAS NOS SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS DA UTFPR CAMPUS CURITIBA**

DISSERTAÇÃO

CURITIBA

2019

ÉDWIN AUGUSTO TONOLO

**ANÁLISE DOS FATORES DE PERDAS NOS SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS DA UTFPR CAMPUS CURITIBA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia da Universidade Tecnológica Federal do Paraná como requisito parcial para obtenção do título de “Mestre em Engenharia Elétrica” – Área de Concentração: Automação e Sistemas de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior

CURITIBA

2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação

Tonolo, Édwin Augusto

Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos da UTFPR
Campus Curitiba [recurso eletrônico] / Édwin Augusto Tonolo.-- 2019.

1 arquivo texto (139 f.): PDF; 5,95 MB.

Modo de acesso: World Wide Web.

Título extraído da tela de título (visualizado em 30 out. 2019)

Texto em português com resumo em inglês

Dissertação (Mestrado) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná.
Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia, Curitiba, 2019

Bibliografia: f. 119-134

1. Sistemas de energia elétrica - Dissertações. 2. Geração de energia fotovoltaica - Curitiba (PR). 3. Universidade Tecnológica Federal do Paraná - Curitiba (PR) - Abastecimento de energia. 4. Universidades e faculdades - Curitiba (PR) - Consumo de energia. 5. Universidades e faculdades - Curitiba (PR) - Abastecimento de energia. 6. Energia solar. 7. Células solares. 8. Arquitetura e conservação da energia. I. Urbanetz Junior, Jair. II. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-graduação em Sistemas de Energia. III. Título.

CDD: Ed. 23 – 621.31

Biblioteca Central da UTFPR, Câmpus Curitiba

Bibliotecário: Adriano Lopes CRB-9/1429



Ministério da Educação
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação

TERMO DE APROVAÇÃO DE DISSERTAÇÃO Nº 19

A Dissertação de Mestrado intitulada “**Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos da UTFPR – Câmpus Curitiba**”, defendida em sessão pública pelo candidato **Édwin Augusto Tonolo**, no dia 27 de setembro de 2019, foi julgada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, área de concentração Sistemas de Energia, e aprovada em sua forma final, pelo Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia.

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior – Presidente – UTFPR

Prof. Dr. Gerson Maximo Tiepolo – UTFPR

Prof. Dr. João Américo Vilela Júnior – UTFPR

A via original deste documento encontra-se arquivada na Secretaria do Programa, contendo a assinatura da Coordenação após a entrega da versão corrigida do trabalho.

CURITIBA, 27 de setembro de 2019.

Carimbo e Assinatura do(a) Coordenador(a) do Programa

AGRADECIMENTOS

Primeiramente gostaria de agradecer aos meus pais Imélia e Almir por lutarem arduamente pela minha educação e me privilegiar com bons estudos, não medindo esforços para que eu pudesse ter condições favoráveis para estudar.

Ao meu orientador Prof. Dr. Jair Urbanetz, pela paciência em ensinar e tirar todas as dúvidas, pela orientação durante do mestrado, contribuindo de forma especial para a realização desse trabalho. Muito obrigado por ter me recebido e me acompanhado nessa caminhada.

Colegas e professores do LABENS, agradeço por tudo que aprendi com vocês, desde o início do laboratório até o término dessa etapa, vocês foram muito importantes. Colegas que sempre mantinham um ambiente muito alegre no laboratório, muitas vezes atenuando as preocupações durante a realização, não só dessa dissertação, mas de todos os trabalhos que eram exigidos pelo projeto do qual fazemos parte. Aos professores, que sempre tinham uma ideia ou uma visão diferente dos problemas, que nos faz refletir e encontrar uma solução, em especial ao Prof. Dr. Eduardo Romaneli, que muitas vezes solucionou dúvidas e emprestou equipamentos de outros laboratórios, para que eu pudesse realizar algum experimento

Professores e colegas das disciplinas realizadas durante o mestrado, o aprendizado foi relevante em muitos aspectos para a realização do trabalho.

Aos colegas de apartamento, que durante esses quase dois anos de convivência tornaram a vinda à Curitiba muito mais acolhedora e proveitosa, com boas risadas e muitas conversas de grande aprendizado. Minha namorada Carol, que me acompanhou durante todo esse mestrado de forma muito paciente e compreensiva, e que muitas vezes me ajudou nas correções e até mesmo na realização de alguns experimentos.

A Banca examinadora, pelo tempo dedicado para correção e contribuições, aprimorando o trabalho realizado.

Agradeço a UTFPR pelo apoio e infraestrutura disponibilizada para o desenvolvimento desta pesquisa e a COPEL-Distribuição pelo apoio e financiamento dos recursos para realização deste projeto de P&D "ANEEL PD 2866-0464/2017 - Metodologia Para Análise, Monitoramento e Gerenciamento da GD por Fontes Incentivadas".

Por fim, muito obrigada a todos que contribuíram direta ou indiretamente para que esse trabalho fosse realizado, o meu sincero AGRADECIMENTO.

“I don’t know where I’m going
But I sure know where I’ve been”
Whitesnake

RESUMO

TONOLO, Édwin Augusto. **Análise dos Fatores de Perdas nos Sistemas Fotovoltaicos da UTFPR campus Curitiba**. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2019.

A crescente demanda por energia elétrica aliada com a preocupação com a poluição mundial, estão fazendo com que os países invistam em formas mais sustentáveis para a geração de energia elétrica. A energia solar fotovoltaica aparece como uma das fontes renováveis mais promissoras no cenário mundial, onde os relatórios mundiais apresentam constantes aumentos de potência instalada, principalmente nos países mais desenvolvidos do mundo. Para que um sistema fotovoltaico apresente os resultados esperados, são necessários vários estudos no local de instalação, afim de minimizar as perdas. A Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) campus Curitiba possui dois sistemas fotovoltaicos instalados em sua sede, um no centro, localizado na cobertura do Escritório Verde (EV), e outro no Neoville. Os índices de mérito aparecem como importante método de cálculo para comparação de sistemas fotovoltaicos de distintas magnitudes e localizações, tendo o sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR) do EV taxa de desempenho médio de 71,93% enquanto o Neoville 77,79%. Com o intuito de determinar o quanto cada fator de perda impacta na geração de energia, uma série de experimento foram realizados nos sistemas fotovoltaicos. A sujidade foi fonte de estudos, sendo fortemente impactante no desempenho do sistema, tanto quando comparado com limpeza programada ou com autolimpeza. Para o EV, a taxa de desempenho apresentou aumento de aproximadamente 6% para a limpeza e 10% para a autolimpeza, quando comparados com dados em período anterior a limpeza. O estudo revelou que para a sede centro, o inversor apresenta os maiores índices de perdas, com eficiência máxima de 92%, o que pode ser explicado por ser de modelo antigo e apresentar em sua construção um transformador. Pelo fato de o EV estar localizado no centro da cidade, as perdas por sombreamento apresentaram impacto de apenas 4%, pois o prédio mais alto foi construído a uma distância segura. As instalações elétricas foram corretamente dimensionadas para a potência e comprimento do cabeamento, resultando em 0,45% de perdas. O ângulo de inclinação e orientação muitas vezes não podem ser corrigidos, pois geralmente as instalações fotovoltaicas acompanham o telhado da edificação, a exemplo do EV, e as perdas calculadas foram de pouco mais de 1%. Para determinar as perdas por degradação e descasamento de módulos, foi utilizado um equipamento que ao final plota a curva I-V do módulo, resultando em perdas na ordem de 3,81%. Ao final de todo o trabalho, foi determinado que o sistema fotovoltaico apresenta desempenho de 69,2%. Os experimentos não foram todos realizados no mesmo dia, porém oferece uma visão geral de como as perdas estão distribuídas nos sistemas fotovoltaicos estudados.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica; Fatores de perda; Índices de mérito

ABSTRACT

TONOLO, Édwin Augusto. **Analysis of Loss Factors in the Photovoltaic Systems of UTFPR campus Curitiba**. 2019. Dissertation (Master in Electrical Engineering) - Federal Technological University of Paraná. Curitiba, 2019.

Growing demand for electricity coupled with concerns about global pollution, is causing countries to invest in more sustainable ways to generate electricity. Photovoltaic solar energy appears as one of the most promising renewable sources on the world stage, where world reports show constant increases in installed power, especially in the world's most developed countries. For a photovoltaic system to deliver the expected results, several site studies are required to minimize losses. The Federal University of Technology – Paraná (UTFPR) campus Curitiba has two photovoltaic systems installed at its headquarters, one in the center, located on the roof of the Green Office (EV), and another one at Neoville. Merit indices appear as an important calculation method for comparing photovoltaic systems of different magnitudes and locations, with EV's grid-connected photovoltaic system (SFVCR) average performance ratio of 71.93% while Neoville has 77.79%. In order to determine how much each loss factor impacts on power generation, a series of experiments were performed on the photovoltaic systems. Dirt has been a source of studies and has a strong impact on system performance, both when compared to scheduled cleaning and self-cleaning. For EV, the performance rate increased by approximately 6% for cleaning and 10% for self-cleaning compared to data prior to cleaning. The study revealed that for the center headquarters, the inverter has the highest loss rates, with a maximum efficiency of 92%, which can be explained by being an old model and still uses in its construction a transformer. Because EV is located in the city center, shading losses impacted only 4% as the tallest building was built at a safe distance. Electrical installations were correctly sized for wiring power and length, resulting in 0.45% losses. The angle of inclination and orientation often cannot be corrected, as photovoltaic installations usually follow the roof of the building, such as EV, and the calculated losses were just over 1%. In order to determine the losses due to module degradation and mismatch, a device was used which plots the module's I-V curve, resulting in losses of 3.81%. At the end of all the work, it was determined that the photovoltaic system has a performance of 69.2%. The experiments were not all performed on the same day, but provide an overview of how the losses are distributed in the studied photovoltaic systems.

Keywords: Photovoltaic solar energy; Power loss factors; Merit indices

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Componentes da radiação solar	25
Figura 2 – Conversão direta e indireta de energia solar em eletricidade	27
Figura 3 – Símbolo de módulos fotovoltaico	29
Figura 4 – Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico conectado à rede	32
Figura 5 – Sistema fotovoltaico conectado à rede.....	32
Figura 6 – Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico isolado.....	34
Figura 7 – Sistema fotovoltaico isolado.....	34
Figura 8 – Sujidade nos módulos fotovoltaicos do Escritório Verde da UTFPR.....	37
Figura 9 – Corrente <i>versus</i> tensão de um módulo fotovoltaico para diferentes temperaturas	38
Figura 10 – Corrente <i>versus</i> tensão de um módulo fotovoltaico para diferentes níveis de irradiância.....	39
Figura 11 – Medição de temperatura em um módulo FV	40
Figura 12 – Sombreamento de um painel fotovoltaico	41
Figura 13 – Curvas de corrente <i>versus</i> tensão de módulos fotovoltaicos sem sombreamento (esquerda) e com sombreamento parcial (direita).....	42
Figura 14 – Eficiência de um inversor para diferentes níveis de carregamento e tensão CC	44
Figura 15 – Perdas na fiação elétrica por efeito <i>Joule</i>	45
Figura 16 – <i>Browning</i> em um módulo fotovoltaico.....	47
Figura 17 – Módulo quebrado (esquerda) e célula quebrada (direita).....	48
Figura 18 – Módulos fotovoltaicos com aparecimento de <i>snail trail</i>	49
Figura 19 – Módulo fotovoltaico apresentando pontos quentes	50
Figura 20 – Trajetória do Sol ao longo do ano	51
Figura 21 – Módulo fotovoltaico no plano inclinado e as componentes da radiação incidente.....	51
Figura 22 – Painel FV do EV.....	55
Figura 23 – Painel FV da sede Neville	56
Figura 24 – Irradiação diária média no plano horizontal [kWh/m ² .dia].....	58
Figura 25 – Irradiação diária média no plano do painel do EV [kWh/m ² .dia].....	59
Figura 26 – Irradiação diária média no plano do painel do Neville	60
Figura 27 – Irradiância no plano horizontal nos dias selecionados	69

Figura 28 – Potência do SFVCR do EV (gráfico superior) e do Neoville (gráfico inferior) antes e após limpeza	70
Figura 29 – Irradiância no plano horizontal nos dias selecionados	72
Figura 30 – Potência do SFVCR do EV (gráfico superior) e do Neoville (gráfico inferior) para os dias selecionados	73
Figura 31 – HT I-V500W, cabos, sensor e conectores	75
Figura 32 – Tela do HT I-V500W com os dados inseridos	76
Figura 33 – Sensor de temperatura e irradiância em operação	76
Figura 34 – Tela de resultados com os dados e o respectivo gráfico.....	77
Figura 35 – Folha de dados do módulo utilizado para o teste de temperatura.....	78
Figura 36 – Teste realizado com o módulo do laboratório	78
Figura 37 – Resultado do teste executado no módulo do laboratório	79
Figura 38 – Folha de dados dos módulos instalados no EV	81
Figura 39 – Gráfico da temperatura ambiente e no módulo fotovoltaico	82
Figura 40 – Teste em um módulo do EV para comparação em diferentes temperaturas	82
Figura 41 – Foto panorâmica do entorno do EV.....	84
Figura 42 – Curva I-V do módulo fotovoltaico em condições normais de operação ..	85
Figura 43 – Painel fotovoltaico do EV com sombreamento parcial às 16:15 (esquerda) e sombreamento total as 17:00 (direita).....	86
Figura 44 – Simulação de sombreamento parcial com base no padrão real.....	86
Figura 45 – Simulação de sombreamento parcial	87
Figura 46 – Comparação do gráfico I-V do módulo ensolarado com o módulo parcialmente sombreamento	87
Figura 47 – Comparação do gráfico P-V do módulo ensolarado com o módulo parcialmente sombreamento	88
Figura 48 – Gráfico I-V painel ensolarado	89
Figura 49 – Gráfico P-V painel ensolarado	89
Figura 50 – Módulo com sombreamento total	90
Figura 51 – Gráfico I-V de um painel com um módulo totalmente sombreado.....	90
Figura 52 – Gráfico P-V de um painel com um módulo totalmente sombreado	91
Figura 53 – Tela do inversor antes do sombreamento (esquerda) Tela do inversor durante o sombreamento (meio) e Tela no inversor no final do período de geração (direita)	92

Figura 54 – Dados de irradiância no final do dia	92
Figura 55 – Diagrama de ligação do wattímetro	93
Figura 56 – Wattímetro em operação	94
Figura 57 – Eficiência em relação a potência normalizada	95
Figura 58 - Dados de irradiância no dia do ensaio realizado no inversor	96
Figura 59 – Numeração dos módulos do EV em que foram realizados os testes com o traçador de curvas I-V	97
Figura 60 – Gráfico I-V do módulo número 1	98
Figura 61 – Gráfico I-V do módulo número 2	98
Figura 62 – Diferença de coloração entre algumas células	101
Figura 63 – Snail Trail	102
Figura 64 – Análise termográfica do módulo 1 do EV	103
Figura 65 – Análise termográfica do módulo 2 do EV	104
Figura 66 – Análise termográfica do módulo 3 do EV	105
Figura 67 – Análise termográfica do módulo 5 do EV	106
Figura 68 - Resultado do teste do painel fotovoltaico do EV	107
Figura 69 - Gráfico I-V do painel do EV	108
Figura 70 - Gráfico P-V do painel de EV	108
Figura 71 – Imagem aérea do EV que demonstra o desvio em relação ao Norte ...	109
Figura 72 – <i>Software</i> RADIASOL com as médias mensais do ano de 2018	110
Figura 73 – <i>Software</i> RADIASOL com mais opções para estudo de sistemas fotovoltaicos	110
Figura 74 – Influência dos fatores de perdas no SFVCR do EV	112
Figura 75 – Resultado do teste I-V no módulo 1 do EV	135
Figura 76 – Resultado do teste I-V no módulo 2 do EV	135
Figura 77 – Resultado do teste I-V no módulo 3 do EV	136
Figura 78 – Resultado do teste I-V no módulo 4 do EV	136
Figura 79 – Resultado do teste I-V no módulo 5 do EV	137
Figura 80 – Resultado do teste I-V no módulo 6 do EV	137
Figura 81 – Resultado do teste I-V no módulo 7 do EV	138
Figura 82 – Resultado do teste I-V no módulo 8 do EV	138
Figura 83 – Resultado do teste I-V no módulo 9 do EV	139
Figura 84 – Resultado do teste I-V no módulo 10 do EV	139

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Irradiação diária média no plano horizontal [kWh/m ² .dia].....	57
Tabela 2 – Irradiação diária média no plano do painel do EV [kWh/m ² .dia].....	58
Tabela 3 – Geração de Energia Elétrica no EV [kWh].....	59
Tabela 4 – Irradiação diária média no plano do painel do Neoville [kWh/m ² .dia]	60
Tabela 5 – Geração de Energia Elétrica no Neoville [kWh].....	61
Tabela 6 – Produtividade do EV entre 2012 e 2019 [kWh/kWp].....	62
Tabela 7 – Taxa de desempenho do EV entre 2012 e 2019 [%].....	63
Tabela 8 – Fator de capacidade do EV entre 2012 e 2019 [%].....	64
Tabela 9 – Produtividade do Neoville de 2016 a 2019 [kWh/kWp].....	64
Tabela 10 – Taxa de desempenho do Neoville de 2016 a 2019 [%]	65
Tabela 11 – Fator de capacidade do Neoville de 2016 a 2019 [%]	67
Tabela 12 – Parâmetros dos dias estudados	71
Tabela 13 – Dados para análise dos dias selecionados	74
Tabela 14 – Cálculo da produtividade e da taxa de desempenho para o EV e Neoville	74
Tabela 15 – Valores dos parâmetros utilizados nas equações 7, 8 e 9	80
Tabela 16 – Parâmetros para os cálculos por perda de temperatura.....	83
Tabela 17 – Dados de potência e eficiência do inversor do EV	94
Tabela 18 – Valores dos parâmetros para o cálculo da queda de tensão nos circuitos CA e CC	100
Tabela 19 – Resultados dos cálculos de irradiação para o sistema fotovoltaico instalado nas condições do EV	111
Tabela 20 – Resultados dos cálculos de irradiação para o sistema fotovoltaico instalado nas condições ideais.....	111

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÔNIMOS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
a-Si	Silício amorfo
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CdTe	Telureto de Cádmio
CIGS	Disseleneto do Cobre, Índio e Gálio
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EV	Escritório Verde
EVA	Etil Vinil Acetato
FV	Fotovoltaico
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
I _{sc}	<i>Short circuit current</i> (corrente de curto circuito)
MPP	<i>Maximum power point</i> (Ponto de máxima potência)
MPPT	<i>Maximum power point tracking</i> (Rastreador de máxima potência)
m-Si	Silício monocristalino
p-Si	Silício policristalino
PID	<i>Potential induced degradation</i> (Degradação induzida pelo potencial)
SFVI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SFVCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica
STC	<i>Standart Test Conditions</i> (condições padrão de ensaio)
OPV	<i>Organic Photovoltaic</i> (células fotovoltaicas orgânicas)
V _{oc}	<i>Open circuit voltage</i> (tensão de circuito aberto)
URGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
UV	Ultravioleta
USB	<i>Universal Serial Bus</i>
μ-Si	Silício microcristalino

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Ampere
CO ₂	Dióxido de carbono
°C	Graus Célsius
%	Porcentagem
G	Irradiância solar
G _{ALB}	Albedo
G _{CS}	Constante solar
G _{DIF}	Irradiância difusa
G _{DIR}	Irradiância direta
G _{HOR}	Irradiância global
G _{TOT}	Irradiância total
I _{sc}	Corrente de curto circuito
J/m ²	Joule por metro quadrado
K	Kelvin
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWh/m ²	Quilowatt-hora por metro quadrado
m ²	Metro quadrado
O ₃	Ozônio
V	Volts
V _{oc}	Tensão de circuito aberto
W	Watt
Wh	Watt-hora
W/m ²	Watt por metro quadrado
Wh/m ²	Watt-hora por metro quadrado
Wp	Watt-pico

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	PROBLEMA.....	18
1.2	OBJETIVOS.....	20
1.2.1	Objetivo Geral.....	20
1.2.2	Objetivos Específicos.....	20
1.3	JUSTIFICATIVA.....	20
1.4	METODOLOGIA.....	21
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO	22
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	23
2.1	RADIAÇÃO SOLAR.....	23
2.2	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	27
2.2.1	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFVCR)	30
2.2.2	Sistema Fotovoltaico Isolado (SFI)	32
2.3	FATORES DE PERDAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	35
2.3.1	Perda por Sujidade	36
2.3.2	Perda por Temperatura.....	38
2.3.3	Perda por Sombreamento.....	41
2.3.4	Perda no Inversor	43
2.3.5	Perda por Descasamento de Módulos (<i>Mismatch</i>)	44
2.3.6	Perda na Fiação Elétrica.....	45
2.3.7	Perda por Degradação.....	46
2.3.8	Perda Devido ao Ângulo de Inclinação e Orientação	50
2.4	ÍNDICES DE MÉRITO	52
2.4.1	<i>Yield</i> ou Produtividade.....	53
2.4.2	Taxa de Desempenho ou <i>Performance Ratio</i>	53
2.4.3	Fator de Capacidade	54
3	ESTUDO DE CASO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DA UTFPR	
	CÂMPUS CURITIBA.....	55
3.1	SISTEMA FOTOVOLTAICO DO ESCRITÓRIO VERDE (EV)	55
3.2	SISTEMA FOTOVOLTAICO DA SEDE NEOVILLE	56
3.3	IRRADIAÇÃO E GERAÇÃO DOS SISTEMAS DO EV E NEOVILLE	57
3.3.1	EV	58

3.3.2	Neoville	60
3.4	CÁLCULOS DOS ÍNDICES DE MÉRITOS PARA OS DOIS SFVCR	61
3.4.1	Produtividade do EV	62
3.4.2	Taxa de Desempenho do EV	62
3.4.3	Fator de Capacidade do EV	63
3.4.4	Produtividade do Neoville	64
3.4.5	Taxa de Desempenho do Neoville	65
3.4.6	Fator de Capacidade do Neoville	66
4	RESULTADOS	68
4.1	PERDA POR SUJIDADE	68
4.1.1	Análise da Autolimpeza	72
4.2	PERDA POR TEMPERATURA	75
4.3	PERDA POR SOMBRAMENTO	84
4.4	PERDA NO INVERSOR	93
4.5	PERDA POR DESCASAMENTO DE MÓDULOS (<i>MISMATCH</i>)	97
4.6	PERDA NA FIAÇÃO ELÉTRICA	99
4.7	PERDA POR DEGRADAÇÃO	100
4.7.1	<i>Browning</i>	101
4.7.2	<i>Snail Trail</i>	101
4.7.3	Pontos Quentes	102
4.8	PERDA DEVIDO AO ÂNGULO DE INCLINAÇÃO E ORIENTAÇÃO	109
4.9	ANÁLISE GLOBAL DAS PERDAS	112
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	115
5.1	SUGESTÕES PARA TRABALHO FUTUROS	118
	REFERÊNCIAS	119
	APÊNDICE A	135

1 INTRODUÇÃO

Muitas fontes alternativas de energia podem ser usadas em vez de combustíveis fósseis. A decisão sobre qual tipo de fonte de energia deve ser utilizada em cada caso deve ser tomada com base em considerações econômicas, ambientais e de segurança. Devido aos aspectos ambientais e de segurança desejáveis, acredita-se amplamente que a energia solar deve ser incentivada, pois pode ser fornecida de maneira sustentável, sem prejudicar o meio ambiente (KALOGIROU, 2009).

Referente à importância da energia elétrica e/ou outras no processo de desenvolvimento de um país é indiscutível, para tanto, o planejamento energético se torna imprescindível. Planejadores trabalham com três objetivos fundamentais: proteção ambiental, desenvolvimento econômico e igualdade social. Essas preocupações fizeram o planejamento tradicional evoluir para um planejamento energético integrado (EPE, 2005) (CAMPBELL, 1996).

O aumento do uso de tecnologias de geração de energia elétrica através de fontes renováveis destacou-se nos últimos anos pela significativa contribuição à matriz energética mundial. Neste cenário, destaca-se a geração por meio de sistemas fotovoltaicos, por ser uma fonte de geração de baixo impacto ambiental, de alta confiabilidade e grande aplicabilidade em centros urbanos (REN 21, 2017).

Ainda há desafios a serem enfrentados para que a energia solar fotovoltaica se torne uma importante fonte de eletricidade em todo o mundo, incluindo política e instabilidade regulatória em muitos países, desafios financeiros e bancários e a necessidade de integrar a energia solar nos mercados e sistemas elétricos de forma justa e sustentável. A energia solar fotovoltaica já desempenha um papel significativo e crescente na geração de eletricidade em vários países, visto que no final de 2018 havia capacidade suficiente em operação em todo o mundo para produzir cerca de 640 TWh de eletricidade por ano, ou seja, 2,4% da geração global anual de eletricidade (REN 21, 2019).

Segundo REN 21 (2019), no ano de 2018 26,2% da energia elétrica gerada no mundo foi proveniente de energias renováveis, sendo 15,8% gerado em hidroelétricas, 5,5% por usinas eólicas, 2,4% por sistemas fotovoltaicos, 2,2% com biomassa e outros 0,4% se dividem entre geotérmica, heliotérmica e oceânica. Esses dados demonstram a capacidade e a variedade de fontes de energia elétrica limpa, onde pode-se gerar energia e não poluir o meio ambiente.

O tema integrador de todas essas iniciativas, no entanto, deve ser uma política energética voltada para a promoção do desenvolvimento sustentável. Não será possível fornecer a energia necessária para levar um padrão de vida decente aos pobres do mundo ou sustentar o bem-estar econômico dos países industrializados de maneiras ambientalmente aceitáveis, se o uso das atuais fontes de energia continuar. O caminho para uma sociedade sustentável requer um uso mais eficiente da energia e uma mudança para uma variedade de fontes de energia renováveis (KALOGIROU, 2009).

O Brasil possui um grande potencial de geração fotovoltaica. Comparando à Alemanha, que é um dos líderes mundiais em sistemas fotovoltaicos instalados, em nosso país no local menos ensolarado é possível gerar mais energia elétrica do que no local mais ensolarado do país europeu. Até o começo de setembro de 2019, a capacidade instalada foi de 3,38 GWp, sendo 2,25 GWp como grande centrais geradoras e 1,13 GWp como geração distribuída inserida no sistema de compensação. Esses valores se mostram tímidos quando comparados com países como China, Estados Unidos, Japão e Alemanha, os quais possuem em suas respectivas matrizes elétricas 175 GW, 60 GW, 55 GW e 40 GW, demonstrando que o setor no Brasil ainda pode ser muito explorado (PEREIRA et al., 2017) (ANEEL, 2019a) (ANEEL, 2019b) (REN 21, 2019).

1.1 PROBLEMA

A demanda global de eletricidade, em 2018, aumentou aproximadamente 4% ou 900 TWh, crescendo quase duas vezes mais rápido que a demanda global por energia. Este foi também o aumento mais rápido desde 2010, quando a economia se recuperou da crise financeira. A demanda por todos os combustíveis aumentou, liderada pelo gás natural, mesmo quando a energia solar e a eólica registraram crescimento expressivo de mais de 20% cada. A maior demanda de energia foi impulsionada pela economia global que cresceu 3,7% em 2018, um ritmo maior do que a média anual de crescimento de 3,5% desde 2010. China, Estados Unidos e Índia juntos representaram quase 70% do aumento demanda energética (GLOBAL STATUS REPORT, 2018) (REN 21, 2019) (ENERDATA, 2019).

Cerca de um quinto do crescimento da demanda de eletricidade no ano de 2018 pode ser atribuído às condições climáticas. A demanda por ar-condicionado

durante o verão teve grande aumento, pois foi o quarto ano mais quente já registrado. Da mesma forma, invernos mais frios do que a média na América do Norte aumentaram a demanda por aquecimento. Na China, a demanda por eletricidade aumentou 8,5% em relação a 2017, um notável aumento em comparação com os últimos anos, sendo liderado pelo setor industrial, incluindo ferro, aço e outros metais, cimento e construção, bem como maior demanda por resfriamento (GLOBAL STATUS REPORT, 2018).

Devido ao rápido desenvolvimento, maiores exigências de conforto, maior mobilidade e crescente aumento da população mundial, o consumo de energia está aumentando ano a ano. No cenário atual, combustíveis fósseis como o carvão, o petróleo e o gás, estão entre as fontes mais utilizadas para atender a energia demandada. O esgotamento de energia fóssil e a degradação ambiental levaram à crescente demanda por energia limpa e renovável (TYAGI et al., 2013) (CHEN et al., 2015).

A crescente evidência de problemas ambientais é devido a uma combinação de vários fatores, uma vez que o impacto ambiental das atividades humanas tem crescido dramaticamente. Isso se deve ao aumento da população mundial, ao consumo de energia e à atividade industrial. Atingir soluções para os problemas ambientais que a humanidade enfrenta hoje requer ações potenciais de longo prazo para o desenvolvimento sustentável. A este respeito, os recursos energéticos renováveis parecem ser uma das soluções mais eficientes e eficazes (KALOGIROU, 2009).

O desempenho das tecnologias fotovoltaicas é normalmente previsto em condições de teste padrão. Nas instalações ao ar livre, os sistemas fotovoltaicos raramente experimentam essas condições (MONDOC e POP, 2010).

Existe uma necessidade real de avaliação de desempenho ao ar livre e monitoramento de tecnologias fotovoltaicas, especialmente para novas tecnologias sem experiência de campo, para estabelecer seu desempenho e os desvios observados nas condições padrão de teste. No entanto, um bom conhecimento de como os parâmetros de projeto fundamentais afetam o desempenho de um sistema de energia fotovoltaica é essencial para prever e alcançar uma maior eficiência de uma planta fotovoltaica (MONDOC e POP, 2010).

Assim, o estudo visa determinar os principais fatores de perdas dos sistemas fotovoltaicos da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, campus Curitiba, com

o intuito de determinar como cada fator interfere na geração de energia solar.

1.2 OBJETIVOS

Nesta seção são apresentados os objetivos geral e específicos do trabalho, relativos ao problema anteriormente apresentado.

1.2.1 Objetivo Geral

Analisar a geração dos sistemas fotovoltaicos instalados na Universidade Tecnológica Federal do Paraná – Campus Curitiba, a fim de determinar e quantificar os principais fatores que afetam na redução do desempenho dos mesmos.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Analisar valores de irradiação diária na cidade de Curitiba, fornecidas pelo INMET e pelo piranômetro da UTFPR;
- Analisar a geração de energia elétrica, disponíveis nas memórias de massa dos inversores dos sistemas fotovoltaicos;
- Determinar os fatores de perdas
- Promover limpeza nos sistemas fotovoltaicos e analisar o impacto da sujeira;
- Coletar dados de pluviosidade na cidade de Curitiba e estudar efeitos de autolimpeza nos painéis;
- Realizar medição de temperatura nos módulos e comparação com valores de temperatura ambiente;
- Analisar efeitos do sombreamento real e forçado dos módulos;
- Verificar a eficiência dos inversores;
- Determinar a diminuição da irradiação no painel fotovoltaico instalado em condições diferentes das ideais;
- Calcular as quedas de tensões CC e CA nos circuitos elétricos;
- Realizar análise qualitativa dos fatores de perdas encontrados.

1.3 JUSTIFICATIVA

Constatando-se problemas ambientais e energéticos mundiais, os sistemas fotovoltaicos são um dos modelos para resolver esses problemas. Dessa forma, esses

sistemas estão se espalhando rapidamente em todo o mundo, embora seja bem sabido que os sistemas fotovoltaicos não requerem profunda manutenção. Muitos problemas, devido à falta de pequenas manutenções, como desconexão, limitação de saída, sombreamento parcial, sujeira são relatados, porém esses problemas não são notados em muitos casos (OKADA et al., 2002).

Um sistema fotovoltaico solar converte a luz solar (ou seja, a radiação solar) diretamente na eletricidade sem a produção intermediária de calor. A radiação solar terrestre varia tanto na densidade como na distribuição espectral e dependendo da posição da Terra do Sol, impactará na geração de energia elétricas nas plantas fotovoltaicas. A instalação de um sistema fotovoltaico em um local específico depende da disponibilidade de radiação solar. Os sistemas fotovoltaicos podem ser inclinados em diferentes ângulos e instalados em diferentes direções, afetando a quantidade de energia capturada pelo Sol e a geração eletricidade fotovoltaica (LAU et al., 2017).

O desempenho do sistema fotovoltaico resulta do desempenho de seus componentes que, por sua vez, são afetados por fatores climáticos e perdas associadas. Quase todos os requisitos do sistema são únicos de alguma forma, de modo que a capacidade de antecipar os desafios no local e projetar o sistema em conformidade pode ajudar a garantir um ótimo desempenho do sistema (MONDOC e POP, 2010).

Os sistemas fotovoltaicos operam de forma limpa e silenciosa e não necessitam de área adicional, visto que o painel fotovoltaico pode ser instalado sobre o telhado da edificação. Essas características fazem da geração fotovoltaica, a forma mais promissora de geração distribuída para o ambiente urbano (URBANETZ JUNIOR et al., 2014a) (URBANETZ JUNIOR et al., 2014b).

1.4 METODOLOGIA

O trabalho está inserido dentro do campo de pesquisa descritiva, onde será realizada uma pesquisa bibliográfica em teses, periódicos, revistas e congressos referente a fatores de perdas em sistemas fotovoltaicos, e também sobre os principais conceitos associados à geração de energia fotovoltaica.

A etapa seguinte, consistirá em coletar os dados de irradiação global horizontal e analisá-los, calcular os respectivos valores de irradiação para os planos inclinados de cada sistema. Também será feita a aquisição de dados da geração

fotovoltaica em cada sistema. Esses dados servem de base para calcular os índices de mérito e fazer uma comparação entre o desempenho dos sistemas fotovoltaicos.

Será realizada a caracterização dos principais fatores de perdas que influenciam na geração de energia, sendo cada um estudado individualmente. Serão quantificados para que se possa dar maior entendimento onde são necessárias melhorias ou investido em manutenção ou correção.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

Capítulo 1 – Introdução: Introdução geral, descrição do problema, justificativa, os objetivos tanto gerais como específicos e o método de pesquisa;

Capítulo 2 – Fundamentação Teórica: São abordados conceitos de radiação solar, energia renovável, revisão de conceitos fundamentais sobre energia solar fotovoltaica, bem como fundamentação sobre diversos fatores de perdas em sistemas fotovoltaicos e índices de mérito para acompanhar o desempenho;

Capítulo 3 – Estudo de caso dos sistemas da UTFPR: Coleta de dados de irradiação e de geração dos sistemas fotovoltaicos, utilização do *software* RADIASOL para cálculo da irradiação no plano dos painéis, cálculos dos índices de mérito;

Capítulo 4 – Estudo e análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos: Serão apresentados os resultados quantitativos para os testes desenvolvido para determinação do efeito de cada um dos fatores de perdas;

Capítulo 5 – Conclusão: Considerações finais, análise dos objetivos atingidos, comparação com outros trabalhos estudados, potenciais contribuições desta pesquisa e sugestões de estudos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 RADIAÇÃO SOLAR

O Sol é uma estrela de aproximadamente 4,5 bilhões de anos, composta por hidrogênio e hélio. Pode ser considerado como uma fonte inesgotável de energia, levando em consideração as estimativas de que irá brilhar por mais 5 bilhões de anos (NASA, 2018) (PEREIRA et al., 2017).

O Sol é a estrela mais próxima da Terra, e sua energia radiante é praticamente a única fonte de energia que influencia os movimentos atmosféricos e nosso clima. O núcleo, com temperatura de cerca de 15×10^6 K, é a região mais densa e mais quente, onde a energia é produzida por reações termonucleares. A superfície do Sol, chamada fotosfera, é composto de gases não homogêneos, sendo as temperaturas nesta região na ordem de 4.000 a 6.000 K (DUFFIE E BECKMAN, 1991) (IQBAL, 1983) (PINHO e GALDINO, 2014).

A radiação solar é a energia advinda do Sol, através da propagação de ondas eletromagnéticas, variando de um comprimento de aproximadamente 30 m (10^7 Hz de frequência), sendo ondas de rádio curtas, até 10^{-10} m (10^{17} Hz de frequência), ondas de raios-X, e é considerada a fonte primária de energia no planeta. Luz visível e infravermelha atingem a superfície, aquecendo o planeta Terra às condições habitáveis (CRESESB, 2018a) (IQBAL, 1983) (NASA, 2018) (OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY, 2018) (PINHO e GALDINO, 2014) (RAUSCHENBACH, 1980) (URBANETZ JUNIOR, 2017a).

Há milhares de anos, os vários gases armazenados dentro da Terra podem ter escapado na forma de gases de efeito estufa. Os gases de efeito estufa são ozônio (O_3), oxigênio (O_2), nitrogênio (N_2), dióxido de carbono (CO_2), monóxido de carbono (CO) e vapor d'água (H_2O). Esses gases se movem em direção ao Sol devida a sua baixa densidade, formando uma camada entre o Sol e a Terra. Essa camada é geralmente referida como a atmosfera da Terra, por estar mais perto da Terra (SEN, 2008) (TIWARI, 2005) (TIWARI et al., 2016).

A energia proveniente do Sol pode atingir diretamente a superfície terrestre ou sofrer diversos efeitos antes que isso ocorra, devido a interações com gases na atmosfera (CO_2 e O_3), vapor d'água, partículas suspensas de aerossóis e nuvens (BENEDITO, 2009) (PEREIRA et al., 2017).

A Terra gira em torno do Sol em um caminho ligeiramente elíptico, que dá origem a variações anuais na intensidade solar. A inclinação do eixo de rotação da Terra em $23,5^\circ$ produz a variação de verão e inverno na elevação do Sol acima do horizonte da Terra (DUFFIE e BECKMAN, 1991) (LODI, 2011) (RAUSCHENBACH, 1980).

Todas as regiões do planeta Terra recebem radiação solar, ao menos parte do ano. O montante de radiação solar que chega até algum local da superfície terrestre varia de acordo com as condições atmosféricas, localização geográfica, hora do dia, estação do ano, clima e paisagem local (ANEEL, 2018) (LI et al., 2015) (OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY, 2018).

A distância entre o Sol e o planeta Terra varia entre $1,47 \times 10^8$ e $1,52 \times 10^8$ km, com isso a irradiância solar incidente oscila entre 1.325 W/m^2 e 1.412 W/m^2 . O valor médio da distância é considerado $1,50 \times 10^8$ km e a irradiância solar média, também conhecida como constante solar (G_{cs}), é de 1.366 W/m^2 (PEREIRA et al., 2017) (PINHO e GALDINO, 2014) (URBANETZ JUNIOR, 2010).

Considerando-se que o raio do planeta Terra é de aproximadamente 6.371 km ($6,371 \times 10^6 \text{ m}$), e levando em consideração o valor da constante solar, 1.366 W/m^2 , usando a Equação 1, calcula-se a potência total disponibilizada pelo Sol à Terra, na camada extraterrestre (PINHO e GALDINO, 2014).

$$P = G_{cs} \times \pi \times r^2 = 1366 \times \pi \times (6,371 \times 10^6)^2 = 1,74 \times 10^{17} \text{ W} \quad (1)$$

Segundo observações dos fluxos de energia no planeta Terra, 46% da energia é refletida diretamente pela atmosfera, sendo os 54% restante absorvidos ou refletidos pela superfície terrestre. Assim, de toda a energia que chega até o topo da atmosfera, cerca de $9,4 \times 10^{16} \text{ W}$ chegam efetivamente até a superfície do planeta (PINHO e GALDINO, 2014).

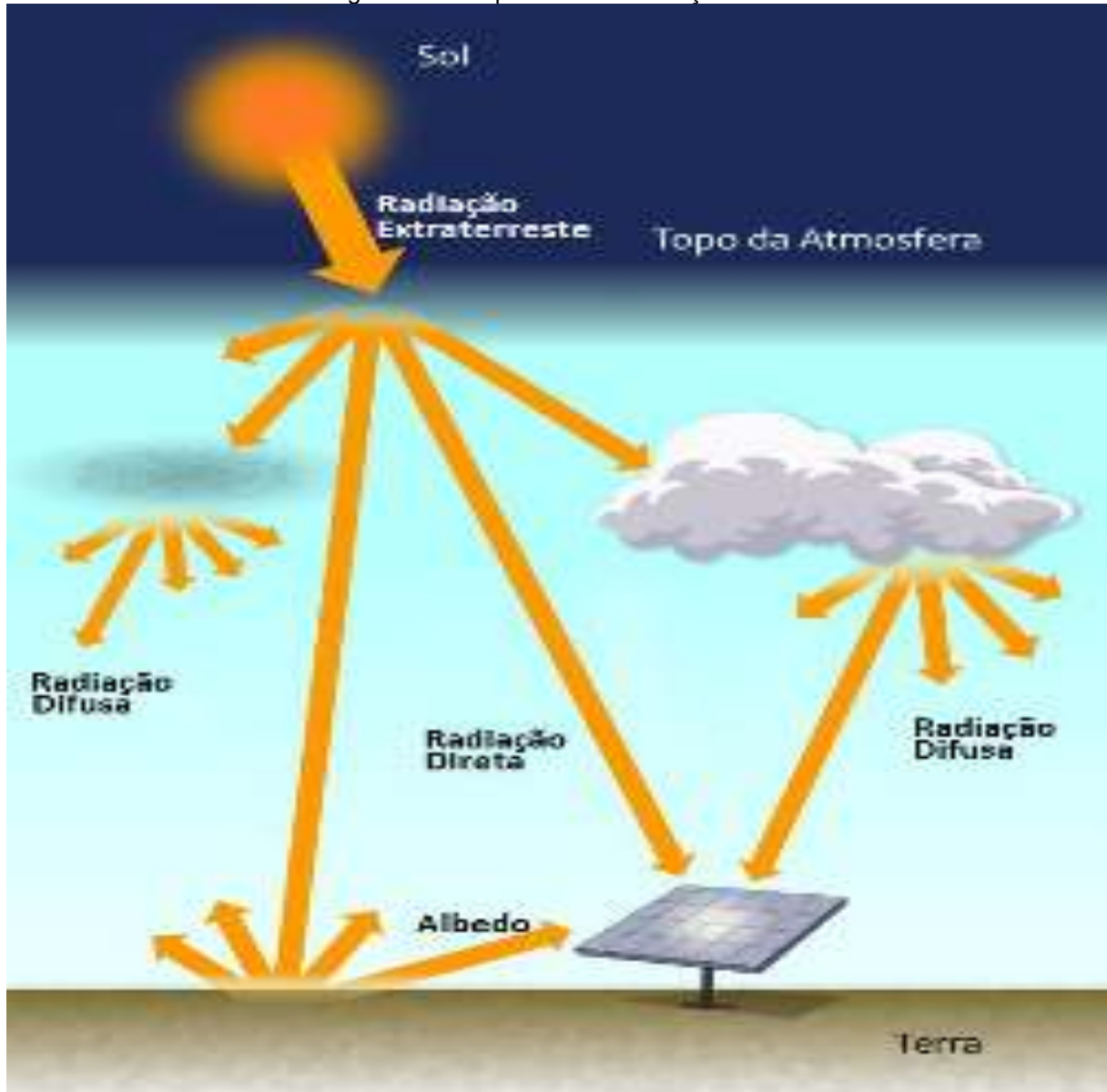
O consumo mundial de energia, no ano de 2018, foi de aproximadamente $16,74 \times 10^{16} \text{ Wh}$. Sabendo que chegam até a superfície terrestre $9,4 \times 10^{16} \text{ Wh}$, pode-se concluir que num intervalo de pouco mais de uma hora e meia, o Sol fornece mais energia à superfície do planeta Terra do que o consumo mundial em um ano (ENERDATA, 2019) (PINHO e GALDINO, 2014).

Para aplicações terrestres, após os efeitos de espalhamento e absorção, que ocorrem na atmosfera, a resultante da irradiância é de aproximadamente 1.000 W/m^2 ,

valor considerado ao meio dia, para dias sem nuvens (PEREIRA et al., 2017) (URBANETZ JUNIOR, 2010).

Na Figura 1, estão ilustrados os principais componentes da radiação solar, os quais são apresentados e definidos pela NBR 10899, que foi desenvolvida com o intuito de padronizar as terminologias sobre energia solar fotovoltaica (ABNT, 2013).

Figura 1 – Componentes da radiação solar



Fonte: Adaptado de PEREIRA et al., 2017.

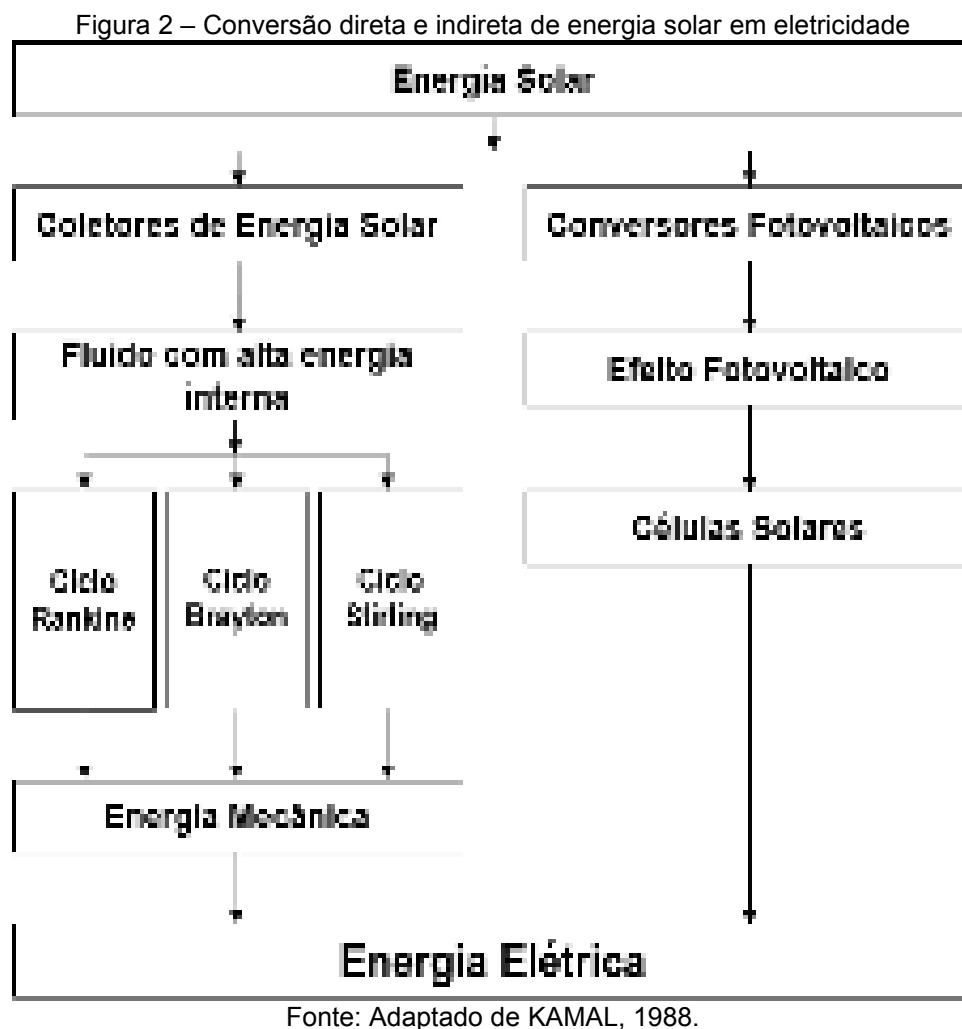
- a) Radiação solar: Forma de transferência de energia advinda do Sol, através da propagação de ondas eletromagnéticas (ou fótons);
- b) Irradiância solar (G): Taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície, por unidade de área desta superfície, normalmente medida em watt por metro quadrado (W/m^2);

- c) Irradiância difusa (G_{DIF}): Potência radiante do céu, recebida em uma unidade de área em uma superfície horizontal, excluída a irradiância direta;
- d) Irradiância direta (G_{DIR}): Irradiância solar incidente em uma superfície, sem ter sido espalhada pela atmosfera, podendo ser normal ou horizontal. A irradiância direta horizontal tem que considerar o cosseno do ângulo de incidência;
- e) Irradiância global (G_{HOR}): Potência radiante solar, recebida em uma unidade de área em uma superfície horizontal, sendo igual à irradiância direta no plano horizontal mais a irradiância difusa;
- f) Irradiância total (G_{TOT}): Potência radiante solar total com as componentes direta, difusa e de albedo, recebida em uma unidade de área em uma superfície com inclinação qualquer;
- g) Irradiação solar: Irradiância solar integrada durante um intervalo de tempo especificado, normalmente uma hora ou um dia, medida em watt hora por metro quadrado (Wh/m^2) ou Joule por metro quadrado (J/m^2), sendo simbolizada por “I”, quando integrada no tempo de uma hora, ou por “H”, quando integrada no tempo de um dia;
- h) Irradiação difusa: Irradiância difusa integrada durante um intervalo de tempo especificado, normalmente uma hora ou um dia, simbolizada por “ I_{DIF} ” ou “ H_{DIF} ”, respectivamente;
- i) Irradiação direta: Irradiância direta integrada durante um intervalo de tempo especificado, normalmente uma hora ou um dia, simbolizada por “ I_{DIR} ” ou “ H_{DIR} ”, respectivamente;
- j) Irradiação global: Irradiância global integrada durante um intervalo de tempo especificado, normalmente uma hora ou um dia, simbolizada por “ I_{HOR} ” ou “ H_{HOR} ”, respectivamente;
- k) Irradiação total: Irradiância total integrada durante um intervalo de tempo especificado, normalmente uma hora ou um dia, simbolizada por “ I_{TOT} ” ou “ H_{TOT} ”, respectivamente;
- l) Massa de ar (AM): Razão entre o caminho ótico percorrido pelos raios solares na atmosfera e o caminho vertical na direção de zênite ao nível do mar;

- m) Albedo (G_{ALB}): Índice relativo à fração da potência radiante solar, recebida em uma unidade de área, devida à refletância dos arredores e do solo onde está instalado um dispositivo.

2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Como pode ser visto na Figura 2, a energia solar pode ser convertida em energia mecânica em um sistema termodinâmico convencional. Alternativamente, a energia solar pode ser convertida diretamente em eletricidade, através de módulos solares fotovoltaicos. Esta pesquisa se concentrará, no entanto, no método de conversão direta (KAMAL, 1988).



O efeito fotovoltaico foi descoberto em 1839, pelo cientista francês Alexander-Edmond Becquerel (1820-1891), observando que ao iluminar um eletrodo imerso em solução eletrolítica, surgia uma diferença de potencial entre os eletrodos. A energia é obtida de forma estática e silenciosa, por não haver movimentação mecânica, não-

poluente e renovável (BRAUN-GRAMBOLLE, 2010) (PINHO e GALDINO, 2014) (RÜTHER, 2004) (VIANA, 2010) (VILLALVA, 2010).

Atualmente, o efeito fotovoltaico é explicado como a conversão direta da energia da luz (espectro visível) em energia elétrica. Para realizar essa conversão, são utilizadas células fotovoltaicas, que é definida como um conversor fotovoltaico elementar, a qual foi desenvolvida para a conversão da energia solar em energia elétrica. A célula solar fotovoltaica é constituída por uma junção p-n de material semicondutor, e recoberta por uma película anti refletora na face frontal. Contatos elétricos são integrados nas superfícies frontal e posterior, destinados a fornecer tensão e corrente à uma carga (DIAS, 2006) (PEREIRA JUNIOR, 2011) (PINHO e GALDINO, 2014) (STRANGUETO, 2012).

Somente na década de 1950, mais de um século depois da descoberta de Becquerel, é que foi fabricada a primeira célula fotovoltaica. Os laboratórios Bell, nos Estados Unidos da América, produziram a primeira célula solar de silício, para a geração de energia elétrica. Inicialmente, a produção das células era bastante cara, comparada com fontes convencionais de energia (combustíveis fósseis), fazendo com que o seu desenvolvimento fosse realizado por empresas do setor de telecomunicações, as quais buscavam soluções por fontes de energia para sistemas instalados em localidades remotas (CRESCESB, 2006) (LOPES, 2013) (PINHO e GALDINO, 2014) (STRANGUETO, 2012).

Entre as décadas de 50 e 60, período conhecido como a corrida espacial, impulsionou-se o desenvolvimento científico, pela necessidade de energia para permanecer longo período no espaço e para os satélites. Com a crise do petróleo na década de 70, percebeu-se a exagerada dependência dos combustíveis fósseis, e a necessidade de buscar fontes alternativas às essas fontes. A partir de então, esforços significativos foram direcionados para o aproveitamento de outras fontes de energia, como por exemplo, a energia solar. No entanto, pela baixa capacidade competitiva no mercado, não houve popularização. Somente no final da década de 90 houve um aumento significativo na produção de células solares fotovoltaicas. Ao fim dos anos 2010, a produção de células fotovoltaicas atingiu a magnitude de giga Watts (CRESCESB, 2006) (GERALDI, 2013) (STRANGUETO, 2012) (VANNI, 2008) (VARELLA, 2009).

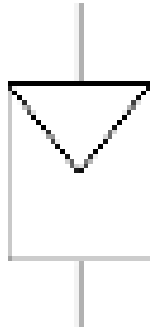
Existem muitos materiais utilizados para a fabricação de células fotovoltaicas, entre elas, destacam-se silício monocristalino (m-Si) e o policristalino (p-Si). Os filmes

finos, como o silício amorfo (a-Si), o microcristalino (μ -Si) e o telureto de cádmio (CdTe) e também as células orgânicas (OPV) (ALMEIDA, 2012) (GERALDI, 2013) (RÜTHER, 2004) (STRANGUETO, 2012).

Novamente com base na NBR 10899, serão apresentados alguns conceitos do que compõem um sistema fotovoltaico (ABNT, 2013).

- a) Célula fotovoltaica: Dispositivo fotovoltaico elementar especificamente desenvolvido para realizar a conversão direta de energia solar em energia elétrica;
- b) Módulo fotovoltaico: Unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica, representada pela Figura 3, onde o triângulo indica o polo positivo;

Figura 3 – Símbolo de módulos fotovoltaico



Fonte: ABNT, 2013.

- c) Condições padrão de ensaio (STC): Condições de ensaio especificadas na IEC 60904-3 para células e módulos fotovoltaicos. NOTA: Termo equivalente, em inglês, *Standard Test Conditions* (STC);
- d) Potência de pico ou nominal: Potência de saída de um gerador fotovoltaico, sob as condições padrão de ensaio. A unidade de medida utilizada para a potência de pico ou nominal é o Watt pico (Wp);
- e) Corrente de curto-circuito (I_{sc}): Corrente de saída de um gerador fotovoltaico, na condição de curto-circuito e para valores preestabelecidos de temperatura e irradiância. NOTA: Termo equivalente, em inglês, *short circuit current* (I_{sc});
- f) Tensão de circuito aberto (V_{oc}): Tensão gerada através de um gerador fotovoltaico sem carga (aberto), para valores preestabelecidos de temperatura e irradiância. NOTA: Termo equivalente, em inglês, *open circuit voltage* (VOC);

- g) Inversor: Conversor estático de potência que converte a corrente contínua do gerador fotovoltaico em corrente alternada.

A norma NBR 11704 de 2008, intitulada, Sistemas Fotovoltaicos – Classificação divide os sistemas fotovoltaicos em: Sistema fotovoltaico conectado à rede de energia elétrica (SFVCR) e sistema fotovoltaico isolado da rede de energia elétrica (SFVI). Ambos os sistemas serão apresentados.

2.2.1 Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFVCR)

O sistema fotovoltaico conectado à rede, pode ser definido como a transformação da energia solar em energia elétrica, e a possibilidade de permutá-la com a rede elétrica da concessionária. Os consumidores são alimentados pela rede elétrica e o sistema fotovoltaico atua como fonte complementar de energia (MACEDO, 2006) (VILLALVA, 2010).

Um sistema fotovoltaico conectado à rede é constituído por um bloco gerador e um bloco de condicionamento de potência, ou basicamente, módulos fotovoltaicos e inversor. Juntos, formam um conjunto de equipamentos com finalidade de converter a energia radiante do Sol em energia elétrica e disponibilizá-la para uso instantâneo ou injeção na rede de distribuição da concessionária (BENEDITO, 2009) (PINHO e GALDINO, 2014) (URBANETZ JUNIOR, 2010).

O bloco gerador é composto por células fotovoltaicas, que é a parte elementar de um módulo fotovoltaico, pois é onde ocorre a conversão direta da luz do Sol em eletricidade (efeito fotovoltaico). Um módulo é a associação série/paralelo de células. Para instalações em pequena ou grande escala, os módulos são associados (formando um painel FV) a fim de obter-se os valores de potência necessários (PINHO e GALDINO, 2014) (URBANETZ JUNIOR, 2010).

O bloco de comissionamento de potência é formado por um ou mais inversores e dispositivos de proteção. Os inversores convertem a energia foto gerada em corrente contínua para corrente alternada, com características similares às da rede de distribuição, como tensão, frequência, forma de onda, etc. (BENEDITO, 2009) (PINHO e GALDINO, 2014) (RODRÍGUEZ, 2002) (URBANETZ JUNIOR, 2010).

Em um SFVCR, não há a necessidade de acumuladores de energia e as cargas podem utilizar tanto a energia fotovoltaica quanto a energia advinda da rede elétrica local. As cargas são constantemente alimentadas e quando há mais geração

fotovoltaica do que consumo, o excedente é injetado na rede, disponibilizando essa energia para os outros consumidores, reduzindo assim a geração de energia elétrica pelas fontes convencionais (hidrelétrica e termelétricas), representando uma fonte complementar ao sistema elétrico. Em períodos com baixo índice de irradiância, ao amanhecer, anoitecer ou dias chuvosos, a rede irá fornecer a energia elétrica necessária (APOLONIO, 2014) (FUSANO, 2013) (GAZOLI, 2011) (LISITA JUNIOR, 2005).

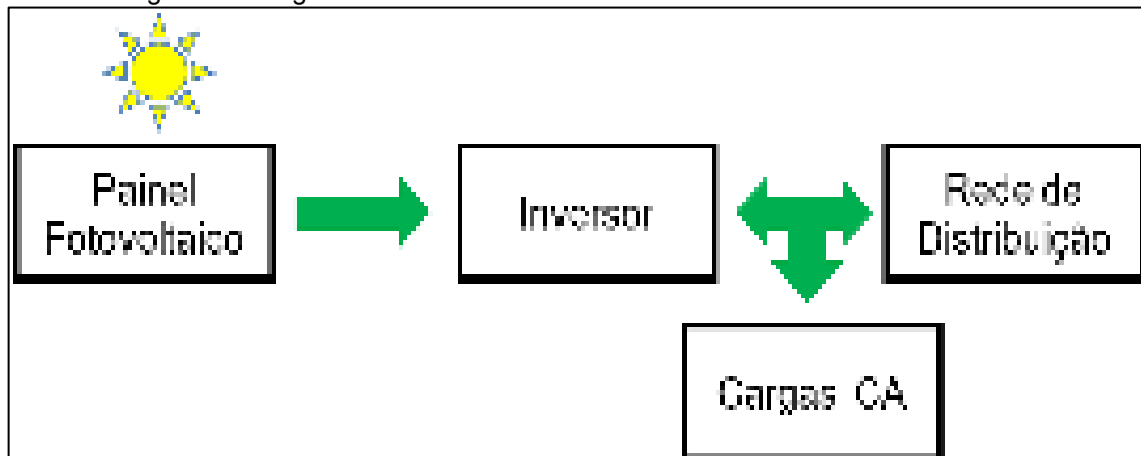
OS SFVCRs se tornaram populares no Brasil devido às mudanças na regulação, promovidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2012 e atualizadas em 2015, pela REN 687, onde foram estabelecidas condições gerais para a mini e microgeração distribuídas (ANEEL, 2015) (MARIANO, 2017) (TONIN, 2017) (VILLAMARIM JUNIOR, 2016).

Os SFVCRs podem ser construídos como grandes centrais fotovoltaicas, as quais possuem os mesmos princípios das usinas convencionais, tendo como característica a centralização da geração e a necessidade de subestação e utilização de linhas de transmissão. As desvantagens desses métodos são a necessidade de investimentos em linhas de transmissão (a geração fica longe do centro de consumo), as respectivas perdas elétricas e a utilização de grandes áreas para a construção do empreendimento (BENEDITO, 2009) (GAZOLI, 2011) (VILLALVA, 2010).

Outra possibilidade é a instalação descentralizada, onde a geração é feita perto do ponto de consumo, como em telhados de casa, indústrias, prédios, caracterizando assim a geração distribuída de energia elétrica. Tem como princípios o aproveitamento de áreas que não seriam ocupadas (telhados), ou até mesmo utilização como material de revestimento ou cobertura, modularidade, sendo que podem ser ampliadas conforme necessidade. As principais vantagens são o alívio da demanda da rede de distribuição durante o dia, intercâmbio de energia com a rede elétrica, redução de perdas de transmissão e distribuição, redução da emissão de gases poluentes, elevada produtividade pois toda a energia disponibilizada pelos módulos é utilizada e a ausência do conjunto de baterias que são caras e tem vida útil reduzida, se comparada com o resto do sistema (FUSANO, 2013) (LISITA JUNIOR, 2005) (LOPES, 2013) (MACEDO, 2006) (RODRÍGUEZ, 2002) (URBANETZ JUNIOR, 2010).

Na Figura 4, está representado um diagrama de blocos do sistema fotovoltaico conectado à rede.

Figura 4 – Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte: Autoria própria, 2018.

Na Figura 5, está representado um sistema completo, instalado em uma residência, com as conexões elétrica e o fluxo de potência do sistema.

Figura 5 – Sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte: Adaptado de RODRÍGUEZ, 2002.

2.2.2 Sistema Fotovoltaico Isolado (SFI)

Nos sistemas fotovoltaicos isolados, o usuário não possui conexão com o sistema público de distribuição de energia, seja por restrições técnicas, ambientais ou

desinteresse comercial das concessionárias (BENEDITO, 2009) (TONIN, 2017).

Os sistemas fotovoltaicos isolados podem ter potência na ordem de miliwatts a vários quilowatts. Os exemplos vão desde calculadoras e relógios solares até instalações que são capazes de fornecer energia elétrica a um ou vários edifícios em áreas remotas. Em sistemas residenciais, são dimensionados para aparelhos como lâmpadas, televisão, rádio e pequenos refrigeradores (GOETZBERGER e HOFFMANN, 2005).

Em instalações residenciais, a fim de garantir o fornecimento do sistema isolado com energia elétrica também nos momentos sem radiação (à noite) ou com radiação muito baixa (com uma forte cobertura de nuvens), o SFVI possui armazenamento integrado (GOETZBERGER e HOFFMANN, 2005) (GAZOLI, 2011).

Um sistema fotovoltaico isolado também é constituído por um bloco gerador e um bloco de condicionamento de potência, mas adicionalmente possui um bloco de armazenamento. Os mesmos módulos fotovoltaicos podem ser usados tanto em sistemas isolados quanto em sistemas conectados à rede (PINHO e GALDINO, 2014).

O bloco de condicionamento de potência é composto pelo controlador de carga, o qual é absolutamente necessário para a operação eficiente das baterias, ajudando a prolongar sua vida útil, pois evita cargas e descargas excessivas e profundas. Conta também com um inversor *off grid*, para alimentar as cargas CA (SANTOS, 2013) (MAGALHÃES, 2016) (PINHO e GALDINO, 2014) (GOETZBERGER e HOFFMANN, 2005).

O bloco de armazenamento é formado por baterias ou outros acumuladores de energia, para dissociar as horas de geração do horário de consumo. Os acumuladores são abastecidos enquanto há geração fotovoltaica e posteriormente, quando não há mais geração fotovoltaica, fornecem energia para as cargas (SANTOS, 2013) (MAGALHÃES, 2016) (PINHO e GALDINO, 2014).

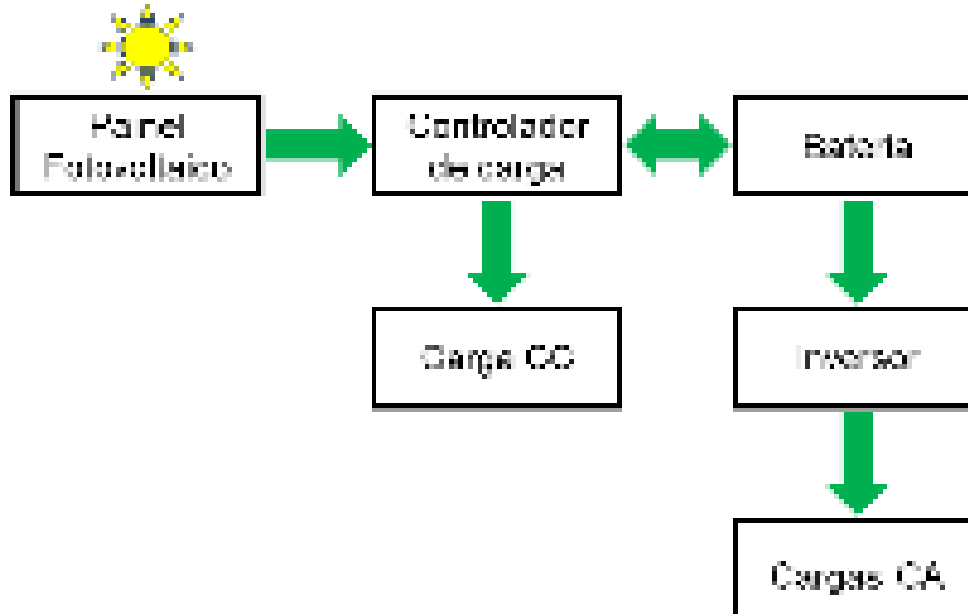
Os sistemas fotovoltaicos isolados apresentam a desvantagem da necessidade do uso das baterias, às quais reduzem a eficiência do sistema, possuem alto custo de aquisição e são construídas, na sua grande maioria, a partir de elementos tóxicos (SANTOS, 2013).

As aplicações mais comuns de SFVI são em comunidades isoladas da rede elétrica, como em ilhas ou população ribeirinha, alimentação de baterias de veículos elétricos, postes de iluminação, bombas d'água, dessalinização de água, sistema de sinalização terrestre ou marítima, telecomunicações, entre outros (BENEDITO, 2009)

(GAZOLI, 2011) (SHAYANI, 2006) (TONIN, 2017).

Na Figura 6, é apresentado um diagrama de blocos do sistema isolado.

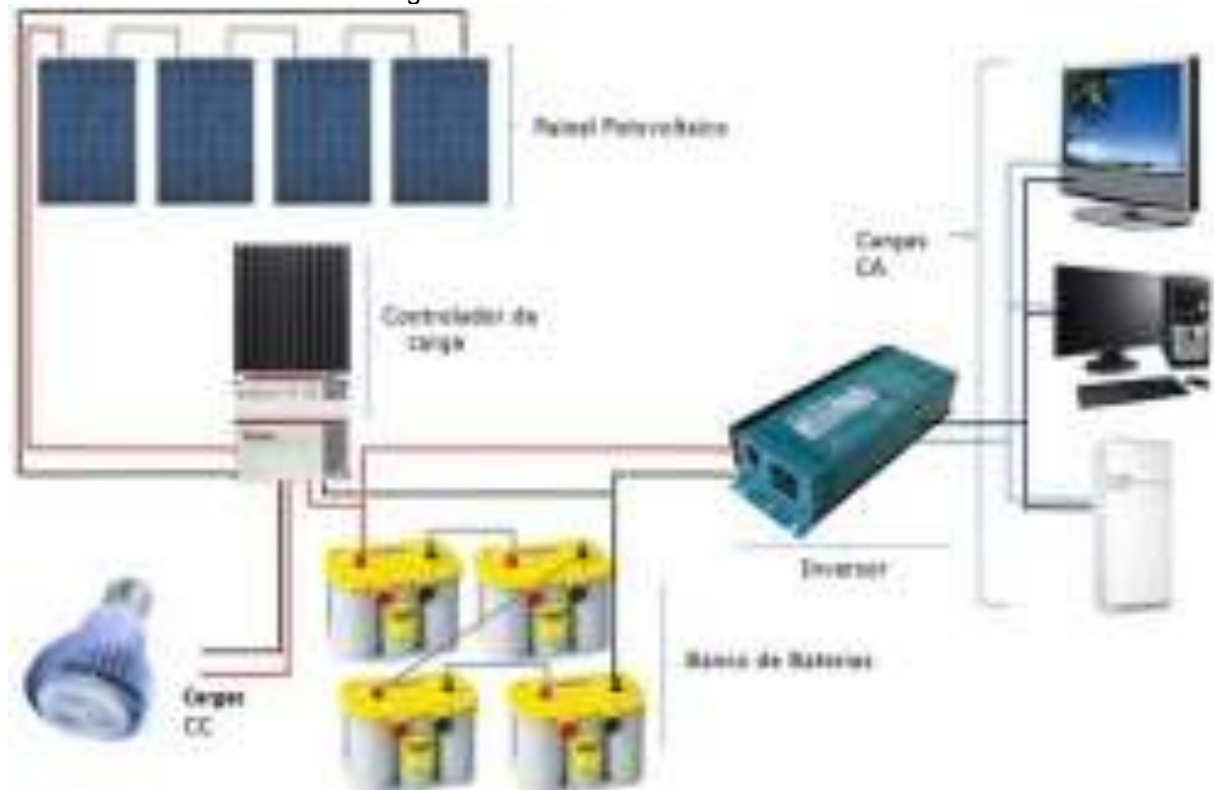
Figura 6 – Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico isolado



Fonte: Autoria própria, 2018.

Na Figura 7, é apresentada uma visão mais real do sistema isolado, demonstrando as cargas e os tipos de ligação.

Figura 7 – Sistema fotovoltaico isolado



Fonte: Adaptado de URBANETZ JUNIOR, 2017b.

2.3 FATORES DE PERDAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

As perdas do sistema fotovoltaico fazem com que a energia efetivamente entregue à rede elétrica seja menor que a energia produzida pelos módulos fotovoltaicos. O desempenho do sistema solar fotovoltaico é altamente dependente da localização geográfica, bem como do projeto do sistema. Portanto, para desenvolver um sistema eficiente, precisa-se de ferramentas de projeto e previsão eficientes (KING et al., 2002) (RAJ et al., 2016) (VERMA e SINGHAL, 2015).

A eficiência dos módulos FV é normalmente previsto em condições laboratoriais padrão, STC, de irradiância solar 1.000 W/m^2 , massa de ar de 1,5 e temperatura de 25°C . Nas instalações ao ar livre, os sistemas fotovoltaicos raramente experimentam essas condições simultaneamente. Não há uma maneira padrão de prever seu desempenho, mas 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, é a melhor solução (CHITAKE e SADAWARTE, 2015) (GREGG et al., 2005) (HULD et al., 2013).

Existe uma necessidade real de avaliação e monitoramento de desempenho ao ar livre de tecnologias FV, especialmente para novas tecnologias sem experiência de campo, para estabelecer seu desempenho e os desvios observados nas condições STC. No entanto, um bom conhecimento de como os parâmetros de projeto fundamentais afetam o desempenho de um sistema de energia fotovoltaica é essencial para prever e alcançar maior eficiência de uma planta fotovoltaica (HICKEL, 2017) (MONDOC e POP, 2010).

Os sistemas fotovoltaicos apresentam diversos fatores de perdas de energia elétrica, desde os módulos fotovoltaicos até o ponto de conexão. Existem várias condições ambientais que afetam a geração de um sistema de energia fotovoltaica, as quais devem ser levados em consideração para que se tenha expectativas realistas sobre os resultados (ALMEIDA, 2012) (CHITAKE e SADAWARTE, 2015).

O desempenho do sistema fotovoltaico resulta do desempenho de seus componentes que, por sua vez, são afetados por fatores climáticos e perdas associadas. Quase todos os requisitos do sistema são únicos de alguma forma, portanto a capacidade de antecipar os desafios no local e projetar o sistema em conformidade pode ajudar a garantir um ótimo desempenho do sistema fotovoltaico (MONDOC e POP, 2010) (UEDA et al., 2006).

Os principais fatores de perdas em sistemas fotovoltaicos são a sujeidade, a temperatura, o sombreamento, as perdas no inversor, o descasamento de módulos (*mismatch*), perdas na fiação elétrica nos lados CC e CA, a degradação dos módulos e o ângulo de incidência solar. Todos serão estudados e revisados.

2.3.1 Perda por Sujidade

Na atmosfera terrestre há a presença de particulados com diferentes formas e tamanho, como poluição, poeira e materiais orgânicos. Quando essas matérias se depositam sobre os módulos fotovoltaicos, criam uma barreira, dificultando a irradiância solar de atingir as células, consequentemente, reduzem a potência elétrica de saída do módulo. O acúmulo de material é chamado de sujeidade e afeta o desempenho do sistema fotovoltaico (BEATTIE et al., 2012) (HICKEL, 2017) (SILUK, 2017).

Sujeidade é um termo geralmente aplicado a partículas sólidas minúsculas, que estão presentes na atmosfera a partir de várias fontes, como poeira levantada pelo vento, movimento de pedestres e veículos (queima de combustíveis), erupções vulcânicas, minerais (areia, argila ou calcário), poluição, fungos, bactérias, células ou dejetos animais, vegetação, microfibras (de tecidos) que são onipresentes e facilmente espalhados na atmosfera e, consequentemente, se acomodam. As características do assentamento nos sistemas fotovoltaicos são determinadas pelo ambiente local, variando em cada região do planeta (MANI e PILLAI, 2010) (PAUDYAL e SHAKYA, 2016) (SILUK, 2017).

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. As características da sujeidade são tipicamente representadas por tamanho e distribuição, formato de densidade, composição química e carga. As condições ambientais importantes que afetam essas características são umidade, vento (variação na velocidade, direção e magnitude) e variações sazonais. Se a umidade for alta, a viscosidade das partículas de sujeira no painel fotovoltaico aumentará e o efeito da limpeza pelo vento será reduzido, por exemplo (BHOL et al., 2015) (PAUDYAL e SHAKYA, 2016) (URREIOLA et al., 2016).

O ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico desempenha um papel

importante no fator de perda por sujeira e na frequência de limpeza dos módulos fotovoltaicos em qualquer local. Considerando o efeito da gravidade, as superfícies horizontais tendem a acumular mais poeira do que as inclinadas, assim, recomenda-se que mesmo em áreas próximas a linha do Equador, que o sistema fotovoltaico seja instalado com uma inclinação mínima de 10° , para acumular menos sujeira e favorecer a autolimpeza (TAMIZHMANI et al., 2016) (MANI e PILLAI, 2010) (PINHO e GALDINO, 2014).

Quando os módulos estão instalados com alguma inclinação, na maioria dos casos, o módulo fotovoltaico é lavado pela chuva, no entanto, sujeira como excrementos de pássaros podem ficar grudadas mesmo após chuvas fortes, sendo assim necessária a intervenção com limpeza manual, com água e um pano de tecido, tendo cuidado para não danificar o módulo (NASCIMENTO, 2013) (MONDOC e POP, 2010) (PINHO e GALDINO, 2014) (VERMA e SINGHAL, 2015).

A parte mais crítica de um módulo é a borda inferior, especialmente com inclinações mais baixas, pois ocorre acúmulo de sujeira na borda da moldura. Na Figura 8, são apresentados dois módulos do sistema FV do Escritório Verde (EV) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), ilustrando a presença de sujeira (MONDOC e POP, 2010).

Figura 8 – Sujidade nos módulos fotovoltaicos do Escritório Verde da UTFPR



Fonte: Autoria própria, 2018.

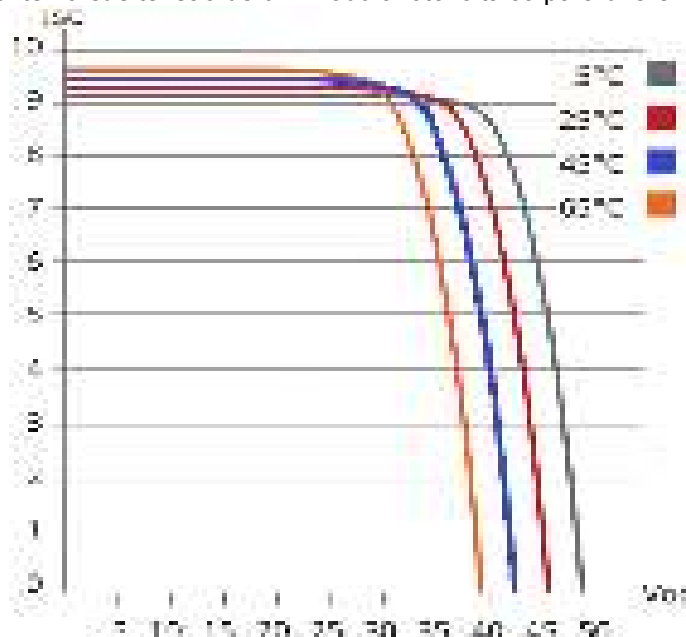
2.3.2 Perda por Temperatura

A temperatura do módulo é um parâmetro que tem grande influência no comportamento de um sistema fotovoltaico, pois altera a eficiência do sistema e a energia gerada. Os efeitos de temperatura são o resultado de uma característica natural principalmente de módulos baseados em células de silício cristalino. Compreender o efeito da temperatura em sistemas fotovoltaicos é importante para maximizar a potência de saída em diferentes climas (CHIKATE e SADAWARTE, 2015) (KALOGIROU, 2009) (MONDOC e POP, 2010).

O efeito que a temperatura de operação de uma célula fotovoltaica tem sobre sua eficiência elétrica é bastante estudado. Existem muitas correlações que expressam a temperatura da célula fotovoltaica, em função de variáveis climáticas como a temperatura ambiente e a velocidade do vento local, bem como a irradiância solar (MONDOC e POP, 2010) (SKOPLAKI e PLAYVOS, 2009).

Um módulo fotovoltaico tem uma curva característica de tensão e corrente (curva $I \times V$) única, com um ponto de máxima potência (MPP do inglês *maximum power point*) exclusivo para cada condição de irradiação e temperatura. Um aumento na temperatura do módulo fotovoltaico diminui a potência de saída, alterando valores de tensão e corrente, conforme ilustrado na Figura 9, onde há o efeito da variação de temperatura de um módulo mantendo a irradiância constante, em 1.000W/m^2 (SAWARAJ et al., 2016).

Figura 9 – Corrente versus tensão de um módulo fotovoltaico para diferentes temperaturas

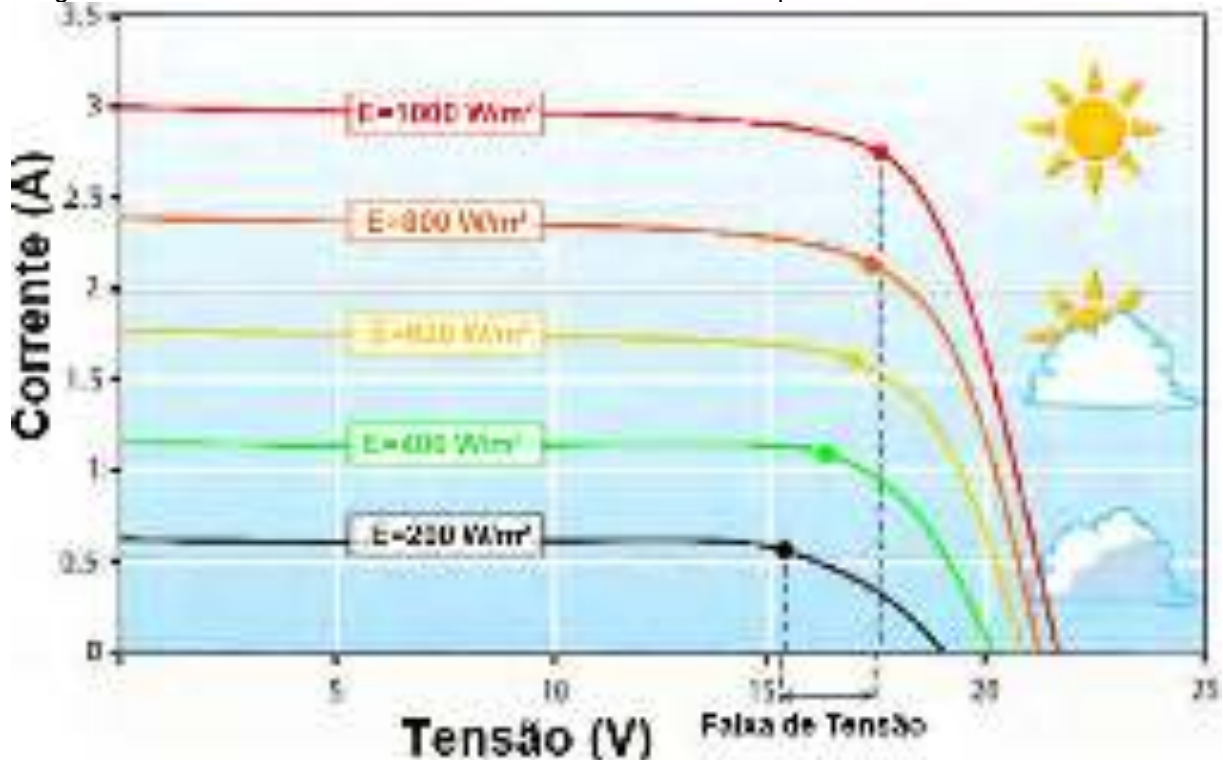


Fonte: Adaptado de CANADIAN, 2018.

Como as condições ambientais estão mudando constantemente, a fim de melhorar a eficiência do módulo fotovoltaico é recomendado manter o módulo fotovoltaico à baixa temperatura e garantir que o módulo fotovoltaico opere no seu MPP (SAWARAJ et al., 2016).

O efeito fotovoltaico se relaciona com a incidência solar, e não com o calor emitido por ele, assim, existe uma relação diretamente proporcional entre a irradiação incidente no módulo e a energia produzida, como pode ser visualizado na Figura 10 (HICKEL, 2017).

Figura 10 – Corrente *versus* tensão de um módulo fotovoltaico para diferentes níveis de irradiância



Fonte: Adaptado de DGS, 2008.

Contudo, nem toda a irradiância absorvida é convertida em eletricidade, sendo uma parcela convertida em calor. Conforme a Figura 9, observa-se que o efeito principal do aumento da temperatura ocorre na tensão de circuito aberto, que diminui com o aumento da temperatura, assim, a eficiência diminui. Por outro lado, a corrente de curto-circuito aumenta ligeiramente com o aumento da temperatura (HICKEL, 2017) (VITTI e ALVARES, 2006).

Os fabricantes de módulos fotovoltaicos fornecem na folha de dados técnicos (*datasheet*), valores de coeficientes de tensão de circuito aberto (beta), corrente de curto circuito (alfa) e potência nominal (gama), em relação a temperatura. Esses valores são importantes para que se possa estimar valores reais de operação em um

sistema fotovoltaico. A tensão de circuito aberto diminui significativamente com o aumento da temperatura, com valores em torno de $-0,31\%/^{\circ}\text{C}$, enquanto a corrente tem leve aumento, com valores de $0,05\%/^{\circ}\text{C}$. Consequentemente, a potência apresenta redução em função do aumento da temperatura, na ordem de $-0,41\%/^{\circ}\text{C}$ (CANADIAN, 2018) (DGS, 2008) (HICKEL, 2017) (SCHWINGSHACKL et al., 2013).

À medida que a temperatura aumenta, a tensão de circuito aberto V_{oc} diminui, portanto, as células fotovoltaicas têm um coeficiente de temperatura negativo de V_{oc} . A célula apresenta praticamente o mesmo valor de corrente, porque os carregadores de carga são liberados em um potencial menor. À medida que a temperatura aumenta, novamente o intervalo de banda do semiconductor intrínseco encolhe, significando que mais energia incidente é absorvida porque uma maior porcentagem da luz incidente tem energia suficiente para aumentar os carregadores de carga da banda de valência para a banda de condução. A corrente aumenta para um determinado isolamento e as células FV têm um coeficiente de temperatura positivo de I_{sc} (CHIKATE e (KALOGIROU,2009) (KING et al., 2002) (MONDOC e POP, 2010) SADAWARTE, 2015).

Na Figura 11, é apresentado um método de coleta de dados de temperatura de um módulo FV utilizando um multímetro. Nota-se que o medidor foi inserido na parte posterior, para não haver interferência dos raios solares diretos, que podem aumentar ainda mais a temperatura.

Figura 11 – Medição de temperatura em um módulo FV



Fonte: Autoria própria, 2018.

2.3.3 Perda por Sombreamento

Instalação de sistemas fotovoltaicos estão sujeitas a sombreamento, que podem ocorrer devido a obstruções próximas, como árvores, postes, torres, chaminés, ou até mesmo por um módulo ou painel adjacente, sendo mais comum no início do dia ou final da tarde, pois o ângulo mais baixo do Sol propicia. Há também a ocorrência devido a estruturas distantes, como prédios ou nuvens. O impacto do sombreamento depende do tipo de módulo, quão sombreado está o painel e a configuração do sistema. Na Figura 12, é apresentado um exemplo de sombreamento devido a um poste de iluminação pública (ALMEIDA, 2012) (DE MELO, 2012) (DELINE, 2010).

Figura 12 – Sombreamento de um painel fotovoltaico



Fonte: DELINE, 2010.

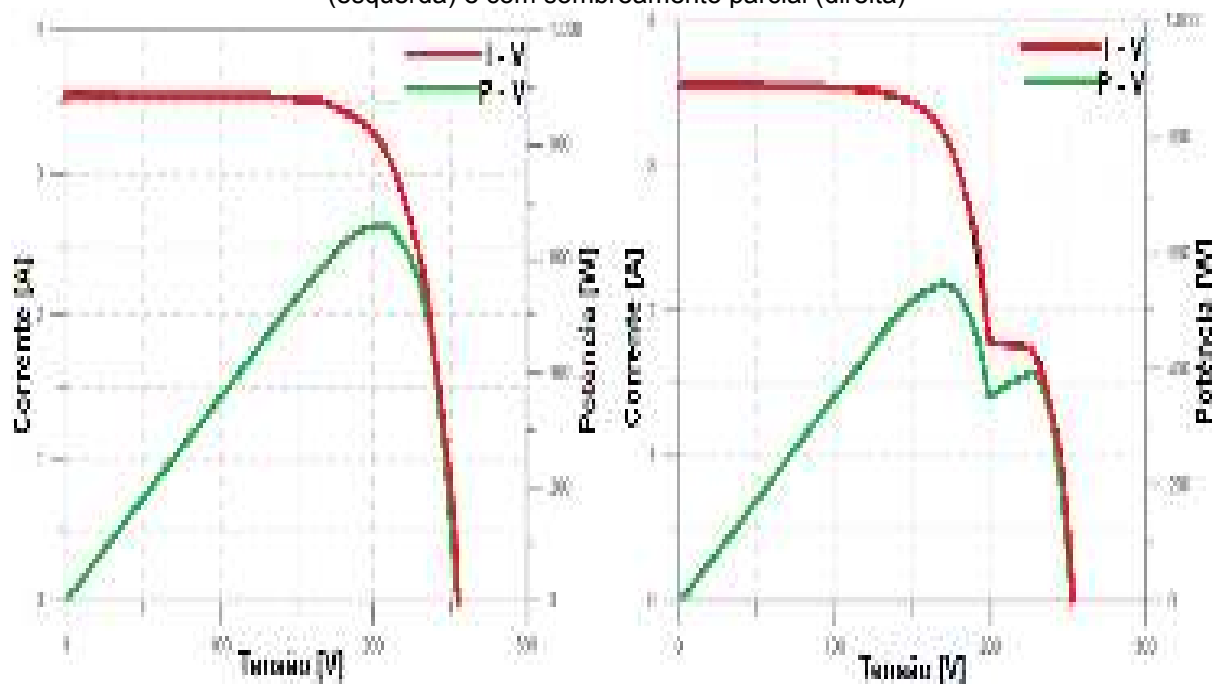
O sombreamento afeta o desempenho dos sistemas fotovoltaicos em vários aspectos. Módulos parcialmente sombreados são propícios para formação de pontos quentes, devido à iluminação não uniforme sobre as células, onde a potência gerada acaba sendo dissipada nas células sombreadas, por onde flui uma corrente reversa relativamente alta, causando aquecimento do módulo de forma que o material da célula possa se danificar. Para evitar esse tipo de situação, são inseridos diodos de

desvios (diodos de *bypass*) nos módulos fotovoltaicos, oferecendo um caminho alternativo para a corrente (DGS, 2008) (PINHO e GALDINO).

Para um painel fotovoltaico, quando um módulo recebe menos irradiância solar do que os outros, a corrente fica limitada ao módulo de pior geração instantânea, pois a redução é propagada a todos os módulos da *string* (PINHO e GALDINO, 2014).

Sistemas fotovoltaicos com irradiância solar uniforme apresentam curva $I - V$ (corrente por tensão) e $P - V$ (potência por tensão), conforme representado na Figura 13 (esquerda), diferente de sistemas fotovoltaicos com sombreamento, os quais apresentam curvas com comportamento representado na Figura 13 (direita). Consequentemente, há redução na geração, porque há menor incidência de irradiância no módulo e redução do desempenho do inversor devido à instabilidade do rastreador de máxima potência (MPPT) (DE MELO, 2012) (PINHO e GALDINO, 2014) (ZOMER, 2014).

Figura 13 – Curvas de corrente *versus* tensão de módulos fotovoltaicos sem sombreamento (esquerda) e com sombreamento parcial (direita)



Fonte: Adaptado de PINHO e GALDINO, 2014.

O sistema fotovoltaico deve ser instalado distante de objetos que possam causar sombreamento, especialmente durante às 9 horas da manhã até às 15 da tarde, intervalo de melhor irradiância. Fora desse intervalo as perdas podem não se tornarem muito significativas. PINHO e GALDINO (2014) apresentam um método para o cálculo da distância mínima que um sistema fotovoltaico deve ser instalado, em relação a uma fonte de sombreamento. O método garante o não sombreamento no

dia mais curto do ano, 21 de junho, das 9 horas até as 15 horas (PINHO e GALDINO, 2014) (ZOMER, 2014).

2.3.4 Perda no Inversor

Inversor é um equipamento eletrônico que converte energia proveniente de fontes CC em energia CA. Os inversores fotovoltaicos devem fornecer energia com a mesma tensão, frequência e amplitude à da rede da concessionária (PINHO e GALDINO, 2014) (URBANETZ JUNIOR, 2010).

A eficiência de conversão é uma medida das perdas durante a conversão de CC para CA. A eficiência de conversão é definida como a relação entre o componente fundamental da saída de energia CA do inversor, dividido pela entrada de energia CC. Existem perdas que são devidas a múltiplos fatores, como a presença de um transformador e as perdas de magnético e de cobre associadas, o autoconsumo do inversor e as perdas na eletrônica de potência (PERIN et al., 2016) (VERMA e SINGHAL, 2015).

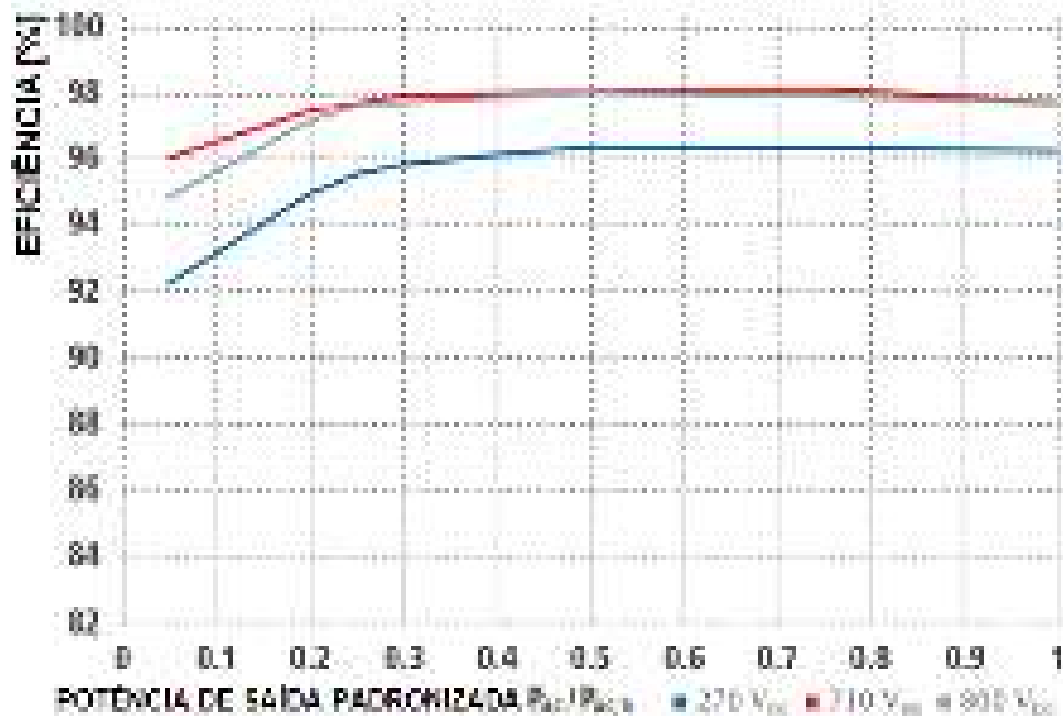
A eficiência de conversão não é constante, como pode ser observado na Figura 14, onde há variação entre 92% a 98%, sendo dependente da entrada de energia CC, da tensão de operação e das condições climáticas, incluindo a temperatura ambiente e a irradiância. A variação na irradiância durante um dia, provoca flutuações na saída de potência e no MPP de um painel fotovoltaico. Em dias com baixa irradiância, a potência CC é baixa, fazendo com que o inversor opere fora da faixa de melhor desempenho, ou, em alguns casos, nem ligue, pois necessita de uma tensão mínima para operar (ALMEIDA, 2012) (VERMA e SINGHAL, 2015).

Modelos mais antigos de inversores utilizam transformadores, os quais possibilitam a isolamento galvânica entre os lados CC e CA. O transformador pode trabalhar na frequência da rede ou em alta frequência. O ponto negativo quanto à inserção de um transformador é que a eficiência global diminui em relação ao equipamento sem. Além disso, torna o inversor mais caro, volumoso e pesado (ALMEIDA, 2012).

Cada fabricante e modelo de inversor possui suas particularidades com relação a eficiência, sendo que todos tem como objetivo atingir valores mais próximo de 100% possível. Na Figura 14, é apresentada uma curva de eficiência de um inversor comercial, onde é possível verificar que com baixo carregamento, a eficiência

é mais baixa. Também é possível observar, pela linha vermelha, que há valores de tensão mais eficientes do que outros, sendo que no restante da folha de dados, esses valores são descritos.

Figura 14 – Eficiência de um inversor para diferentes níveis de carregamento e tensão CC



Fonte: Adaptado de FRONIUS, 2019.

2.3.5 Perda por Descasamento de Módulos (*Mismatch*)

A potência máxima do sistema fotovoltaico completo é sempre menor do que a soma da saída máxima dos módulos individuais. Essa diferença é resultado de pequenas inconsistências no desempenho de um módulo para o próximo, sendo chamado de incompatibilidade do módulo, descasamento de módulos ou *mismatch* (MONDOC e POP, 2010).

Duas são as principais causas da incompatibilidade de módulo: dispersão de propriedades elétricas e não-uniformidade de iluminação de células fotovoltaicas. A primeira, é minimizada no processo de fabricação, onde a seleção das células que constituem o módulo deve ser feita com muito cuidado. A segunda, é no momento de instalação, onde a iluminação de células deve ser homogênea, exigindo bastante atenção em relação ao sombreamento parcial e as diversidades de ângulos de inclinação (HICKEL, 2017) (PICAULT et al., 2010) (PINHO e GALDINO, 2014).

As perdas por descasamento podem ser um ponto crítico em sistemas fotovoltaicos, porque a potência de saída de todo o painel é determinada pelo módulo

com a menor saída. As células conectadas em série ou em paralelo funcionam com a mesma corrente ou tensão, resultando em perda de energia significativa (MONDOC e POP, 2010) (VERMA e SINGHAL, 2015).

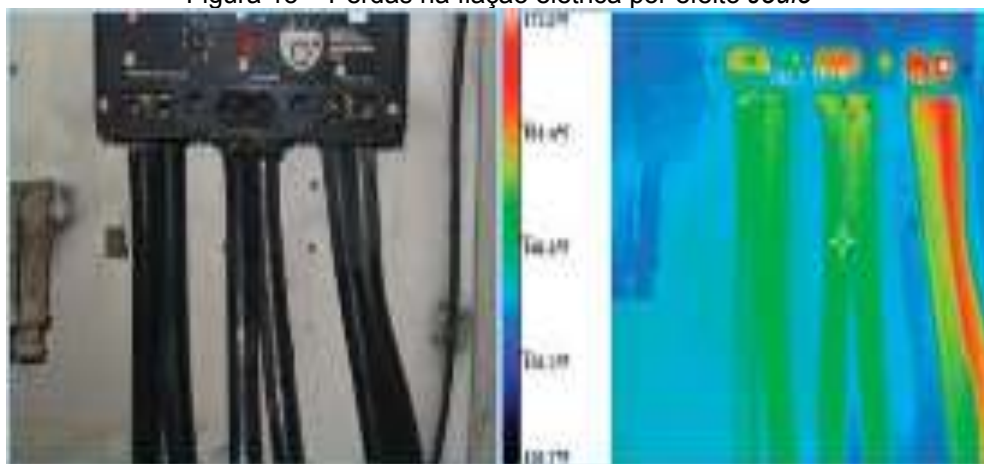
2.3.6 Perda na Fiação Elétrica

Potência é dissipada na fiação elétrica e os condutores possuem papel importante em um sistema fotovoltaico, onde tensões da ordem de 1500V são atingidas, sendo necessária uma isolamento adequada. Parte dos condutores ficam expostos ao Sol e chuva, portanto, deve possuir proteção ultravioleta (UV). É conveniente dimensionar as seções dos condutores para que a queda de tensão seja inferior a 1,5% (NASCIMENTO, 2013) (VERMA e SINGHAL, 2015).

As perdas são geralmente mais altas do lado CC, pelo trajeto geralmente ser mais longo, por serem instaladas conexões, chaves e dispositivos de proteção, contribuindo com o aquecimento e ocorrência do efeito *Joule*. O circuito CA geralmente apresenta menos perdas, por possuir menos conexões e cabeamento mais curto, porque o inversor, geralmente, fica próximo do ponto de conexão (NASCIMENTO, 2013) (NOBRE, 2015).

Na Figura 15, é possível verificar que os condutores do meio e da esquerda apresentam temperatura baixa, ou seja, foram corretamente dimensionados, ao contrário dos da direita, que estão dissipando bastante calor, acarretando em aumento de perdas no sistema e riscos para a instalação.

Figura 15 – Perdas na fiação elétrica por efeito *Joule*



Fonte: FLUKE, 2019.

Uma maneira de minimizar as perdas é colocar os módulos o mais próximo possível dos inversores, para trabalhar com a tensão CC máxima que os painéis e os

inversores podem suportar e instalar condutores corretamente dimensionados tanto para o lado CC quanto para o lado CA (NASCIMENTO, 2013) (NOBRE, 2015) (VERMA e SINGHAL, 2015).

2.3.7 Perda por Degradação

Um fator importante no desempenho de sistemas fotovoltaicos, sempre foi sua confiabilidade de longo prazo. A questão mais importante nas avaliações de desempenho a longo prazo é a degradação, que é o resultado de uma progressão de perda de potência ou desempenho, dependendo de vários fatores, como degradação na célula, no módulo ou até mesmo a nível de sistema (NDIAYE et al., 2014).

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, sendo 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).

Em quase todos os casos, os principais fatores ambientais relacionados aos mecanismos de degradação conhecidos incluem temperatura, umidade, entrada de água e intensidade UV. Todos esses fatores impõem estresse significativo ao longo da vida útil de um dispositivo, e em geral, os mecanismos de degradação descrevem ambos os efeitos físicos e reações químicas (NDIAYE et al., 2014).

A umidade que entra no módulo 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).

Browning e *yellowing* são fenômenos que correspondem ao escurecimento da camada de EVA (etil vinil acetato), a qual assume cor amarelada ou amarronzada, conforme ilustrado na Figura 16. Considera-se o *yellowing* como o passo inicial do *browning*. A principal causa é a radiação UV incidente, altas temperatura e a composição da resina de encapsulamento. A eficiência fica comprometida devido à redução da transmissividade ótica do material (GALDINO e SILVA, 2014) (OLIVEIRA, 2017).

Figura 16 – *Browning* em um módulo fotovoltaico



Fonte: GALDINO e SILVA, 2014.

A perda de aderência ou separação entre as diferentes camadas do módulo fotovoltaico é conhecida como delaminação, e ocorre em interfaces entre o encapsulante de EVA e o filme de substrato ou entre a célula e o vidro frontal. A delaminação é a degradação mais comum que ocorre nas bordas e cantos do módulo, causando problemas como aumento de reflexão, maior penetração de água, perda de potência de saída e riscos elétricos para os módulos e a instalação como um todo (OLIVEIRA et al., 2017) (GALDINO e SILVA, 2014) (MUNOZ et al., 2011).

As bolhas são um defeito semelhante à delaminação, mas neste caso, a falta de aderência do EVA afeta apenas uma pequena área, geralmente devido a uma reação química em que alguns gases são liberados. Normalmente aparecem na parte de trás do módulo e se acumulam no encapsulante, mas ocasionalmente aparecem na frente entre o vidro e a célula. As bolhas tornam a dissipação de calor das células mais difícil, superaquecendo-as e, conseqüentemente, reduzindo a vida útil das células, diminui a absorção e aumenta a reflexão da luz solar no módulo fotovoltaico (OLIVEIRA et al., 2017) (MUNOZ et al., 2011).

A fim de economizar silício e reduzir o custo de fabricação, o mercado de células solares de silício reduziu a espessura das células de 300µm a 200µm ou até menos, enquanto a área aumentou de 155 mm x 155 mm para um tamanho padrão de 158 mm x 158 mm. Essas alterações tornaram as células mais frágeis e suscetíveis a quebras ou rachaduras, durante sua manipulação, fabricação e armazenamento (GALDINO e SILVA, 2014) (MUNOZ et al., 2011) (OLIVEIRA, 2017).

Quebras e rachaduras de vidro são um importante fator de degradação dos módulos fotovoltaicos e podem ser detectados por inspeção visual se forem grandes o suficiente, conforme apresentado na Figura 17. Podem ser originadas durante a instalação, manutenção, transporte, vandalismo, tempestades de granizo ou manuseio incorreto. O módulo pode funcionar corretamente, no entanto, o risco de infiltração de umidade e choque elétrico aumentará (GALDINO e SILVA, 2014) (MUNOZ et al., 2011) (OLIVEIRA, 2017) (KUMAR E KUMAR, 2017).

Figura 17 – Módulo quebrado (esquerda) e célula quebrada (direita)



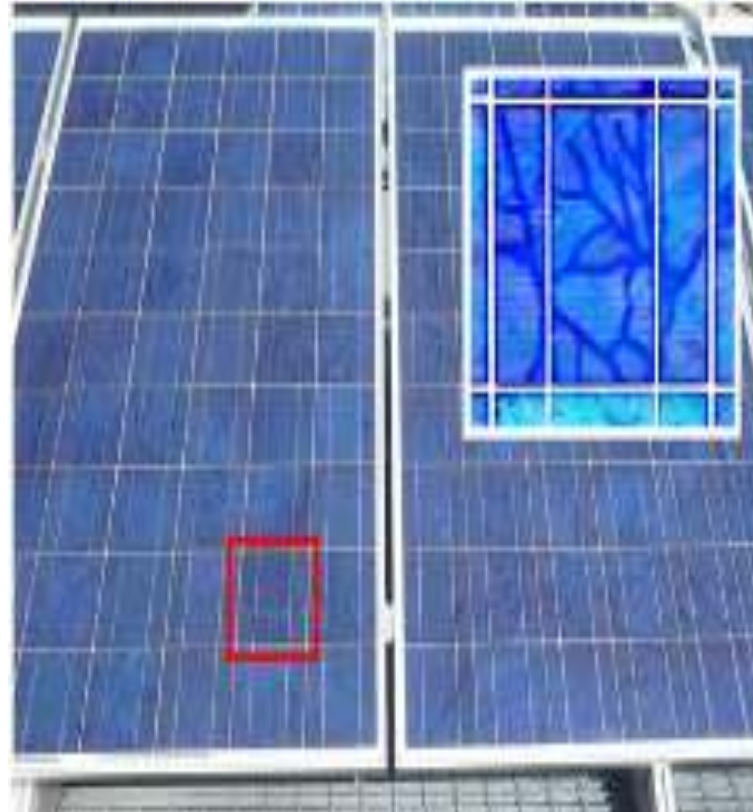
Fonte: Adaptado de JEAN-PHILIPPE, 2018. GALDINO e SILVA, 2014.

Em alguns casos, as rachaduras também podem ocorrer durante o processo de fabricação, quando estresses mecânicos e térmicos são aplicados, esses incapazes de serem detectadas a olho nu, sendo denominados de microfissuras. Eles podem se tornar maiores quando o módulo fotovoltaico é colocado em condições externas e está sujeito a mais estresse, podendo ser detectadas por imagens de eletroluminescência. As quebras e rachaduras no módulo fotovoltaico diminuem a potência de saída e também aceleram outros modos de degradação, como corrosão, delaminação e descoloração (GALDINO e SILVA, 2014) (MUNOZ et al., 2011) (OLIVEIRA, 2017) (KUMAR E KUMAR, 2017).

Um dos efeitos da degradação que tem sido observado cada vez mais nos últimos anos é o *snail trail* (caminho da lesma), devido à sua aparência visual. Esse efeito ocorre em um determinado período (vários meses a vários anos) após a instalação inicial e aparecem como listras escuras irregulares e descoloração local dos contatos de prata, como pode ser visto na Figura 18. É um fenômeno

generalizado, porém ainda não há indicação de que causem uma diminuição significativa na eficiência do módulo e pode ser fortemente correlacionado com as microfissuras. No entanto, influências negativas de longo prazo não podem ser descartadas e exigem estudos mais aprofundados (MEYER et al., 2014) (KUMAR E KUMAR, 2017) (DOLORA et al., 2014).

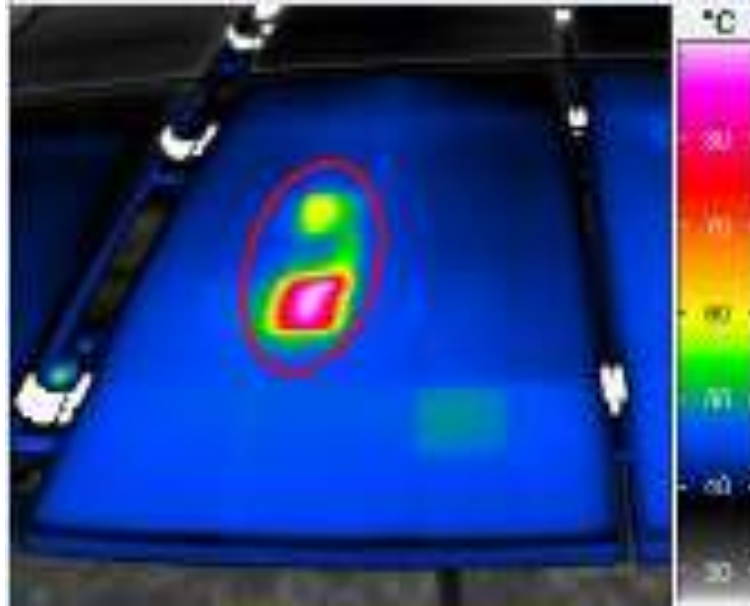
Figura 18 – Módulos fotovoltaicos com aparecimento de *snail trail*



Fonte: DOLORA et al., 2014.

Ponto quente (*hot spot*) é uma área de um módulo fotovoltaico com uma temperatura muito alta que pode danificar uma célula ou qualquer outro elemento do módulo, sendo apresentada na Figura 19. A causa do ponto quente pode ser uma variedade de falhas de células, incluindo sombreamento parcial, incompatibilidade de células ou falhas na interconexão entre as células. Um ponto quente aparece na forma de uma célula inteira operando a uma temperatura mais alta que o resto das células, podendo ser considerado um erro na fabricação do módulo fotovoltaico. Pode causar danos à célula ou ao encapsulante em pouco tempo de operação. Muitos testes indicam o aparecimento de pontos quentes na área correspondente à caixa de conexão, porém de forma geral, ela é mais quente do que o restante do módulo, e isso se deve pelo fato da redução de troca de calor com o ambiente, a qual se dá por convecção (GALDINO e SILVA, 2014) (MUNOZ et al., 2011) (GARCIA et al., 2012).

Figura 19 – Módulo fotovoltaico apresentando pontos quentes



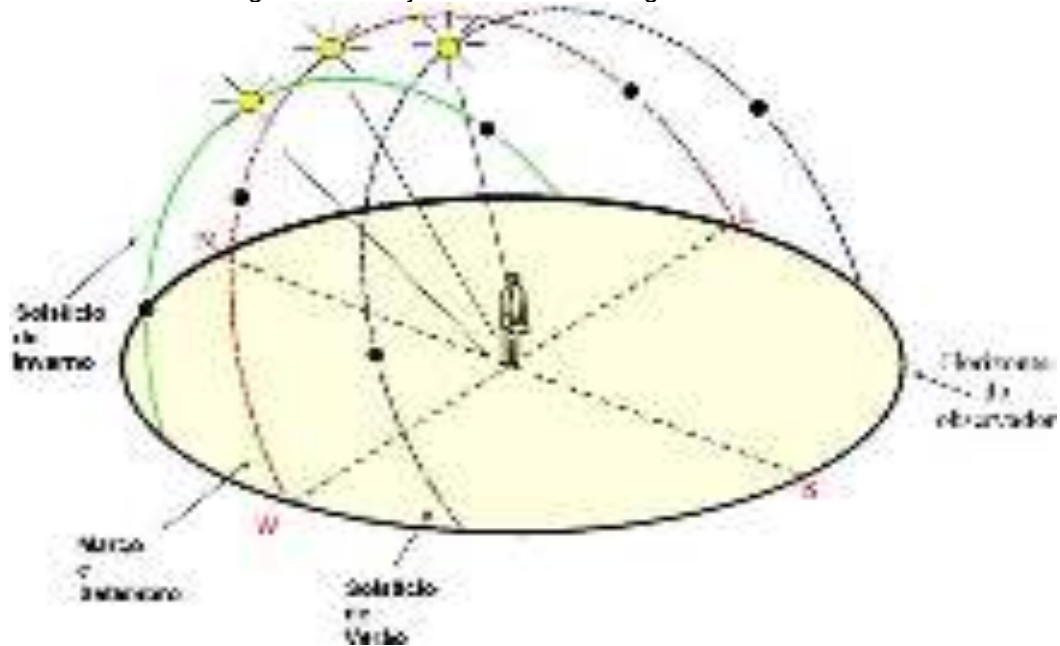
Fonte: KÖNTGES et al., 2012.

O potencial de degradação induzida (PID do inglês *Potential Induced Degradation*) está relacionado a uma perda de potência observada em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, em que um grande número de células fotovoltaicas são conectadas em série, gerando altas tensões e criando uma alta diferença de potencial elétrico entre o sistema fotovoltaico e à terra. Devido a essa tensão elétrica entre os módulos fotovoltaicos e sua estrutura, é possível que elétrons em materiais usados para módulos fotovoltaicos escapem através da estrutura aterrada, quando o isolamento entre a estrutura e as camadas ativas não é perfeito, gerando correntes de fuga. Este fenômeno leva à migração e perda dos portadores de carga, reduzindo a eficiência do sistema fotovoltaico (OLIVEIRA et al., 2017) (NDIAYE et al., 2013) (OLIVEIRA, 2017).

2.3.8 Perda Devido ao Ângulo de Inclinação e Orientação

O melhor ângulo de inclinação para qualquer sistema fotovoltaico é aquele que favorece à maior geração anual de energia para esse local específico. O arco do Sol varia com a época do ano, então, tipicamente, os ângulos de inclinação rasos produzem mais energia nos meses de verão, enquanto os ângulos mais íngremes produzem mais energia nos meses de inverno. Assim cada local de instalação deve ter um ângulo de inclinação específico que maximize a geração total durante o ano. Na Figura 20, está representada a trajetória do Sol ao longo do ano (ABDEEN et al., 2017) (GREGG et al., 2005) (MONDOC e POP, 2010).

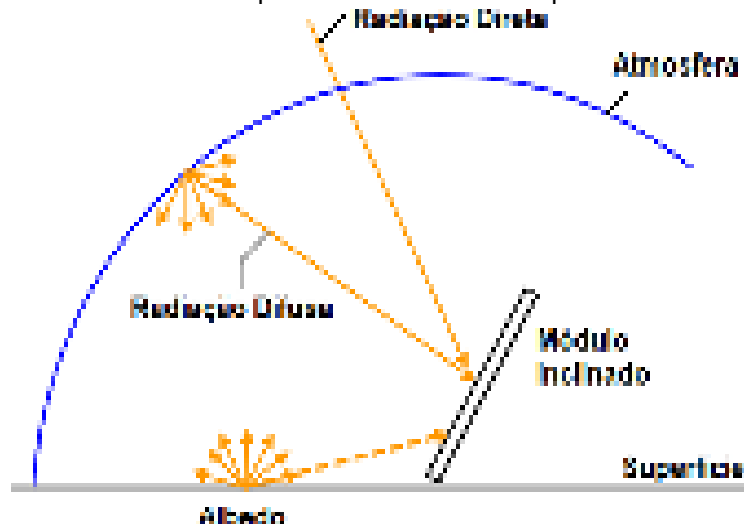
Figura 20 – Trajetória do Sol ao longo do ano



Fonte: Adaptado de COSTA e MAROJA, 2017.

O fator mais importante que influencia a geração de energia dos módulos FV, é o efeito de perdas ópticas que variam com o ângulo de incidência da luz solar quando atingem os módulos FV. Em instalações com inclinação fixa, o ângulo de incidência, e consequentemente a potência de saída, será determinado pela posição do Sol, orientação do módulo e ângulo de inclinação do módulo. O efeito se refere principalmente ao componente de feixe direto da irradiância solar, porque a resposta do módulo à irradiação solar difusa é amplamente independente da orientação do módulo. Na Figura 21, está representado o módulo inclinado e como as componentes da radiação incidem sobre ele (CANO et al., 2014) (VERMA e SINGHAL, 2015).

Figura 21 – Módulo fotovoltaico no plano inclinado e as componentes da radiação incidente



Fonte: Adaptado de XU et al., 2017.

Para módulos planos, a perda óptica está associada à perda de refletância da superfície frontal de vidro. A absorção máxima da radiação solar ocorre quando a superfície do painel é perpendicular aos raios diretos do Sol. A refletância da superfície de vidro aumenta significativamente para ângulos de incidência superiores à cerca de 60 graus, resultando em menos luz solar atingindo as células dentro do módulo e redução da geração de energia. Para aumentar a intensidade da luz solar que incide na superfície do painel, é importante ajustar sua orientação em relação à direção do Sol (HOSENUZZAMAN et al., 2014) (VERMA e SINGHAL, 2015).

Como a influência da variação espectral solar, a influência desta perda ótica na produção anual de energia é relativamente pequena, mas pode ter um efeito sazonal dependendo da orientação do módulo (VERMA e SINGHAL, 2015).

Comumente, o melhor desempenho do painel fotovoltaico se dá quando o ângulo de latitude corresponde ao ângulo de inclinação do painel sendo direcionado, para o norte em instalações no hemisfério sul, e para o sul no hemisfério norte. Sendo assim, para a cidade de Curitiba, o ideal seria instalar com inclinação de 25° e direcionados para o hemisfério norte. Outras considerações devem ser levadas em conta, antes da decisão de construção do sistema fotovoltaico ser tomada (HOSENUZZAMAN et al., 2014) (NOBRE, 2015).

Para sistemas fotovoltaicos instalados em telhados de edificações, nem sempre o posicionamento e a inclinação são as recomendadas, para esses casos, deve-se realizar estudos para que se possa obter o maior rendimento possível. Pequenas variações não alteram significativamente a geração anual de energia, sendo até 10° de inclinação, para mais ou para menos, em relação a latitude, aceitáveis (PINHO e GALDINO, 2014) (SILUK, 2017).

2.4 ÍNDICES DE MÉRITO

Os índices de mérito, ou figuras de mérito, permitem analisar as características de cada sistema fotovoltaico. Esses índices permitem verificar se um determinado sistema fotovoltaico está produzindo energia de forma otimizada, ou se é possível um melhor aproveitamento do recurso solar. A partir da energia gerada e da irradiância incidente, calculam-se os índices de mérito do SFVCR, que são: *yield* (produtividade), *performance ratio* (taxa de desempenho) e fator de capacidade (BENEDITO, 2009) (FUSANO, 2013) (URBANETZ JUNIOR, 2016).

Dessa forma, sistemas de distintas localizações, potências, formas de instalações e com diferentes tecnologias, podem ser comparados. Também é possível detectar algum problema na operação da planta fotovoltaica e até mesmo calcular estimativas para sistemas que ainda estejam sendo desenvolvidos (ARAÚJO et al., 2016) (BENEDITO, 2009) (BICALHO et al., 2018) (URBANETZ JUNIOR, 2016).

2.4.1 *Yield* ou Produtividade

É a relação entre a energia gerada (kWh) e a potência fotovoltaica instalada (kWp). Na Equação 2, está representado o cálculo da grandeza. Através desse cálculo, sistemas fotovoltaicos de diferentes grandezas ou tecnologias, podem ser comparados. Assim pode-se determinar o quanto cada unidade de potência instalada está gerando e também o número de horas que o painel fotovoltaico precisaria para operar em sua potência nominal para fornecer a mesma quantidade de energia. (ANTONIOLLI, 2015) (HICKEL, 2017) (NOBRE, 2015) (URBANETZ et al., 2014b).

$$Y = \frac{\text{Energia Gerada (kWh)}}{\text{Potência FV (kWp)}} \quad (2)$$

2.4.2 Taxa de Desempenho ou *Performance Ratio*

É a relação entre a produtividade (kWh/kWp) e a quantidade de horas de Sol a 1.000 W/m² (h) incidentes no painel FV. Apresenta a relação entre a energia gerada e a energia que idealmente seria gerada, pois leva em conta as perdas ocorridas no processo de conversão da energia solar em energia elétrica, representando a real capacidade do sistema para converter energia solar em energia elétrica, sendo expressa em porcentagem. Na Equação 3, está representado o cálculo da grandeza. Na prática, não é possível atingir valor de 100%, porém quanto mais alto o valor, menores são as perdas e melhor é o desempenho do sistema. Para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, adota-se um valor entre 70% e 80% (ANTONIOLLI, 2015) (BENEDITO, 2009) (BICALHO et al., 2018) (URBANETZ et al., 2014b).

$$PR = \frac{\text{Yield}}{\frac{\text{Irradiação}}{1000}} (\%) \quad (3)$$

2.4.3 Fator de Capacidade

Expresso em porcentagem, é a razão entre a energia de fato entregue pelo sistema, no período considerado, e a energia que ele geraria se operasse em potência nominal durante 24 horas por dia, sendo utilizado para comparar a capacidade de geração de variadas fontes de energia, com cálculo representado na Equação 4. Nos casos no Brasil, o índice varia de 13% a 18%, índice baixo quando comparado com outras fontes de energia, devido a intermitência da energia solar disponível (BENEDITO, 2009) (FUSANO, 2013) (PIN, 2017) (SILUK, 2017).

$$FC = \frac{\text{Energia Gerada}}{\text{Potência FV} * 24 * \text{dias}} (\%) \quad (4)$$

3 ESTUDO DE CASO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DA UTFPR CÂMPUS CURITIBA

A UTFPR campus Curitiba possui dois SFVCR instalados e operando: um de 2,1 kWp instalado no Escritório Verde – Sede Centro e outro de 10,2 kWp na Sede Neville. Os dois serão estudados.

3.1 SISTEMA FOTOVOLTAICO DO ESCRITÓRIO VERDE (EV)

Em dezembro de 2011, foi inaugurado o Escritório Verde (EV) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), campus Curitiba, uma edificação sustentável modelo de 150 m². Além do aproveitamento da iluminação natural e do uso de lâmpadas LEDs, o projeto também optou pela técnica de geração fotovoltaica, em conjunto com o sistema elétrico da concessionária (URBANETZ JUNIOR et al., 2016) (URBANETZ JUNIOR et al., 2014b).

O SFVCR do EV da UTFPR, representado na Figura 22, tem potência instalada de 2,1kWp, contendo 10 módulos KYOCERA de silício policristalino, modelo KD210GX-LP (ligados em série) e um inversor monofásico em 220V de 2kW de potência nominal, marca PV POWERED modelo PVP2000, o qual entrou em operação em 14 de dezembro de 2011 (URBANETZ JUNIOR et al., 2016).

Figura 22 – Paineis FV do EV



Fonte: Autoria própria, 2019.

3.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO DA SEDE NEOVILLE

Em 29 de fevereiro de 2016, entrou em operação o SFVCR da UTFPR campus Curitiba, sede Neoville. Esse SFVCR tem potência instalada total de 10,2 kWp, sendo constituído de 34 módulos fotovoltaicos de modelo ELCO - A300P, de silício policristalino com 300 Wp cada, um inversor trifásico sem transformador, da marca Chint Power, modelo CPS SCA 10KTL-DO, trifásico em 380 V, de alto rendimento, com potência nominal de 10 kW. Os painéis foram instalados com inclinação de 25° (mesmo valor da latitude da cidade) e orientados para o norte geográfico com desvio azimutal de 0°, alcançando assim, as condições ótimas de instalação. Na Figura 23, está representado o sistema discutido (URBANETZ JUNIOR et al., 2016).

Figura 23 – Painel FV da sede Neoville



Fonte: Autoria própria, 2017.

3.3 IRRADIAÇÃO E GERAÇÃO DOS SISTEMAS DO EV E NEOVILLE

Os dados de irradiância são coletados do banco de dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), com os quais são calculadas as médias diárias e mensais de irradiação. Os dados de energia gerada são obtidos através da memória de massa dos inversores, disponibilizados com controle de acesso, com nome de usuário e senha.

Na Tabela 1, são apresentados os dados de irradiação diária média no plano horizontal, em kWh/m².dia, os quais foram coletados no portal do INMET, para a estação automática A-807 de Curitiba. Na última linha, é calculada a média para cada ano.

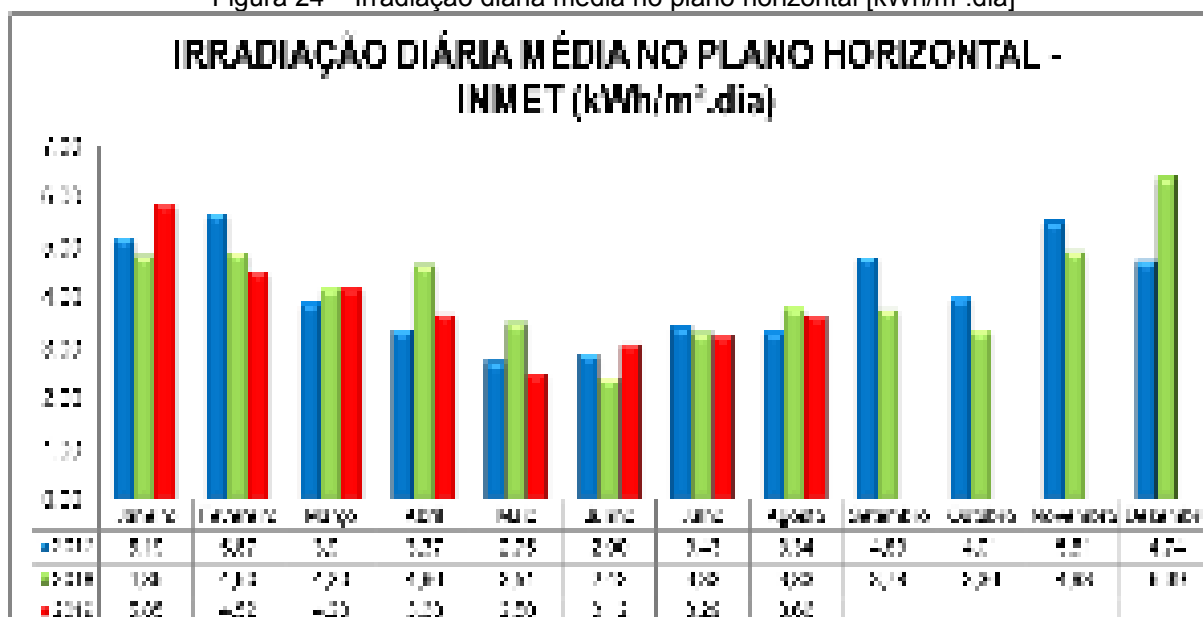
Tabela 1 – Irradiação diária média no plano horizontal [kWh/m².dia]

Mês	2017	2018	2019
Janeiro	5,19	4,85	5,85
Fevereiro	5,67	4,90	4,52
Março	3,91	4,20	4,20
Abril	3,37	4,66	3,68
Maio	2,75	3,51	2,50
Junho	2,90	2,43	3,12
Julho	3,43	3,33	3,29
Agosto	3,34	3,83	3,66
Setembro	4,83	3,78	---
Outubro	4,01	3,36	---
Novembro	5,51	4,93	---
Dezembro	4,74	6,39	---
Média	4,14	4,18	3,85

Fonte: Autoria própria, 2019.

Os dados de irradiação, no plano horizontal, são utilizados como base para os cálculos dos índices mérito dos dois sistemas. Os painéis do EV e do Neoville estão instalados em plano inclinado, portanto os dados do plano horizontal deverão ser corrigidos para as inclinações respectivas de cada instalação, sendo 15° para o EV e 25° para o Neoville. O *software* RADIASOL, desenvolvido pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (URGS) será utilizado para fazer esses cálculos. O sistema do EV foi instalado com desvio azimutal de 22° para oeste, enquanto o do Neoville, com 0°. Todos esses dados são inseridos no programa para os cálculos.

Na Figura 24, é apresentado o gráfico da irradiação diária média no plano horizontal, construído a partir dos dados da Tabela 1. Em azul os dados do ano de 2017, em verde de 2018 e em vermelho de 2019.

Figura 24 – Irradiação diária média no plano horizontal [kWh/m².dia]

Fonte: Autoria própria, 2019.

3.3.1 EV

Na Tabela 2, são apresentados os dados de irradiação no plano do EV, ou seja, inclinação de 15° e desvio azimutal de 22° para o Oeste. Para isso, foram utilizados os dados da Tabela 1, os quais foram exportados para o RADIASOL. Ao final, é calculado o valor médio.

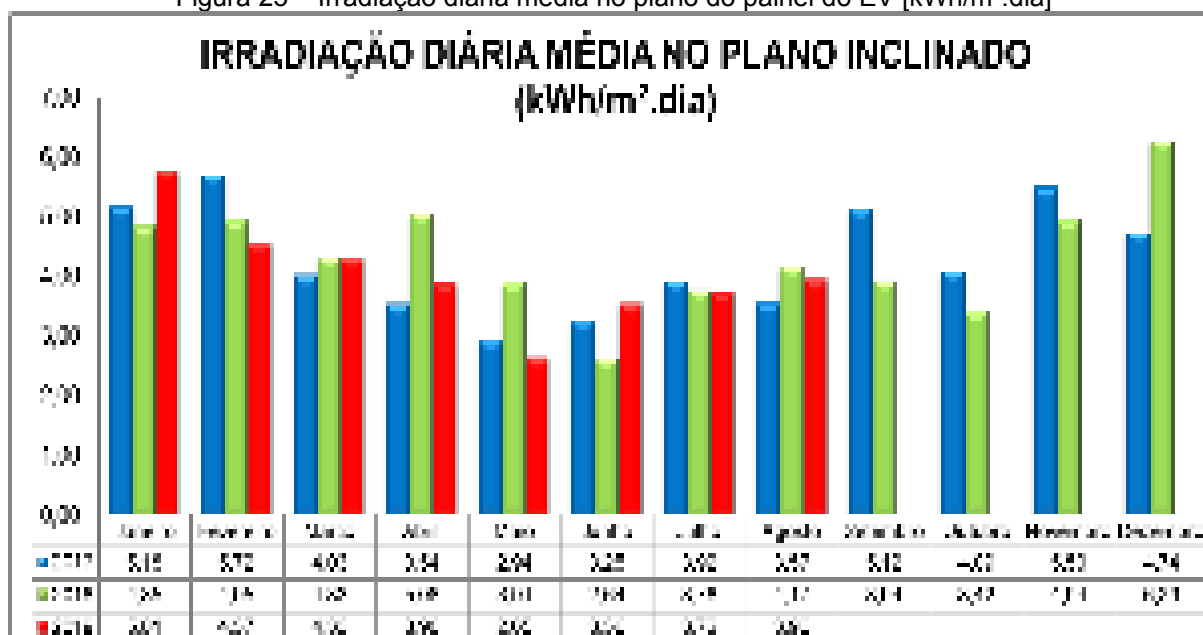
Tabela 2 – Irradiação diária média no plano do painel do EV [kWh/m².dia]

Mês	2017	2018	2019
Janeiro	5,18	4,85	5,81
Fevereiro	5,72	4,95	4,57
Março	4,03	4,33	4,33
Abril	3,54	5,08	3,90
Maio	2,94	3,91	2,65
Junho	3,25	2,64	3,56
Julho	3,92	3,78	3,72
Agosto	3,57	4,17	3,96
Setembro	5,12	3,94	---
Outubro	4,09	3,42	---
Novembro	5,50	4,94	---
Dezembro	4,74	6,29	---
Média	4,30	4,36	4,06

Fonte: Autoria própria, 2019.

Na Figura 25, é apresentado o gráfico da irradiação diária média no plano do EV, construído a partir dos dados da Tabela 2. Em azul os dados do ano de 2017, em verde de 2018 e em vermelho de 2019.

Figura 25 – Irradiação diária média no plano do painel do EV [kWh/m².dia]



Fonte: Autoria própria, 2019.

Na Tabela 3, são apresentados os valores de geração de energia elétrica no EV, em kWh, dados esses obtidos da memória de massa do inversor instalado. Na última linha é calculada a média mensal de geração e na penúltima, o acumulado gerado durante o ano. É possível observar que nos meses de verão, os valores são maiores e ficam acima da média, ao contrário dos meses de inverno, quando os valores são mais baixos e ficam abaixo da média. Os valores médios e totais para os anos são semelhantes, mesmo que em alguns meses específicos os valores sejam bastante distintos.

Tabela 3 – Geração de Energia Elétrica no EV [kWh]

Mês	2017	2018	2019
Janeiro	248	244	265
Fevereiro	252	201	194
Março	195	208	200
Abril	168	225	172
Maio	139	193	140
Junho	160	128	165
Julho	213	178	211
Agosto	194	196	195
Setembro	250	178	---
Outubro	211	158	---
Novembro	258	220	---
Dezembro	226	291	---
Total	2.514	2.420	1.542
Média	209	201	192

Fonte: Autoria própria, 2019.

3.3.2 Neoville

Na Tabela 4, são apresentados os dados de irradiação no plano do Neoville, ou seja, 25° de inclinação. Foram utilizados os dados da Tabela 1, os quais foram exportados para o RADIASOL.

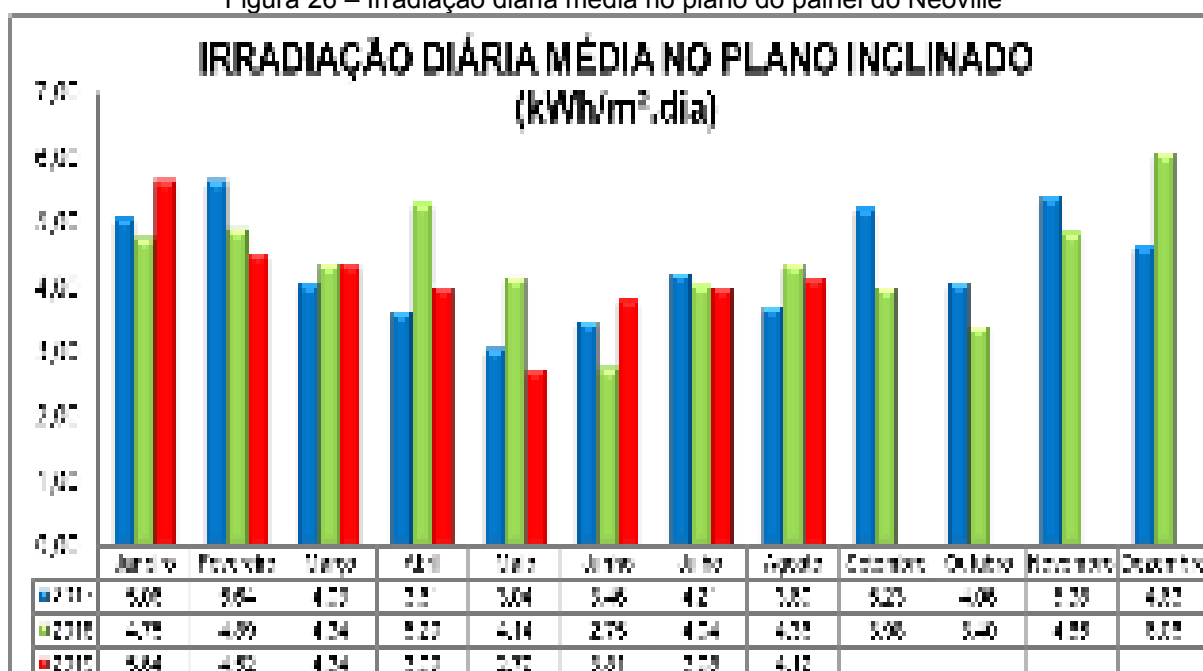
Tabela 4 – Irradiação diária média no plano do painel do Neoville [kWh/m².dia]

Mês	2017	2018	2019
Janeiro	5,06	4,75	5,64
Fevereiro	5,64	4,89	4,52
Março	4,03	4,34	4,34
Abril	3,61	5,29	3,99
Mai	3,04	4,14	2,72
Junho	3,46	2,75	3,81
Julho	4,21	4,04	3,98
Agosto	3,69	4,36	4,12
Setembro	5,23	3,98	---
Outubro	4,06	3,40	---
Novembro	5,38	4,85	---
Dezembro	4,63	6,06	---
Média	4,34	4,40	4,14

Fonte: Autoria própria, 2019.

Na Figura 26, é apresentado o gráfico da irradiação diária média no plano do Neoville, construído a partir dos dados da Tabela 4. Em azul os dados do ano de 2017, em verde de 2018 e em vermelho de 2019.

Figura 26 – Irradiação diária média no plano do painel do Neoville



Fonte: Autoria própria, 2019.

Na Tabela 5, são apresentados os valores de geração de energia elétrica no SFVCR da sede Neville, dados esses obtidos da memória de massa do inversor instalado. Na última linha é calculada a média mensal de geração utilizando apenas os dados não nulos e na penúltima, o acumulado gerado durante o ano. Assim como ocorre com EV, no Neville também é possível observar maior geração fotovoltaica nos meses de verão e menor nos meses de inverno. Os valores médios e totais para os anos também estão bastante próximos. A ocorrência negativa pode ser visualizada nos dados de 2019, onde a partir do mês de maio não são reportados valores de geração, isso se deve ao fato do inversor ter apresentado problema e se encontrar fora de funcionamento. O problema ainda não foi resolvido.

Tabela 5 – Geração de Energia Elétrica no Neville [kWh]

Mês	2017	2018	2019
Janeiro	1.203,8	1.086,7	1.332,5
Fevereiro	1.254,7	1.013,4	929,9
Março	937,1	1.038,9	1.148,0
Abril	856,8	1.229,8	943,2
Maio	792,9	1.101,4	---
Junho	905,2	715,5	---
Julho	753,1	1.061,3	---
Agosto	1.096,3	1.076,4	---
Setembro	1.347,3	936,4	---
Outubro	978,3	765,3	---
Novembro	1.191,6	1.086,7	---
Dezembro	1.046,0	1.455,5	---
Total	12.363,1	12.567,3	4.353,6
Média	990,5	1.046,7	1.088,4

Fonte: Autoria própria, 2019.

3.4 CÁLCULOS DOS ÍNDICES DE MÉRITOS PARA OS DOIS SFVCR

Como mencionado anteriormente, a partir da energia gerada e da irradiância incidente, calculam-se os índices de mérito do SFVCR. Utilizando as Equações 2, 3 e 4, serão apresentados os índices de mérito antigos, desde o momento em que os SFVCR foram instalados, ou seja, 2012 a 2016 para o EV, e 2016 para o Neville. Também serão calculados os índices novos, referentes ao período dessa pesquisa, para os anos de 2017 até o mês de agosto de 2019, em ambas as instalações.

3.4.1 Produtividade do EV

Na Tabela 6, são apresentados os dados de produtividade do EV para anos de 2012 até 2019. O cálculo da produtividade é feito a partir da Equação 2, onde os dados de energia gerada estão representados na Tabela 3 e a potência FV é de 2,1 kWp. Pode-se perceber, que os meses em que há mais geração fotovoltaica, ou seja, os meses de verão, apresentam maiores valores de produtividade, porque é o período do ano em que há mais horas de Sol por dia e também porque os níveis de irradiância são mais altos.

Tabela 6 – Produtividade do EV entre 2012 e 2019 [kWh/kWp]

Mês	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Janeiro	130,00	107,14	144,76	118,57	120,95	118,10	116,19	126,19
Fevereiro	114,29	89,52	132,38	90,48	96,67	120,00	95,71	92,38
Março	129,52	83,33	91,90	87,62	101,43	92,86	99,05	95,24
Abril	89,05	88,10	71,90	80,95	106,19	80,00	107,14	81,90
Mai	65,24	70,00	70,95	64,29	62,38	66,19	91,90	66,67
Junho	53,33	53,33	63,81	68,57	71,43	76,19	60,95	78,57
Julho	75,24	68,57	70,48	61,90	85,24	101,43	84,76	100,48
Agosto	93,33	80,95	93,81	90,00	86,19	92,38	93,33	92,86
Setembro	100,48	87,62	86,19	85,71	122,86	119,05	84,76	---
Outubro	98,10	122,86	116,19	87,14	95,71	100,48	75,24	---
Novembro	103,81	102,86	102,38	78,57	116,19	122,86	104,76	---
Dezembro	111,43	96,19	105,24	101,43	111,43	107,62	138,57	---
Total	1.163,81	1.050,48	1.150,00	1.015,24	1.176,67	1.197,14	1.152,38	734,29

Fonte: Autoria própria, 2019.

Fazendo o cálculo proporcional com os dados até agosto, a produtividade do EV para o ano de 2019 seria de 1.101,43 kWh/kWp. A produtividade média, levando em consideração todo o período de operação do SFVCR do EV é de 1.125,89 kWh/kWp.

3.4.2 Taxa de Desempenho do EV

Na Tabela 7, são representados os dados da taxa de desempenho do EV para os anos de 2012 a 2019. O cálculo da taxa de desempenho é feito a partir da Equação 3, onde os dados da produtividade estão representados na Tabela 6, e os dados de irradiação no plano do painel do EV estão representados na Tabela 2. Os valores calculados são apresentados em porcentagem. A taxa de desempenho não apresenta diferenças de valores de forma sazonal, mas pode-se verificar que em alguns casos,

há aumentos significativos em relação ao mês anterior, e isso é motivado pelas limpezas que são feitas nos módulos, sendo a última realizada no final do mês de julho de 2019. Verificando as médias anuais, o SFVCR do EV apresenta, na maioria das vezes, valores dentro da faixa considerada como padrão para os cálculos (70% a 80%).

Tabela 7 – Taxa de desempenho do EV entre 2012 e 2019 [%]

Mês	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Janeiro	74,59	67,54	76,74	64,41	72,48	73,54	77,22	70,06
Fevereiro	74,89	67,58	87,99	66,35	71,87	74,89	69,04	72,23
Março	75,46	69,12	65,94	68,39	72,34	74,40	73,72	70,89
Abril	74,32	65,74	73,01	68,59	70,95	75,27	70,36	70,08
Maio	70,52	67,57	71,15	69,22	72,46	72,53	75,88	81,15
Junho	77,29	68,53	74,68	69,01	83,75	78,07	76,93	73,67
Julho	78,62	67,64	79,77	59,08	74,70	83,55	72,39	87,13
Agosto	63,40	65,88	65,47	61,13	72,96	83,50	72,20	75,64
Setembro	68,11	75,84	62,20	66,91	77,04	77,52	71,78	---
Outubro	66,13	75,92	62,57	74,43	73,57	79,34	70,97	---
Novembro	66,24	70,93	64,72	62,66	76,17	74,40	70,73	---
Dezembro	66,33	56,26	64,55	65,05	74,74	73,24	71,02	---
Média	71,33	68,21	70,73	66,27	74,42	76,69	72,69	75,11

Fonte: Autoria própria, 2019.

A taxa de desempenho média para todos os anos de operação do SFVCR do EV é de 71,93%. Nos livros e manuais, os valores típicos e aceitáveis para esse índice são entre 70% e 80%.

3.4.3 Fator de Capacidade do EV

Na Tabela 8, são apresentados os dados de fator de capacidade do EV para os anos de 2012 a 2019. O cálculo do fator de capacidade é feito a partir da Equação 4, onde os dados da energia gerada estão representados na Tabela 3. A potência é de 2,1 kWp e o cálculo é feito para um mês. Os dados estão apresentados em porcentagem. Esse fator é diretamente proporcional à geração de energia elétrica, portanto quanto mais energia foi produzida no mês, maior o seu fator de capacidade.

Tabela 8 – Fator de capacidade do EV entre 2012 e 2019 [%]

Mês	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Janeiro	17,47	14,40	19,46	15,94	16,26	15,87	15,62	16,96
Fevereiro	16,42	13,32	19,70	13,46	13,89	17,86	14,24	13,75
Março	17,41	11,20	12,35	11,78	13,63	12,48	13,31	12,80
Abril	12,37	12,24	9,99	11,24	14,75	11,11	14,88	11,38
Maio	8,77	9,41	9,54	8,64	8,38	8,90	12,35	8,96
Junho	7,41	7,41	8,86	9,52	9,92	10,58	8,47	10,91
Julho	10,11	9,22	9,47	8,32	11,46	13,63	11,39	13,50
Agosto	12,54	10,88	12,61	12,10	11,58	12,42	12,54	12,48
Setembro	13,96	12,17	11,97	11,90	17,06	17,06	11,77	---
Outubro	13,18	16,51	15,62	11,71	12,86	12,86	10,11	---
Novembro	14,42	14,29	14,22	10,91	16,14	14,62	14,55	---
Dezembro	14,98	12,93	14,14	13,63	14,98	14,46	18,63	---
Média	13,25	12,00	13,16	11,60	13,41	13,70	13,16	12,59

Fonte: Autoria própria, 2019.

O fator de capacidade médio para todos os anos de operação do SFVCR do EV é de 12,86%.

3.4.4 Produtividade do Neoville

Na Tabela 9, são apresentados os dados de produtividade do Neoville para os anos de 2016 a 2019. O cálculo da produtividade é feito a partir da Equação 2, onde os dados de energia gerada estão representados na Tabela 5 e a potência FV é de 10,2 kWp. Comparando com os dados do EV, o SFVCR do Neoville apresenta valores de produtividade superiores, na ordem de pouco mais de 1%.

Tabela 9 – Produtividade do Neoville de 2016 a 2019 [kWh/kWp]

Mês	2016	2017	2018	2019
Janeiro	---	118,02	106,54	130,64
Fevereiro	---	123,01	99,35	91,17
Março	107,92	91,87	101,85	112,55
Abril	130,32	84,00	120,57	92,47
Maio	78,66	77,74	107,98	---
Junho	90,10	88,75	70,15	---
Julho	108,45	73,83	104,05	---
Agosto	76,03	107,48	105,53	---
Setembro	123,88	132,09	91,80	---
Outubro	96,00	95,91	75,03	---
Novembro	113,57	116,82	106,54	---
Dezembro	106,15	102,55	142,70	---
Anual	1.031,08	1.212,07	1.232,09	426,82

Fonte: Autoria própria, 2019.

Nota: Para as três tabelas com os três índices de mérito da sede Neoville, o valor anual para o ano de 2016 foi calculado utilizando os dados dos meses de março a dezembro e do ano de 2019, de janeiro a abril.

Fazendo o cálculo proporcional com os dados até abril, a produtividade do Neoville para o ano de 2019 seria de 1.280,47 kWh/kWp, obtendo uma média histórica de 1.188,93 kWh/kWp. Comparando com o EV, a sede Neoville apresenta média de 63,04 kWh/kWp a mais.

3.4.5 Taxa de Desempenho do Neoville

Na Tabela 10, estão apresentados os dados da taxa de desempenho do Neoville para os anos de 2016 a 2018. O cálculo da taxa de desempenho é feito a partir da Equação 3, onde os dados de produtividade estão representados na Tabela 9 e os dados da irradiação no plano do painel FV estão representados na Tabela 4. Comparando com os resultados obtidos para o EV, o Neoville apresenta taxa de desempenho superior e também dentro da encontrada em muitos livros e artigos. Há algumas possíveis explicações para essa superioridade, como a instalação nas condições ideais, módulos instalados mais afastados do telhado, possibilitando maior refrigeração e o inversor ser mais moderno e não utilizar transformador.

Mês	2016	2017	2018	2019
Janeiro	---	75,27%	72,35%	74,69%
Fevereiro	---	77,89%	72,59%	72,10%
Março	76,65%	73,54%	75,63%	83,58%
Abril	83,70%	77,61%	76,00%	77,21%
Maio	88,72%	82,43%	84,22%	---
Junho	100,78%	85,55%	85,09%	---
Julho	89,02%	56,55%	83,00%	---
Agosto	62,00%	94,06%	78,15%	---
Setembro	75,94%	84,22%	76,93%	---
Outubro	74,30%	76,17%	71,14%	---
Novembro	75,99%	72,44%	73,28%	---
Dezembro	72,88%	71,39%	75,96%	---
Anual	80,00%	77,26%	77,03%	76,90%

Fonte: Autoria própria, 2019.

A taxa de desempenho média, levando em consideração todos os anos de operação do SFVCR do Neoville é de 77,79%, sendo 5,86% superior ao do EV.

Analisando a Tabela 10, alguns valores se destacam entre os outros. Os valores de junho de 2016 e agosto de 2017 são bastante elevados quando

comparados aos demais. Isso pode ser explicado pelo fato de onde é feita a coleta dos dados de irradiância, o INMET, estar localizado a mais de 10 km de onde está instalado o sistema fotovoltaico do Neville, portanto, ambos os locais podem apresentar diferentes condições climáticas, podendo estar nublado em um local e ensolarado em outro. Esse fator demonstra a importância de os equipamentos estarem instalados próximos uns aos outros.

Ao contrário, o mês julho de 2017 apresenta valor muito abaixo dos demais, porém foi devido ao desligamento não intencional do inversor, permanecendo aproximadamente 10 dias sem operar.

Os índices de mérito são cálculos que caracterizam um sistema fotovoltaico, e o mais usual é se atentar para a média final anual. Os cálculos mensais são importantes para fazer um acompanhamento do sistema e poder detectar com rapidez possíveis situações de não conformidade na geração fotovoltaica, porém, ao final, o valor mais importante é a média anual, pois assim os valores de pico e de mínimo são suavizados e é possível ter uma visão mais geral do funcionamento.

3.4.6 Fator de Capacidade do Neville

Na Tabela 11, estão sendo representados os dados de fator de capacidade do Neville para os anos de 2016 a 2018. O cálculo do fator de capacidade é feito a partir da Equação 4, onde os dados de energia gerada estão representados na Tabela 5. A potência é de 10,2 kWp e o cálculo é feito para um mês. Os dados são apresentados em porcentagem. Assim como para os dois casos anteriores, o SFVCR do Neville apresenta valores de fator de capacidade superiores quando comparados com o EV.

Tabela 11 – Fator de capacidade do Neoville de 2016 a 2019 [%]

Mês	2016	2017	2018	2019
Janeiro	---	15,86	14,32	17,56
Fevereiro	---	18,31	14,78	13,57
Março	14,51	12,35	13,69	15,13
Abril	18,10	11,67	16,75	12,84
Maio	10,57	10,45	14,51	---
Junho	12,51	12,33	9,74	---
Julho	14,58	9,92	13,99	---
Agosto	10,22	14,45	14,18	---
Setembro	17,21	18,35	12,75	---
Outubro	12,90	12,89	10,08	---
Novembro	15,77	16,23	14,80	---
Dezembro	14,27	13,78	19,18	---
Anual	14,06	13,88	14,06	14,77

Fonte: Autoria própria, 2019.

O fator de capacidade médio do Neoville, levando em consideração todo o seu período de operação é de 14,20%, sendo 1,34% superior ao do EV.

4 RESULTADOS

Nesse capítulo serão apresentados os resultados e discussões de todos os experimentos executados durante a realização do trabalho. Os resultados desejados para a dissertação são os estudos individualizados dos fatores de perdas e a respectiva importância no valor final da taxa de desempenho.

Alguns experimentos requerem apenas inspeção visual, outros, no entanto, necessitam de equipamentos mais modernos. Cada item é importante para o resultado final.

4.1 PERDA POR SUJIDADE

Esta análise tem como objetivo determinar o impacto da sujidade na geração de energia dos módulos FV do EV e da sede Neoville. Como apresentado no tópico da revisão bibliográfica, a sujidade tem impacto direto no desempenho do sistema. O tipo de sujidade depende do local e da inclinação em que os módulos estão instalados.

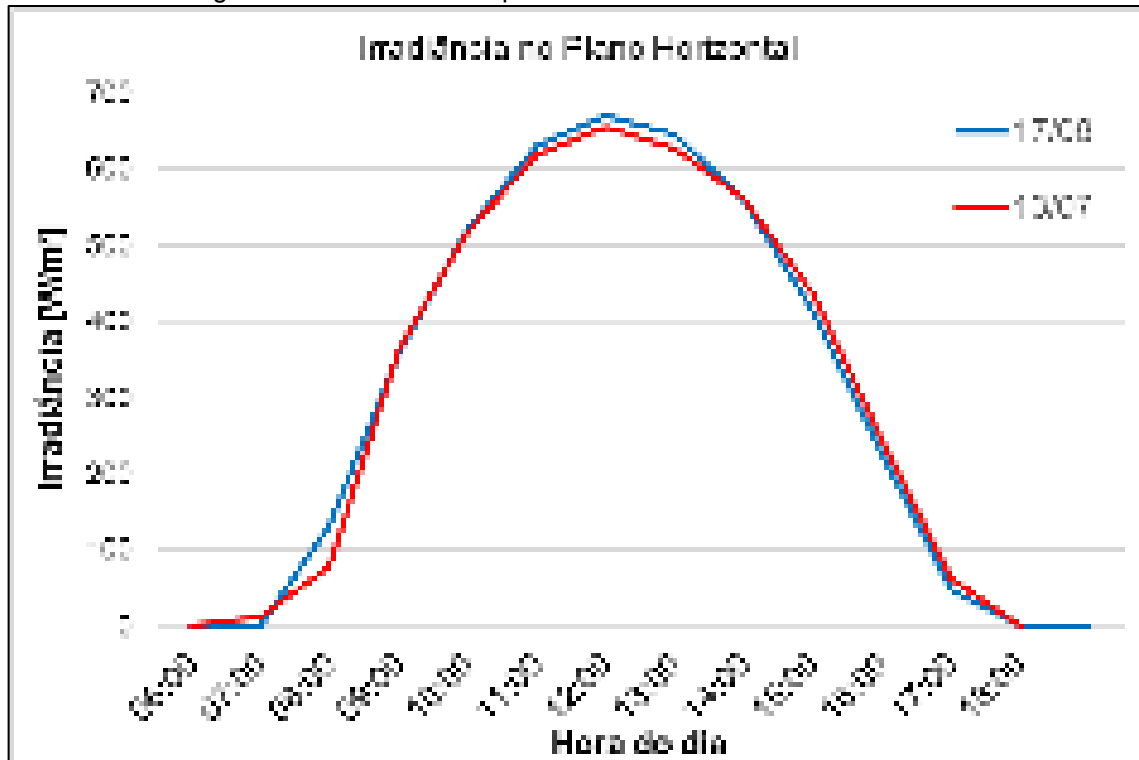
O primeiro passo foi realizar as limpezas nos painéis FV, sendo utilizado água, sabão em pó, vassoura e esfregão, sendo que cada limpeza demandou aproximadamente duas horas. Para que a atividade pudesse ser realizada com normalidade, o dia não poderia ser chuvoso, por riscos de queda. Também não seria possível realizar a limpeza no mesmo dia, por questão de locomoção. Assim, o sistema do EV foi limpo no dia 26/06/17, e o do Neoville no dia 28/06/17.

Para o segundo passo, foi necessário pesquisar dois dias que fossem o mais semelhantes possível, um pré limpeza e um pós limpeza, para que os efeitos pudessem ser determinados. Os dias selecionados deveriam possuir características semelhantes de irradiação ao longo do dia, de preferência sem a presença de nuvens, e mesmas temperaturas, para que assim fosse garantido que outros fatores de perda não influenciassem.

Foram coletados dados da base do INMET, onde são oferecidos, entre outros, dados de radiação e temperatura, de hora em hora. Para que a análise pudesse ser constatada, foram traçados os gráficos de todos os dias, entre os meses de maio a julho de 2017. Os dias 17/06/17 e 13/07/17 foram escolhidos, sendo que o primeiro representa o período pré limpeza e o segundo o período pós limpeza. Na Figura 27,

estão representados os gráficos de irradiância dos dias selecionados, onde pode-se constatar a similaridade dos dados.

Figura 27 – Irradiância no plano horizontal nos dias selecionados

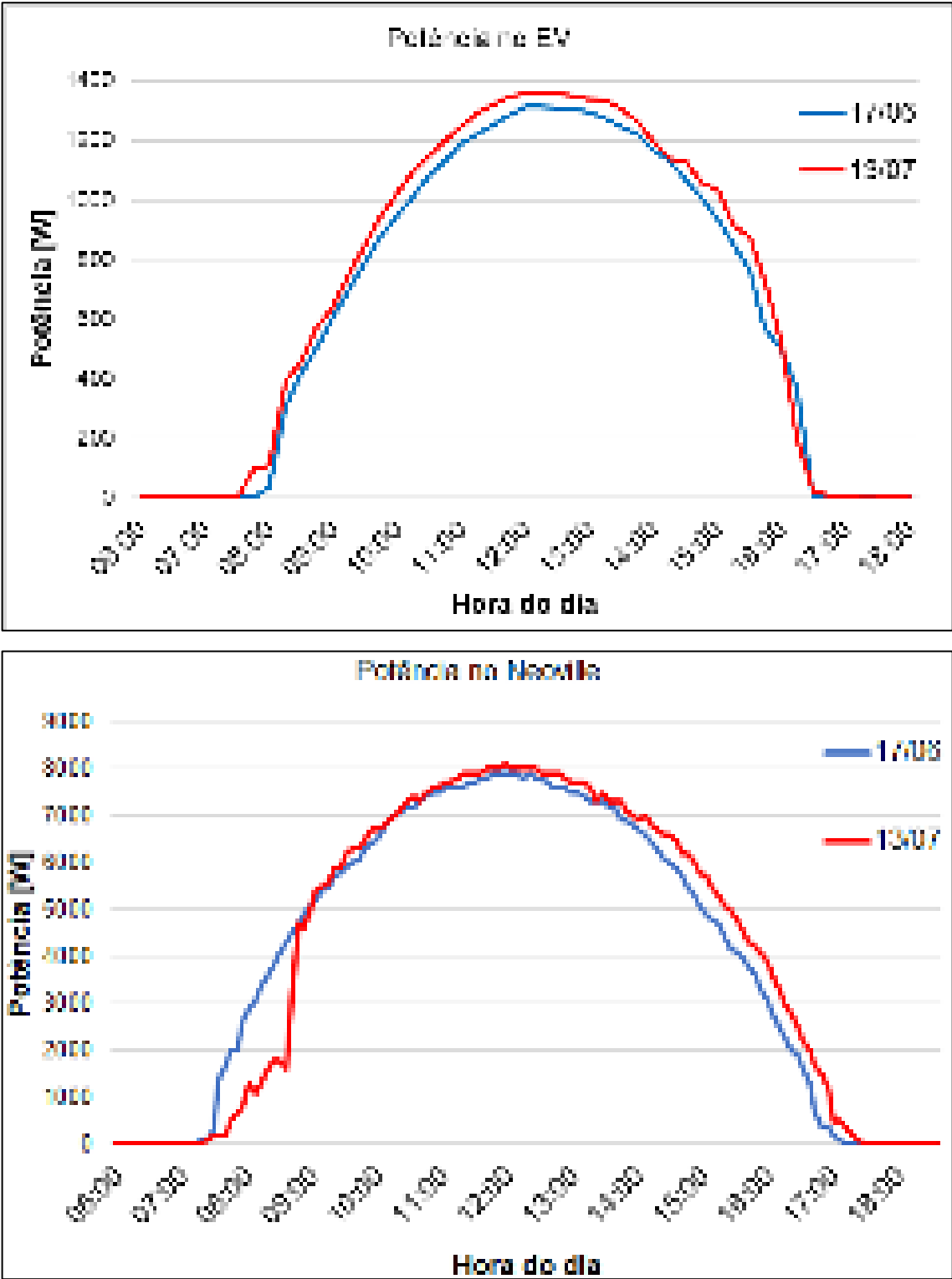


Fonte: Autoria própria, 2017.

Tendo os dias de análise selecionados, e verificadas as semelhanças, foi acessada a memória de massa dos inversores dos dois sistemas e feita a aquisição dos dados de potência elétrica, a fim de serem analisados e comparados. Na Figura 28, estão representadas as curvas de potência horária de cada sistema, sendo a superior referente ao SFVCR do EV e a inferior, do Neoville. O gráfico em azul representa a potência no dia 17/06/17, data definida como pré-limpeza, enquanto o gráfico em vermelho, o dia 13/07/17, pós limpeza.

Pode-se notar que no gráfico inferior há baixa potência no início do dia, fato que pode ser explicado por variações de nebulosidade nos diferentes locais da cidade de Curitiba, visto que o Neoville e o INMET estão distantes, em linha reta, mais de 10 quilômetros. Contudo, é nítido que para o dia pós limpeza (em vermelho), a curva de potência fica acima da curva pré limpeza (em azul).

Figura 28 – Potência do SFVCR do EV (gráfico superior) e do Neville (gráfico inferior) antes e após limpeza



Fonte: Autoria própria, 2017.

Os dados da Figura 27 e Figura 28 foram inseridos na Tabela 12, para que se pudesse ter melhor entendimento e também para que possam ser comparados e analisados. Os cálculos de diferença percentual são feitos com base no dia 13 em relação ao dia 17.

Tabela 12 – Parâmetros dos dias estudados

Parâmetros	Dia 17/06/2017	Dia 13/07/2017
Irradiância de pico [W/m ²]	671,00	655,55
Horário do valor de pico	12h00min00s	12h00min00s
Irradiação Total [Wh/m ²]	4.205,20	4.182,92
Diferença na irradiação	- 0,53%	
Energia Gerada EV [kWh]	7,99	8,49
Diferença na produção EV	+ 6,26%	
Energia Gerada Neoville [kWh]	49,40	49,80
Diferença na produção Neoville	+ 0,81%	
Média de temperatura no período de operação [°C]	21,83	19,17
Temperatura de pico [°C]	23,8	21,1

Fonte: Autoria própria, 2017.

Analisando a Tabela 12, observa-se que o dia 13/07/17 apresenta um valor de irradiação total levemente menor quando comparado com o dia 17/06/17, em torno de 0,53% menor. Nessa mesma tabela, os valores são considerados positivos quando o valor pós limpeza é maior, e negativos, quando o valor pré limpeza é maior. Analisando os valores de energia gerada, o EV teve um aumento de 0,5 kWh, o que representa um aumento percentual de 6,26%. Para o Neoville, houve um aumento de 0,4 kWh, ou 0,81%. A forma e local de instalação dos SFVCR é um fator que explica essas diferenças encontradas, pois pode-se concluir que o EV acumula sujeira em maior quantidade e velocidade quando comparado ao Neoville.

Apesar de haver um decréscimo de 0,53% na irradiação, houve um aumento de 6,26% na energia gerada no EV e um aumento de 0,81% no Neoville. Os dias apresentaram um comportamento de temperatura bastante equivalente, tendo uma média final de temperatura, no período de operação, em torno de 20°C. Outro fator importante, que pode ser visualizado no gráfico de potência do Neoville, é que o dia pós limpeza iniciou com nebulosidade, mantendo-se até aproximadamente 9 horas da manhã, fazendo com a geração de energia elétrica na primeira uma hora e meia ficasse bem abaixo do dia pré limpeza. Com isso, pode-se afirmar que esse aumento de geração de energia elétrica foi significativamente influenciado pela limpeza dos módulos.

4.1.1 Análise da Autolimpeza

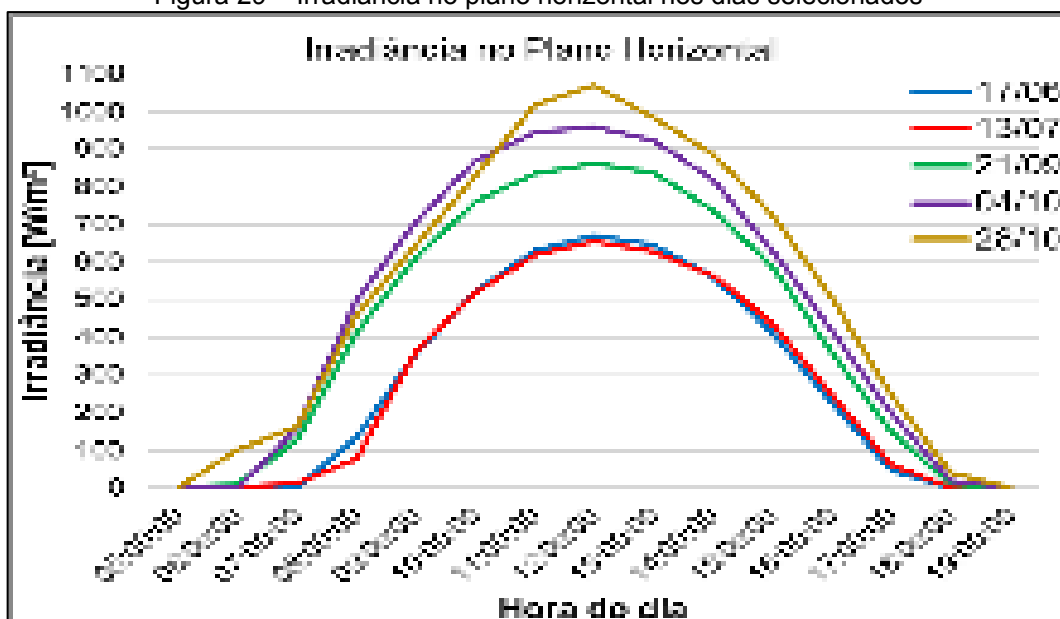
O estudo da autolimpeza dos sistemas FV, é uma continuação do estudo apresentado no tópico 4.1.

A partir das análises das irradiações diárias, de todos os dias dos meses de junho até outubro, foram selecionados cinco dias, com característica de céu limpo (sem nebulosidade) para serem analisados e comparados. O primeiro dia selecionado foi 17/06/17, para representar um dia típico pré limpeza. As limpezas foram executadas nos dias 26/06/17 e 28/06/17, no EV e na sede Neville, respectivamente.

O dia 13/07/17 foi selecionado para a análise pós limpeza. No período após a limpeza, da segunda quinzena de agosto, até 21 de setembro houve estiagem, onde o dia mencionado foi selecionado para análise. Após essa data, segundo dados do INMET, houve um período de chuva, totalizando 67mm e o dia 04/10/17 foi selecionado para estudo do efeito pós estiagem. O período chuvoso permaneceu por mais alguns dias, sendo registrados mais 173mm de chuva, e por final foram levantados dados do dia 28/10/17 para análise após um período de altos índices acumulativos de pluviosidade.

Na Figura 29, é apresentado um gráfico da irradiância no plano horizontal, demonstrando o perfil dos dias elencados.

Figura 29 – Irradiância no plano horizontal nos dias selecionados



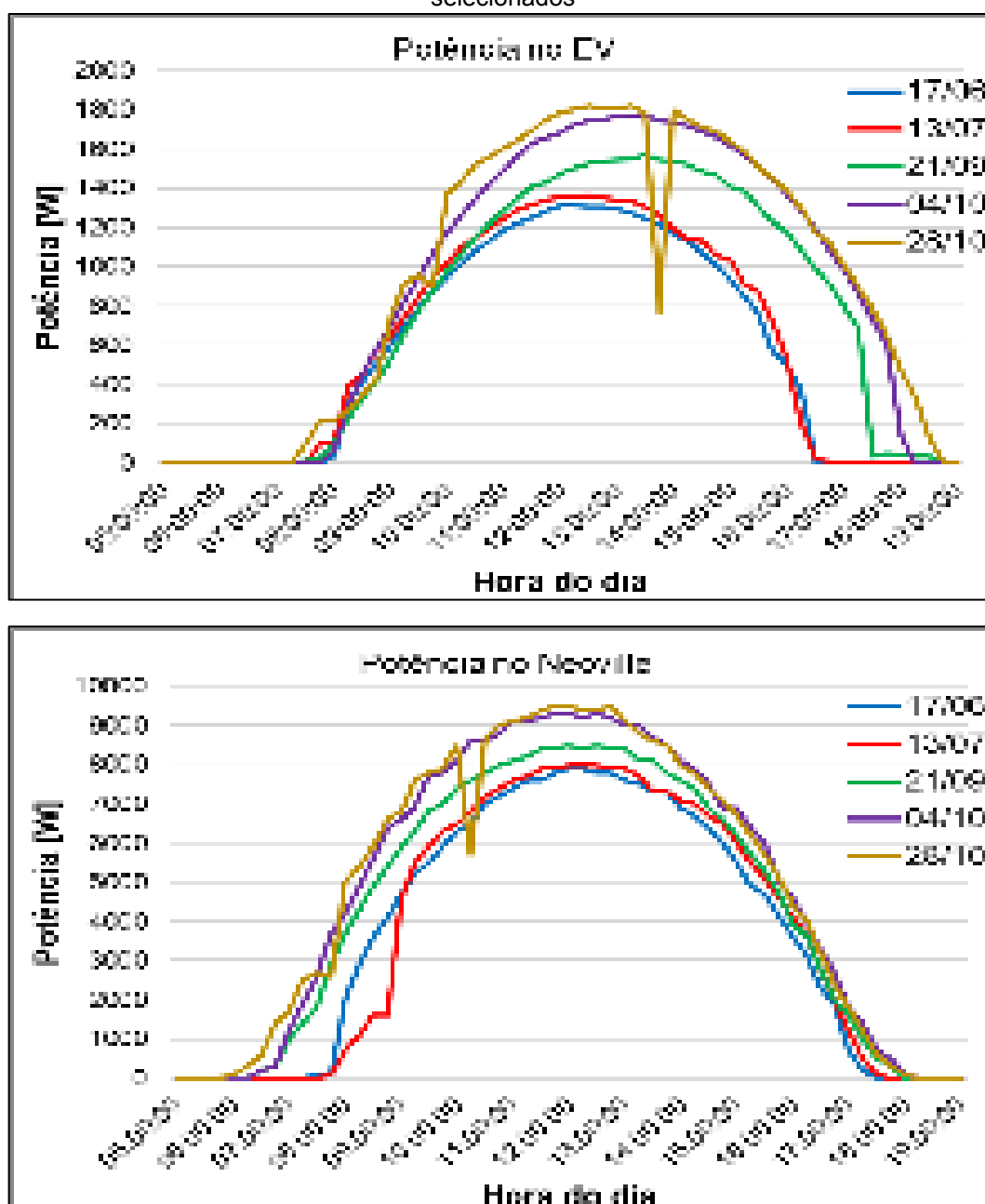
Fonte: Autoria própria, 2017.

Nota-se que para os meses de inverno, junho e julho, os níveis de irradiância são menores, e conforme os meses vão avançando, os níveis de irradiância se

mostraram mais elevados. Também é possível observar que nas datas de setembro e outubro, há um período maior do dia com incidência de raios solares, conforme esperado.

Na Figura 30, são apresentados os gráficos das potências registradas nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede no EV e no Neville, para os dias elencados, em que mostram a variação dos níveis de potência conforme a irradiância solar presentes nos locais onde estão instalados. Novamente, é possível observar a ocorrência de nebulosidade, nas duas plantas, em horário diferente e não no INMET.

Figura 30 – Potência do SFVCR do EV (gráfico superior) e do Neville (gráfico inferior) para os dias selecionados



Fonte: Autoria própria, 2017.

Com relação ao plano analisado, os dados disponibilizados pelo INMET estão com base no plano horizontal, enquanto que os dois sistemas fotovoltaicos apresentam ângulos de inclinação diferentes, como já explicado no capítulo 3. Desta forma, construir uma análise para épocas de ano com dados diferentes, somente analisando o plano horizontal, não representaria a realidade dos fatos. Sendo assim, foi utilizado o *software* RADIASOL para os cálculos e simulações. Na Tabela 13, são apresentados os dados obtidos no portal do INMET e os resultados obtidos após a utilização do programa.

Tabela 13 – Dados para análise dos dias selecionados

Dia	17/06/17	13/07/17	21/09/17	04/10/17	28/10/17
Irradiação total no plano horizontal [Wh/m ²]	4.205,22	4.182,95	6.298,34	7.140,90	7.675,30
Irradiação no plano do painel EV [Wh/m ²]	5.142,00	4.984,00	6.827,00	7.322,00	7.562,00
Irradiação no plano do painel Neoville [Wh/m ²]	5.738,00	5.490,00	7.060,00	7.270,00	7.270,00
Energia gerada EV [kWh]	7,99	8,49	10,82	12,91	13,37
Energia gerada Neoville [kWh]	49,4	49,8	58,2	65,2	65,2
Precipitação [mm]	---	---	67,4		173,6

Fonte: Autoria própria, 2017.

Foram feitos os cálculos diários da produtividade e da taxa de desempenho para o EV e Neoville, e os resultados estão apresentados na Tabela 14.

Tabela 14 – Cálculo da produtividade e da taxa de desempenho para o EV e Neoville

EV					
Dia	17/06/17	13/07/17	21/09/17	04/10/17	28/10/17
YIELD [kWh/kWp]	3,81	4,04	5,15	6,15	6,36
PR [%]	74,01	81,14	75,47	83,97	84,17
NEOVILLE					
Dia	17/06/17	13/07/17	21/09/17	04/10/17	28/10/17
YIELD [kWh/kWp]	4,84	4,88	5,71	6,39	6,39
PR [%]	84,40	88,93	80,82	87,93	87,93

Fonte: Autoria própria, 2017.

Analisando os dados de YIELD, percebe-se que com o passar do inverno, com dias mais longos, a produtividade aumenta. A taxa de desempenho permite uma

análise mais focada no desempenho do sistema com relação à sujeira. Analisando os dados para antes da limpeza, 17/06/17, e após a limpeza, 13/07/17, nota-se que em ambos os casos houve aumento, o que pode ser remetido à limpeza efetuada.

Comparando com o dia 21/09/17, que foi o dia estudado após o período de estiagem, percebe-se que os níveis de taxa de desempenho ficaram parecidos com os obtidos no dia 17/06/17, antes da limpeza, ou seja, o período de seca apresentou alta influência sobre o desempenho dos sistemas fotovoltaicos.

Analisando o dia 04/10/17, após um longo período de chuvas, novamente há um crescimento na taxa de desempenho, o que indica que a autolimpeza realizada pela chuva é bastante eficiente. Com relação ao último dia, os valores permaneceram praticamente os mesmos, o que indica que não houve tempo hábil para o acúmulo de sujeira e a chuva não teve uma ação determinante.

Com isso, pode-se afirmar que a taxa de desempenho apresentou crescimento nos dois casos, o que permite concluir que os dois sistemas apresentavam sujeira e que a limpeza surtiu grande efeito nos dois painéis.

4.2 PERDA POR TEMPERATURA

Os testes de perda por temperatura, sombreamento e descasamento serão todos executados com o mesmo equipamento, HT I-V500W, que é um traçador de curvas corrente x tensão (I-V) e potência x tensão (P-V), apresentado na Figura 31, ao lado dos cabos, conectores e sensor.

Figura 31 – HT I-V500W, cabos, sensor e conectores



Fonte: Autoria própria, 2019.

Para a utilização do equipamento, primeiramente é necessário inserir os dados de potência, tensão, corrente, tolerância e os coeficientes alfa, beta e gama, presentes na folha de dados, colado no módulo ou acessível na página *online* do fabricante, conforme ilustrado na Figura 32.

Figura 32 – Tela do HT I-V500W com os dados inseridos



Fonte: Autoria própria, 2019.

O equipamento possui um sensor de irradiância e temperatura, o qual deve ser conectado para fazer as leituras em tempo real. Esse sensor deve ser posicionado encostado ao lado do módulo, para realizar a medição da temperatura, e no mesmo plano, para que obtenha a mesma irradiância, conforme ilustrado na Figura 33, sendo destacado pelo círculo amarelo.

Figura 33 – Sensor de temperatura e irradiância em operação



Fonte: Autoria própria, 2019.

O equipamento é conectado ao módulo via conector MC3 ou MC4, dependendo do modelo, para que o teste possa ser realizado. Os dados são armazenados na memória interna e podem ser visualizados instantaneamente pela tela do equipamento ou em um computador, com o respectivo programa (*Topview*) instalado. Na Figura 34, está ilustrada a tela do equipamento com os resultados obtidos (esquerda) e o respectivo gráfico (direita).

Figura 34 – Tela de resultados com os dados e o respectivo gráfico



Fonte: Autoria própria, 2019.

Os testes devem ser realizados em período do dia de alta irradiância, ou seja, próximo ao meio dia, com céu completamente ensolarado e, principalmente, sem cobertura de nuvens, assim não há risco de as medições sofrerem interferência do fenômeno de borda de nuvem. Ainda, há a opção de realizar os testes individualmente em cada módulos ou no painel fotovoltaico inteiro, desde que não ultrapasse os limites de 1500 V e 15 A.

Quando o teste é realizado, o equipamento armazena as respostas em forma numérica e gráfica, sendo que nesta seção, serão tratados os resultados numéricos. Na tabela de valores que acompanham o gráfico, é possível verificar vários dados, porém nesta análise, serão tratados apenas: número da medição, nome do módulo e data e hora do teste, número de módulos, potência máxima, tensões de circuito aberto e operação, correntes de curto-circuito e operação, irradiância instantânea, temperatura do módulo, coeficientes de temperatura em relação à corrente e tensão (alfa e beta).

Para fazer a análise de perda de desempenho do módulo em função da temperatura, será escolhido um módulo do laboratório, que esteja armazenado sem exposição ao Sol. Será feito o teste com temperatura ambiente, em seguida o módulo

Na Figura 37, são apresentados os resultados obtidos pelo equipamento, onde a linha divide os resultados com o módulo frio e, posteriormente, aquecido. Inicialmente foi registrada a temperatura de 19,2°C e irradiância de 891 W/m². Em seguida, o teste foi repetido alguns minutos depois após a temperatura estabilizar, onde foi atingido 44,5°C com valor de irradiância de 885 W/m².

Figura 37 – Resultado do teste executado no módulo do laboratório

Temp. (°C)	Irradiância (W/m²)	V _{oc} (V)	I _{sc} (A)	P _{max} (W)	V _m (V)	I _m (A)	P _{max} (%)	Temp. (°C)	Irradiância (W/m²)	V _{oc} (V)	I _{sc} (A)	P _{max} (W)	V _m (V)	I _m (A)	P _{max} (%)
19,2	891	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	44,5	885	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Autoria própria, 2019.

O objetivo inicial é validar as informações nos coeficientes alfa e beta, que são a variação percentual da corrente e tensão em função da temperatura, respectivamente. O coeficiente alfa, comparado com o beta, é aproximadamente 6 vezes menor, ou seja, a temperatura exerce muito mais influência na tensão do que na corrente do módulo FV. Além disso, o valor de beta é negativo, o que significa que com o aumento da temperatura, há a diminuição da tensão.

O cálculo de validação dos coeficientes, consiste em matematicamente determinar o valor da tensão de circuito aberto, da corrente de curto circuito e potência do módulo, a partir de uma medição inicial e da variação de temperatura sofrida pelo módulo. Inicialmente, é calculada a variação do parâmetro desejado (tensão, corrente ou potência), multiplicando o coeficiente (alfa, beta ou gama) pela variação de temperatura, conforme demonstrado na equação 5.

$$\Delta V[\%] = \text{beta} \cdot (T_f - T_i) \quad (5)$$

O valor final desejado corresponde ao valor inicial somado do valor inicial multiplicado pela variação percentual, o ΔV anteriormente calculado, conforme apresentado na equação 6.

$$V_f = V_i + \frac{V_i \cdot \Delta V}{100} = V_i \cdot \left(1 + \frac{\Delta V}{100}\right) \quad (6)$$

Finalmente, substituindo o valor de Δ pela definição na equação 5, e rearranjando os termos, obtemos as equações finais para o cálculo de qualquer

parâmetro interessado, sendo apresentados nas equações 7, 8 e 9.

$$V_{ocf} = \frac{V_{oci} \cdot (100 + \beta \cdot (T_f - T_i))}{100} \quad (7)$$

$$I_{scf} = \frac{I_{sci} \cdot (100 + \alpha \cdot (T_f - T_i))}{100} \quad (8)$$

$$P_f = \frac{P_i \cdot (100 + \gamma \cdot (T_f - T_i))}{100} \quad (9)$$

Onde,

V_{ocf} = Tensão de circuito aberto final [V];

V_{oci} = Tensão de circuito aberto inicial [V];

I_{scf} = Corrente de curto circuito final [A];

I_{sci} = Corrente de curto circuito inicial [A];

P_f = Potência final [W];

P_i = Potência inicial [W];

β = Coeficiente da tensão em função da temperatura [%/°C];

α = Coeficiente da corrente em função da temperatura [%/°C];

γ = Coeficiente da potência em função da temperatura [%/°C];

T_f = Temperatura final [°C];

T_i = Temperatura inicial [°C].

Os valores de cada parâmetro utilizado nos cálculos são referentes à Figura 37, sendo apresentados de forma mais simples na Tabela 15.

Tabela 15 – Valores dos parâmetros utilizados nas equações 7, 8 e 9

Parâmetro	Valor
V_{oci} [V]	46,86
I_{sci} [A]	7,90
P_i [W]	292,36
β [%/°C]	-0,31
α [%/°C]	0,0501
T_i [°C]	19,2
T_f [°C]	44,5

Fonte: Autoria própria, 2019.

Os valores calculados para a tensão, corrente e potência são 43,18 V, 8,00 A e 262,77 W, respectivamente. Comparando com os dados obtidos no teste, apresentados na Figura 37, há uma variação percentual de 0,43% para a tensão, 0,74% para a corrente e 1,79% para a potência, podendo-se concluir que os cálculos e o teste com o equipamento apresentam convergência de informações.

O ensaio de temperatura nos módulos do EV não será feito de maneira direta, pois estão instalados no telhado do edifício, o que causa dificuldade para que sejam retirados, ou mesmo se instale alguma forma de bloqueio para a luz solar. Para determinar o efeito da temperatura, o primeiro passo foi determinar a acurácia do equipamento. O segundo, é realizar uma análise da temperatura do módulo ao longo do dia, em relação a temperatura ambiente e, a partir de uma medida padrão, determinar as perdas. Na Figura 38, é apresentada a folha de dados dos módulos do EV. Os mesmos serão inseridos no equipamento.

Figura 38 – Folha de dados dos módulos instalados no EV

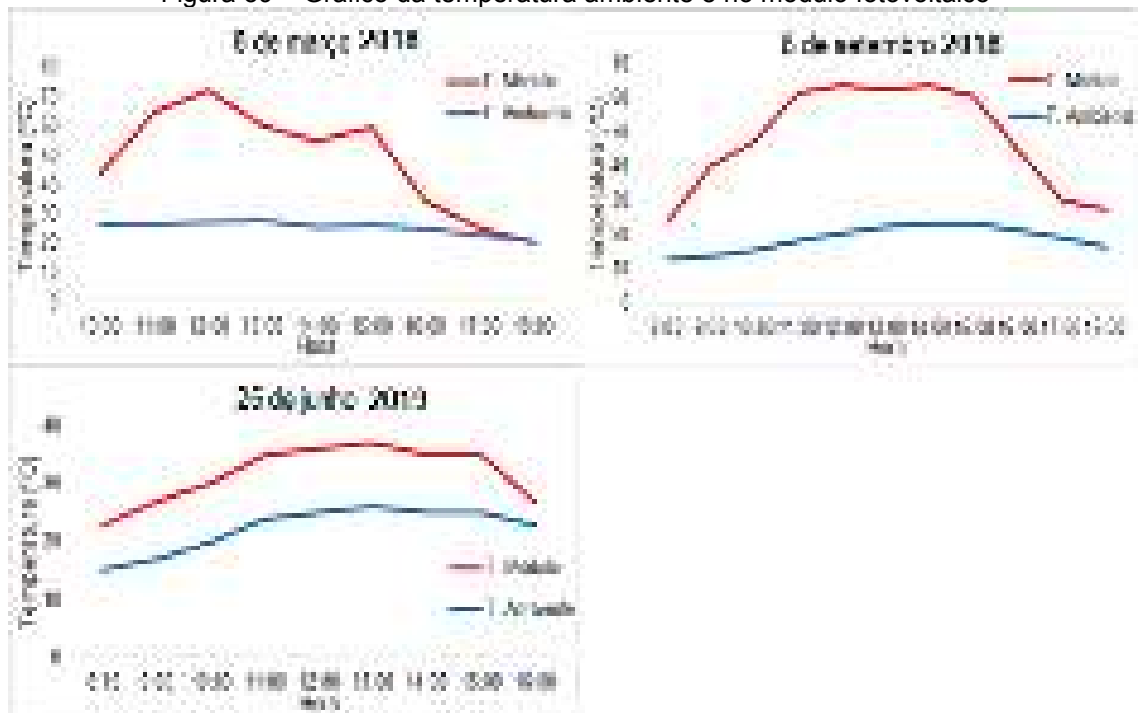
Specifications	
Electrical Performance under Standard Test Conditions (STC)	
Maximum Power Point	270W (1470V / 18.37A)
Maximum Power Voltage (Vmp)	26.7V
Maximum Power Current (Imp)	7.80A
Open Circuit Voltage (Voc)	31.2V
Short Circuit Current (Isc)	0.50A
Max System Voltage	600V
Temperature Coefficient of Vmp	-0.170 V/°C
Temperature Coefficient of Imp	0.10 x 10 ⁻³ A/°C

Fonte: Adaptado de Kyocera, 2019.

A temperatura nos módulos FV do EV foram adquiridas de duas formas, uma com sensores e outra com multímetro. Na primeira forma, Kotinda (2018), instalou sensores de fibra ótica na parte de trás dos módulos e obteve resposta para o dia 3 de março e 8 de setembro de 2018. Na segunda, foi utilizado um multímetro, juntamente com o termopar, onde eram anotadas as temperaturas ambiente e posteriormente do módulo, para o dia 25 de junho de 2019.

Na Figura 39, são apresentados os gráficos da temperatura ambiente e do modulo FV para as datas mencionadas, onde pode-se visualizar que no verão as temperaturas são mais altas, tanto a ambiente quanto a do módulo, ao contrário do inverno, onde todas são mais baixas e a diferença de temperatura também é menor.

Figura 39 – Gráfico da temperatura ambiente e no módulo fotovoltaico



Fonte: Autoria própria, 2019.

Analisando a Figura 39, pode-se perceber que os dados do mês de setembro de 2018 e junho de 2019 apresentam temperatura ambiente bastante semelhante, entre 10°C e 20°C, porém a temperatura nos módulos são muito distintas, chegando a quase o dobro para o mês de setembro. Com base nos dados de velocidade de vento disponibilizados pelo INMET, é possível detectar que a para o dia 8 de setembro de 2018 a velocidade do vento era mais baixa, atingindo pico de 3,1 m/s, enquanto para o dia 25 de junho de 2019 a velocidade atingiu valores de 6,5 m/s. O vento é um importante aliado para manter a temperatura dos módulos mais baixa.

Na Figura 40, estão apresentados os valores de um teste feito no EV, o qual será comparado e calculado para diferentes temperaturas, onde será feita uma análise da potência, de acordo com os gráficos da Figura 39. A temperatura desse ensaio (48,2°C) será utilizada como referência para os cálculos.

Figura 40 – Teste em um módulo do EV para comparação em diferentes temperaturas

	Tempo	Potência (W)	Tensão (V)	Corrente (A)	Temperatura (°C)	Velocidade do Vento (m/s)	Humidade Relativa (%)	Pressão (hPa)	Altitude (m)	Latitude (°S)	Longitude (°W)
REAL 10-CESTRALEP INOUEP1100	1	1000	320	3.1	48.2	3.1	65	1013	100	15	48

Fonte: Autoria própria, 2019.

Foram escolhidos o maior e menor valor de temperatura do módulo para cada dia selecionado, portanto, para o dia 6 de março as temperaturas são 72,4 °C e 24,8°C, para o dia 25 de junho 37°C e 23°C e para o dia 8 de setembro foram obtidos

64,1°C e 23,5°C. Para realizar os cálculos, será utilizada a metodologia apresentada para o módulo do laboratório juntamente com as equações 7, 8 e 9. Os resultados da análise estão apresentados na Tabela 16.

Tabela 16 – Parâmetros para os cálculos por perda de temperatura					
Medição	Parâmetro	Temperatura Medida no Painei FV	Grandeza	Calculado	Variação de Potência
Referência	Temperatura [°C]	48,2	P_{max} [W]	149,4	---
			V_{oc} [V]	30,27	
			I_{sc} [A]	6,76	
06 março	Temperatura Máxima [°C]	72,4	P_{max} [W]	142,2	- 4,84%
			V_{oc} [V]	27,6	
			I_{sc} [A]	6,9	
	Temperatura Mínima [°C]	24,8	P_{max} [W]	156,4	+ 4,68%
			V_{oc} [V]	32,8	
			I_{sc} [A]	6,7	
25 junho	Temperatura Máxima [°C]	37	P_{max} [W]	152,8	+ 2,24%
			V_{oc} [V]	31,5	
			I_{sc} [A]	6,7	
	Temperatura Mínima [°C]	23	P_{max} [W]	157	+ 5,04%
			V_{oc} [V]	31,5	
			I_{sc} [A]	6,7	
08 setembro	Temperatura Máxima [°C]	64,1	P_{max} [W]	144,7	- 3,18%
			V_{oc} [V]	28,5	
			I_{sc} [A]	6,8	
	Temperatura Mínima [°C]	23,5	P_{max} [W]	156,8	+ 4,94%
			V_{oc} [V]	33	
			I_{sc} [A]	6,7	

Fonte: Autoria própria, 2019.

Como esperado, quando a temperatura aumenta em relação à de referência, a tensão de circuito aberta apresenta diminuição, a corrente aumenta e a potência tem considerável queda. Ao contrário, quando a temperatura diminui em relação a de referência, a tensão e a potência aumentam, enquanto a corrente apresenta queda. Assim, pode-se afirmar que no verão a perda de potência por efeito da temperatura é maior do que no período de inverno para a tecnologia policristalino estudada. Em casos de temperaturas extremamente altas, a perda ultrapassa os 5%, porém comparando a temperatura de referência com 25°C, que é definida na folha de dados (STC) , a perda por temperatura é na ordem de 4,68%.

4.3 PERDA POR SOMBRAMENTO

O sombreamento é um grande problema para os módulos fotovoltaicos, porque além de diminuir a potência instantaneamente na instalação, caso perdure por algum tempo, pode levar ao aparecimento de pontos quentes, danificando as células. O EV é uma construção localizada na região central de Curitiba, por isso há vários prédios altos em seu entorno, como pode ser visto na Figura 41.

Figura 41 – Foto panorâmica do entorno do EV



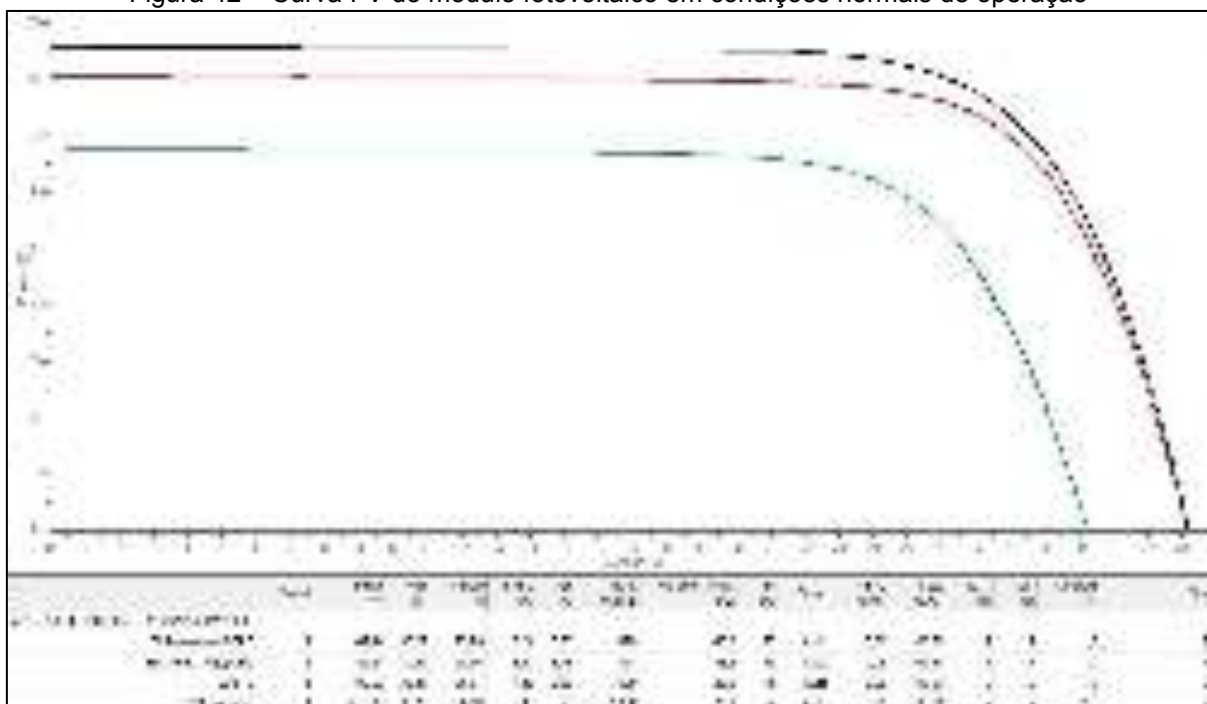
Fonte: Autoria própria, 2019.

Do mesmo modo como feito para a análise da temperatura, será utilizado o equipamento HT I-V500W, porém, neste tópico, também serão analisados os resultados gráficos. No momento da execução dos testes, em ambiente aberto e não controlado, os valores de irradiância e temperatura são medidos em tempo real, portanto o módulo fornece uma resposta de tensão, corrente e potência instantâneo, denominados de condição de operação (OPC – *operative condition*). Para apresentação dos resultados finais, o gráfico OPC será plotado na cor azul.

Os valores inicialmente inseridos, presentes na folha de dados dos módulos FV, são denominados de dados nominais, que são a base de comparação do resultado dos testes e serão plotados na cor preta. Para poder determinar se os módulos (ou painel) testados estão com desempenho dentro de uma faixa adequada, os valores OPC são extrapolados pelo equipamento e calculados para valores nas condições STC, sendo esses gráficos plotados na cor vermelha.

Além do gráfico, os resultados também apresentam as seguintes informações: número da medição, nome do módulo e data e hora do teste, número de módulos, potência máxima, tensões de circuito aberto e operação, correntes de curto-circuito e operação, irradiância instantânea, temperatura do módulo, fator de forma (FF), coeficientes de temperatura em relação à corrente e tensão (alfa e beta), tolerância de potência superior e inferior, percentual de degradação anual e tempo total de operação (em anos). Na Figura 42, está representada a resposta I-V do módulo em condições normais de operação o qual será testado também em outras condições. Analisando o resultado, é possível ver que o módulo apresenta leve queda na corrente de curto circuito e sua potência está abaixo da nominal, resultado de sete anos de operação.

Figura 42 – Curva I-V do módulo fotovoltaico em condições normais de operação



Fonte: Autoria própria, 2019.

No período matutino, não há ocorrência de sombreamento no sistema fotovoltaico, porém no final da tarde, no período do inverno, aproximadamente às 16:15 horas, o maior prédio projeta sombra sobre os módulos da esquerda, que com o passar dos minutos vai avançando até deixar o painel todo sombreado. Na Figura 43, estão apresentados o instante inicial do sombreamento, aproximadamente 16:15 (esquerda) e o momento em que todo o painel é sombreado, causando o desligamento do inversor, aproximadamente 17:00 (direita). As fotografias foram tiradas de posições diferentes, pois para primeiro caso a qualidade da foto seria muito baixa se fosse tirada

contra o Sol, e para o caso dois, não seria nítido o sombreamento e nem seria possível ver que, de fato, o Sol já não incidia raios diretamente.

Figura 43 – Painel fotovoltaico do EV com sombreamento parcial às 16:15 (esquerda) e sombreamento total às 17:00 (direita)



Fonte: Autoria própria, 2019.

Para analisar o impacto desse sombreamento na capacidade de geração do módulo, esse mesmo padrão de sombreamento foi reproduzido, cobrindo o módulo com algum material que não deixe a luz passar (um tecido ou cartolina), conforme apresentado nas Figura 44 e Figura 45. Ressaltando que os módulos foram lavados antes do início do teste, para que a variável sujidade não interfira nos resultados.

Figura 44 – Simulação de sombreamento parcial com base no padrão real



Fonte: Autoria própria, 2019.

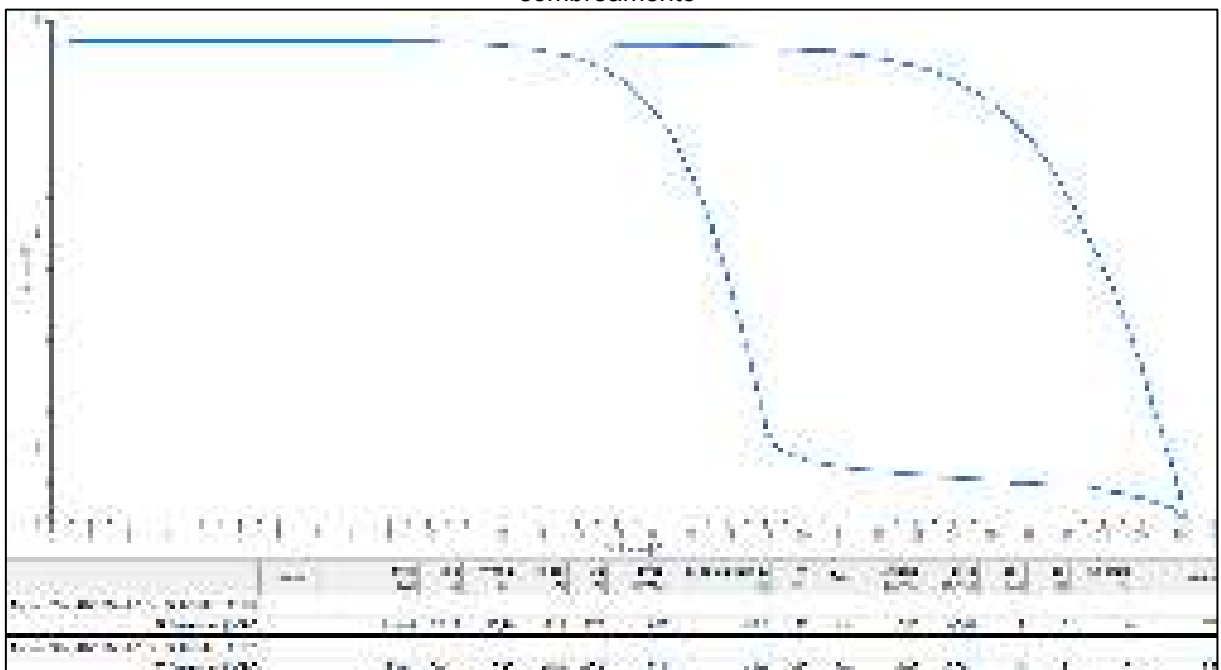
Figura 45 – Simulação de sombreamento parcial



Fonte: Autoria própria, 2019.

O resultado para todas as condições ilustradas nas Figura 44 e Figura 45, é igual, e está apresentado na Figura 46. Para analisar o real impacto do sombreamento no módulo fotovoltaico, serão confrontados os valores de potência instantânea (OPC – do inglês *operational condition*) do gráfico com o módulo operando em condições normais, conforme apresentado na Figura 42, com os dados OPC do teste com o módulo sombreado. Em condições normais de operação, o gráfico apresenta o formato superior, mais suavizado, enquanto que quando sombreado, o resultado apresenta curvas abruptas.

Figura 46 – Comparação do gráfico I-V do módulo ensolarado com o módulo parcialmente sombreamento



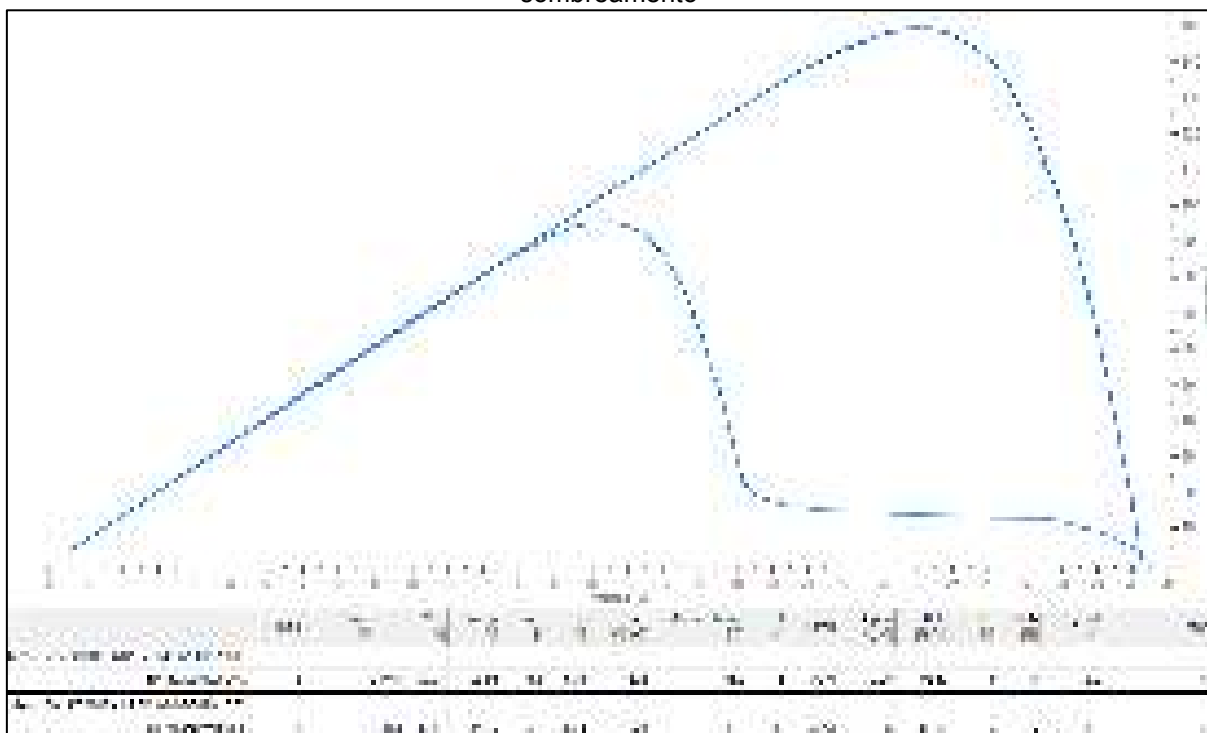
Fonte: Autoria própria, 2019.

Na tabela de resumo dos resultados, abaixo do gráfico, é possível verificar que o módulo sem sombreamento apresentou potência OPC de 149,44 Wp, enquanto o sombreado, apresentou 93,61 Wp, uma diferença de 37,35%. Portanto, o sombreamento de meia célula, ou de duas células, faz com que o módulo FV todo tenha diminuição de potência.

Esse modelo de módulo FV é construído com três diodos de *bypass*, sendo um a cada duas fileiras de células. Nesse teste, como a potência teve redução de aproximadamente 33%, pode-se concluir que um desses diodos foi acionado, assim garantindo que o módulo deixe de gerar apenas uma parcela da potência que geraria em casos normais.

O mesmo teste apresenta várias possíveis análises, sendo apresentado na Figura 47, o gráfico P-V do módulo totalmente ensolarado e parcialmente sombreado. Novamente, em condições normais o resultado é o superior e quando sombreado, o gráfico apresenta traçado mais curvilíneo.

Figura 47 – Comparação do gráfico P-V do módulo ensolarado com o módulo parcialmente sombreamento

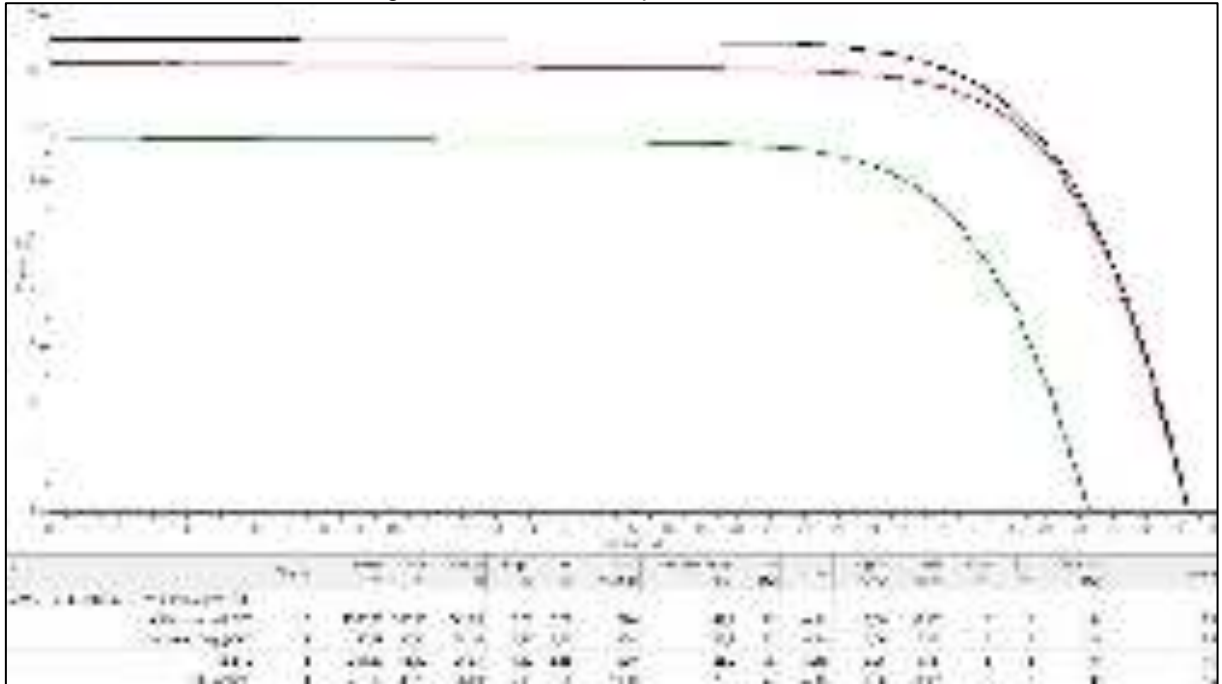


Fonte: Autoria própria, 2019.

Após análise do efeito do sombreamento em somente um módulo FV, é importante determinar também o comportamento do painel FV. Esse teste é realizado no SFVCR do EV, sendo inicialmente analisado no painel operando em condições normais, apresentado na Figura 48. Pode-se notar na tabela abaixo do gráfico, que a

irradiância era de 824 W/m^2 e o painel estava operando com $1.508,9 \text{ W}$. Outro dado que é possível ser visualizado, é que a média de potência por módulo, é de $158,09 \text{ Wp}$, sendo esse dado apresentado no gráfico com cor verde.

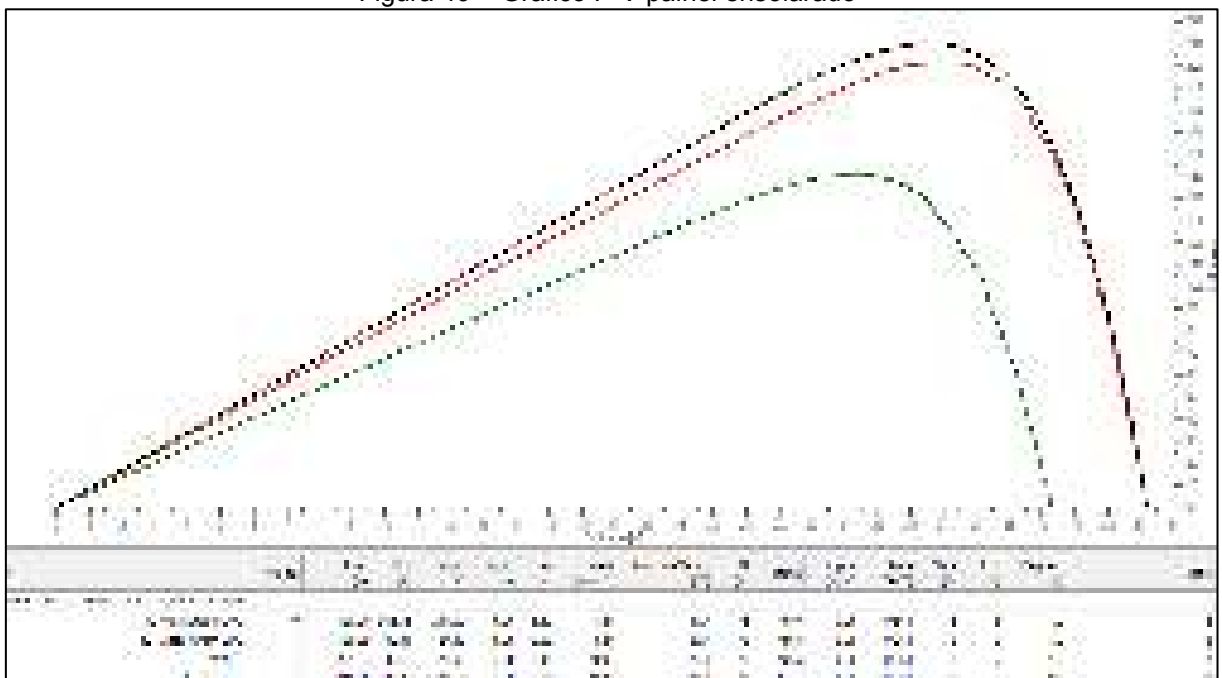
Figura 48 – Gráfico I-V painel ensolarado



Fonte: Autoria própria, 2019.

Na Figura 49, é apresentado o gráfico P-V do painel, resultado do mesmo ensaio anteriormente ilustrado.

Figura 49 – Gráfico P-V painel ensolarado



Fonte: Autoria própria, 2019.

Após cobrir inteiramente um módulo fotovoltaico, para que não haja nenhuma parte exposta aos raios solares, conforme ilustrado na Figura 50, o teste foi novamente realizado no painel.

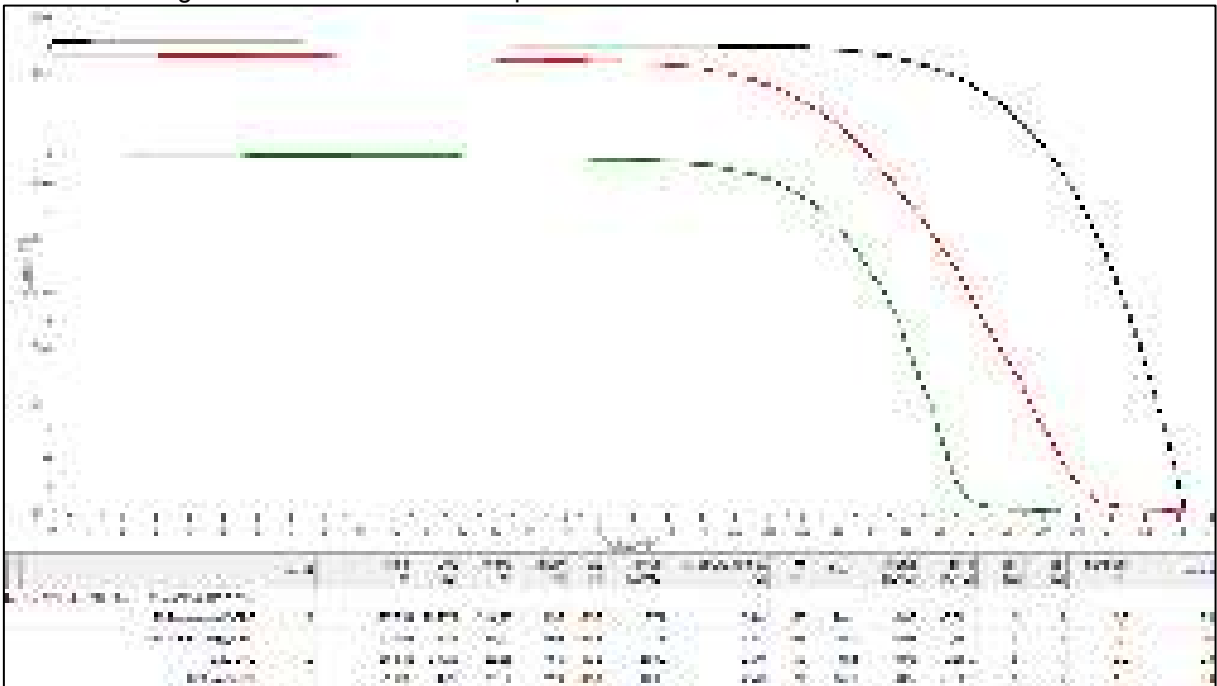
Figura 50 – Módulo com sombreamento total



Fonte: Autoria própria, 2019.

O resultado do teste com um módulo sombreado, pode ser observado na Figura 51, onde nota-se que na parte da direita, há uma abrupta queda nos gráficos.

Figura 51 – Gráfico I-V de um painel com um módulo totalmente sombreado

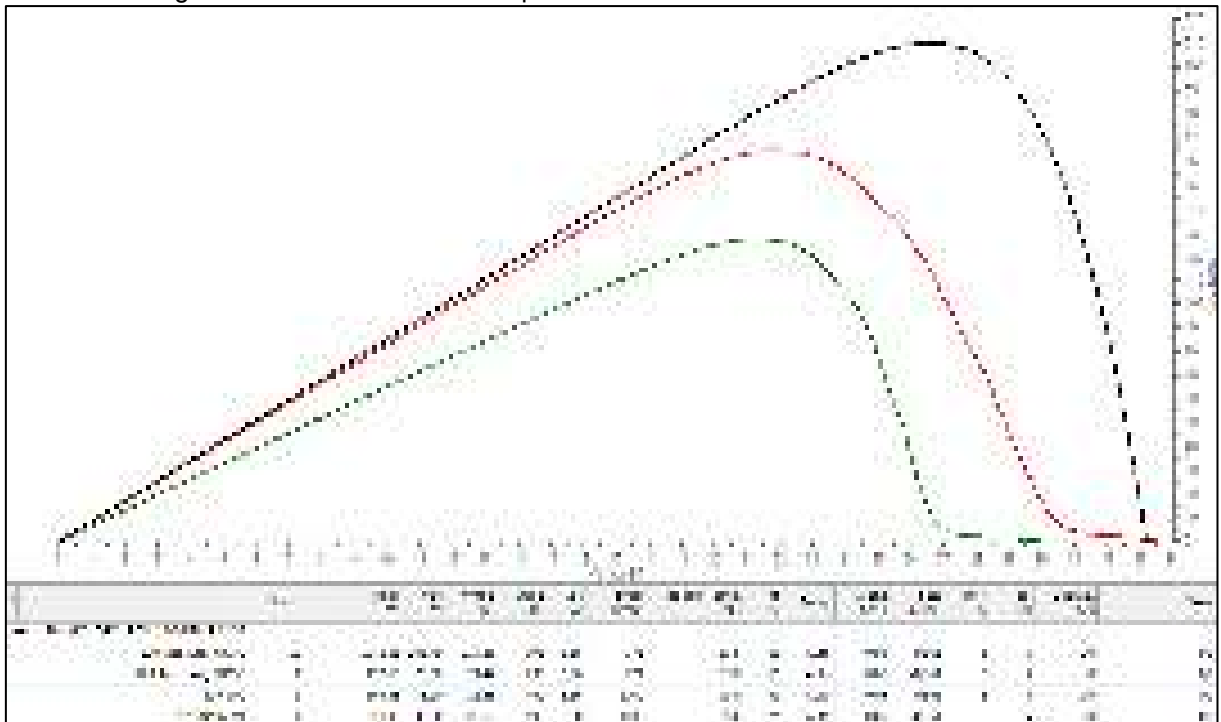


Fonte: Autoria própria, 2019.

Analisando a tabela, é possível identificar que a potência do painel é de 1.276,81 W e a tensão de circuito aberto é de 295,79 V. Comparando com a potência do painel em condições ensolaradas, apresentados na Figura 48, a redução foi de 15,38%. A tensão de operação reduziu para 21,65 V, valor abaixo dos 26,6 V apresentados na folha de dados, na Figura 38.

Na Figura 52, está representado o gráfico da curva P-V para o mesmo teste mencionado, onde também é possível visualizar uma acentuada queda no gráfico.

Figura 52 – Gráfico P-V de um painel com um módulo totalmente sombreado



Fonte: Autoria própria, 2019.

Portanto, a partir das 16:15 horas, a potência total do painel fotovoltaico do EV apresenta decréscimo abrupto de potência, devido ao avanço de sombreamento sob os módulos FV, até aproximadamente 17:00, quando o sombreamento é total, a irradiância é muito baixa, e o inversor desliga. Na Figura 53, está ilustrada a potência do inversor nos momentos antes do início do sombreamento, durante e sombreamento e após o sombreamento total com potência insuficiente para manter o inversor ligado.

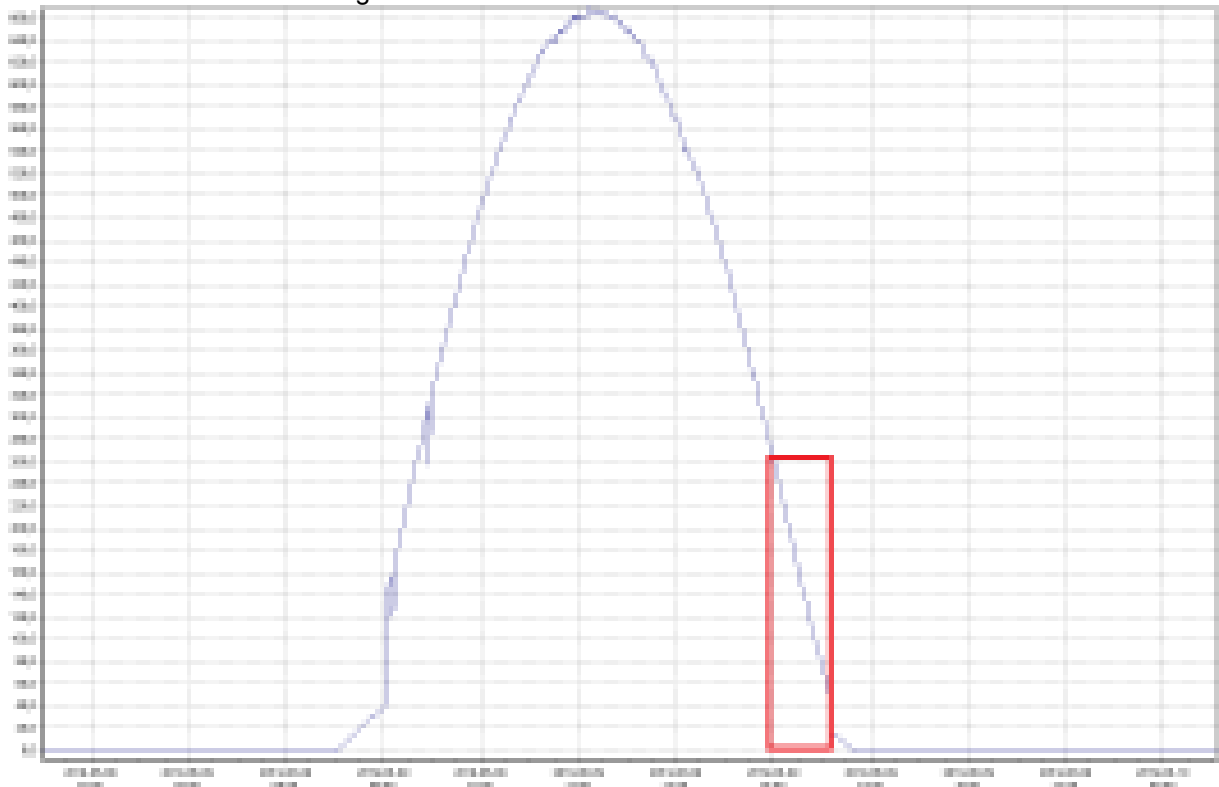
Figura 53 – Tela do inversor antes do sombreamento (esquerda) Tela do inversor durante o sombreamento (meio) e Tela no inversor no final do período de geração (direita)



Fonte: Autoria própria, 2019.

Como visto nos gráficos dos testes realizados, a perda de potência devido ao sombreamento pode ser elevada, porém no caso do EV, para a época do inverno, a perda total não é muito expressiva, pois ela ocorre somente na parte final do dia, aproximadamente nos últimos 45 minutos de geração, quando a irradiância já é baixa, conforme pode ser visualizado na Figura 54. Às 16 horas a irradiância registrada é de 260 W/m^2 e às 17 horas de apenas 60 W/m^2 .

Figura 54 – Dados de irradiância no final do dia



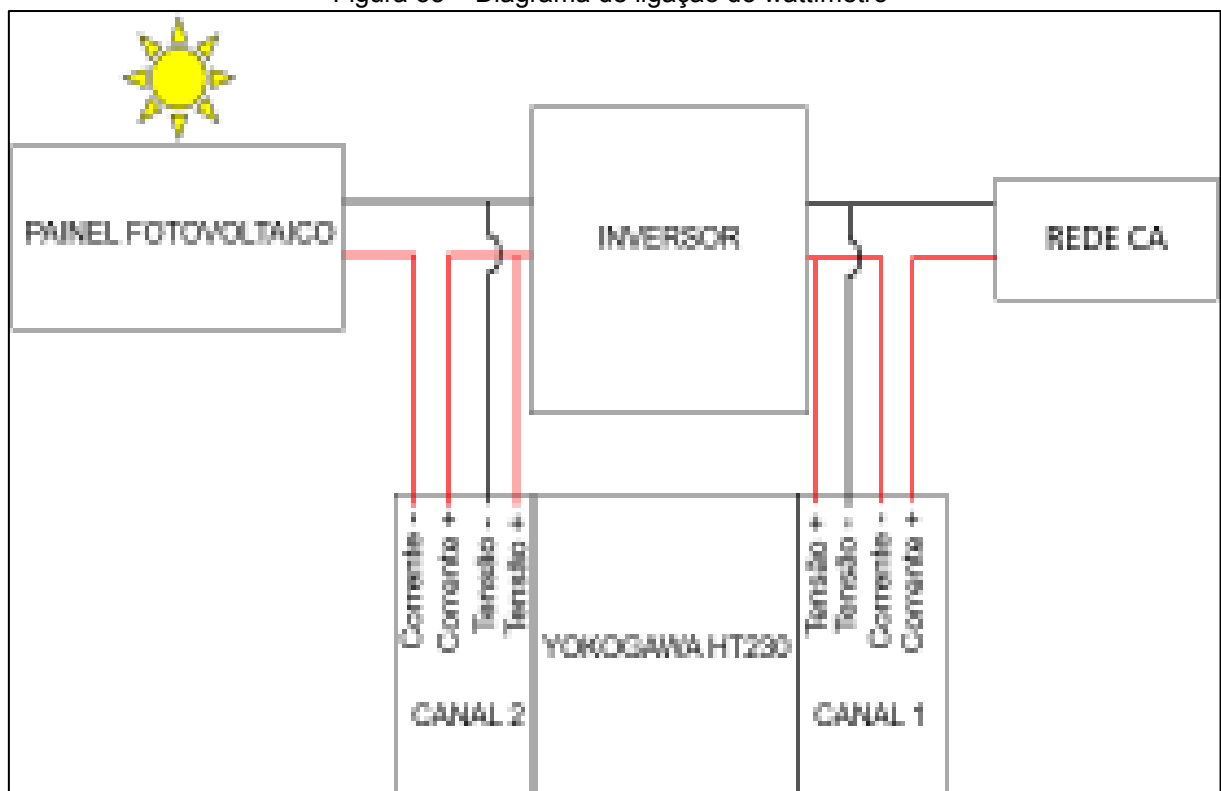
Fonte: Autoria própria, 2019.

Integralizando os dados de irradiância, das 16 horas até as 17 horas, a irradiação total é $167,8 \text{ Wh/m}^2$, enquanto durante o dia foi de $4.150,3 \text{ Wh/m}^2$. Portanto, o sombreamento faz com o que o painel FV do EV deixe de receber 4% de energia, devido ao sombreamento.

4.4 PERDA NO INVERSOR

O inversor é o componente eletrônico do sistema fotovoltaico, e como todo componente eletrônico, há perdas, geralmente por efeito *Joule*. Para determinar qual a eficiência do inversor, é necessário aferir a potência CC, que chega do painel fotovoltaico e a potência CA, que é efetivamente entregue para a rede. Para realizar esse teste, foi utilizado um wattímetro da marca Yokogawa modelo WT230. Nesse equipamento, os cabos são conectados de modo que fazem leituras de tensão e corrente, calculando assim a potência. O esquema de ligação do equipamento está ilustrado na Figura 55.

Figura 55 – Diagrama de ligação do wattímetro



Fonte: Autoria própria, 2019.

O equipamento possui três telas, “A” superior, “B” do meio e “C” inferior, e três entradas na parte traseira. No teste realizado, a tela “A” é utilizada para mostrar a potência CA, a tela “B” mostra a potência CC e na tela “C” é calculada a eficiência

instantânea do inversor. Na Figura 56 está ilustrado o wattímetro utilizado, em sua parte frontal, com as três telas e seus respectivos resultados.

Figura 56 – Wattímetro em operação



Fonte: Autoria própria, 2019.

Seguindo o esquema de ligação anteriormente apresentado, o wattímetro foi utilizado durante o período de 5 horas, das 12 até as 17. Após a coleta de dados, a potência CA foi normalizada, ou seja, calculado qual a porcentagem da potência nominal do inversor está sendo utilizada, sendo posteriormente calculada a eficiência para cada faixa de potência, apresentados na Tabela 17. Lembrando que a potência fotovoltaica instalada no EV é de 2,1 kWp e o inversor é de 2 kW.

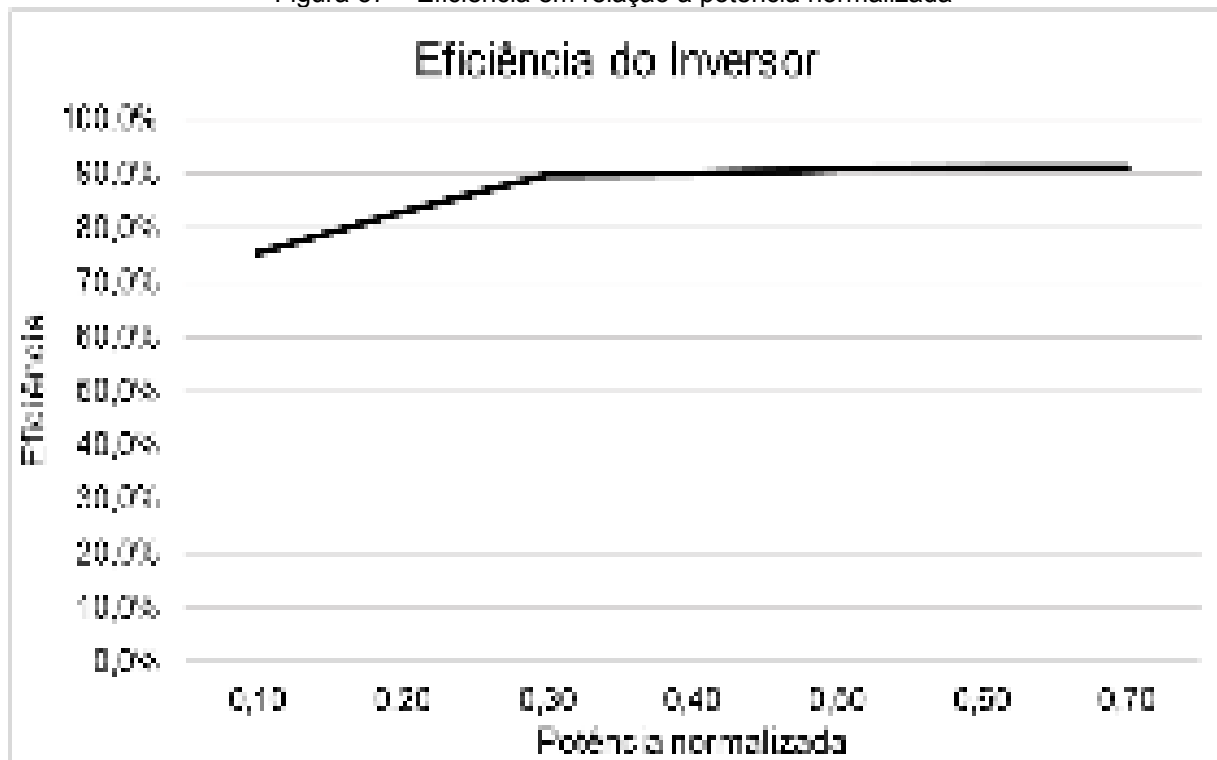
Tabela 17 – Dados de potência e eficiência do inversor do EV

Potência normalizada	Eficiência [%]
0,10	75,5%
0,20	82,9%
0,30	89,8%
0,40	90,0%
0,50	91,0%
0,60	91,2%
0,70	91,2%

Fonte: Autoria própria, 2019.

Analisando os dados da Tabela 17, pode-se notar que quando o inversor está com baixo carregamento, nos períodos em que a potência fotovoltaica ainda é baixa, o rendimento é mais baixo, ao contrário de quando a potência é mais alta, onde obteve-se maior rendimento. Os valores de potência normalizada entre 0,1 e 0,3, foram obtidos após as 16 horas. Das 12 até as 15:30 horas, a potência ainda é alta, prevalecendo os altos índices de eficiência, portanto, na grande parte do dia, o inversor opera com eficiência acima de 90%. Esses dados foram inseridos na forma de gráfico, apresentados na Figura 57, a qual apresenta a eficiência do inversor em relação a potência CA normalizada.

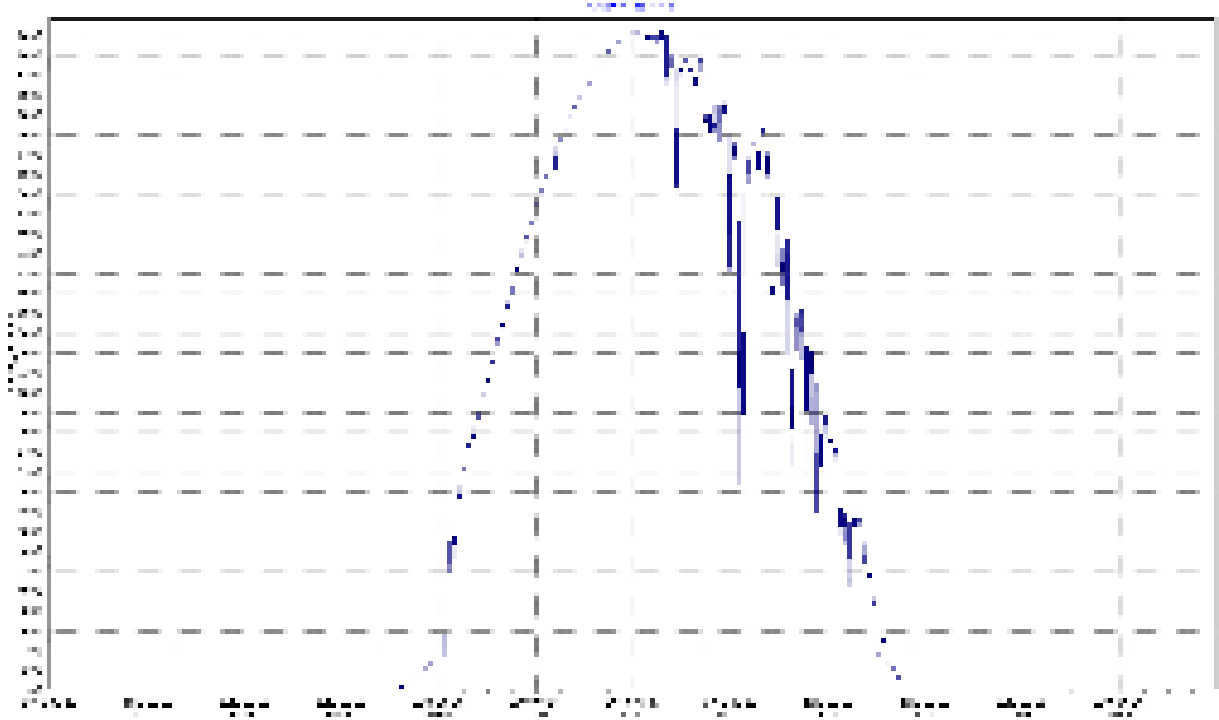
Figura 57 – Eficiência em relação a potência normalizada



Fonte: Autoria própria, 2019.

O teste de eficiência do inversor foi realizado no dia 25 de junho de 2019, que está entre os meses com menores índices de irradiância, já apresentado na Figura 25. Na Figura 58, é apresentado o gráfico de irradiância para o dia do ensaio, onde pode ser visualizado que o valor máximo atingido é de 677,3 Wh/m², o que explica o fato do inversor não poder ser testado em seu máximo carregamento.

Figura 58 - Dados de irradiância no dia do ensaio realizado no inversor



Fonte: Autoria própria, 2019.

Como pode ser visto nos resultados do experimento, a potência máxima atingida foi de 70% da potência nominal do inversor, ou seja, o inversor não foi testado em seu carregamento máximo.

Inversores modernos, como o apresentado na Figura 14, apresentam valores mínimos de eficiência de 92%, podendo atingir até 98%. O inversor analisado ainda utiliza tecnologia com transformador, o que aumenta as perdas, e está em operação a mais de 7 anos.

O conceito de eficiência Europeia, o qual relaciona a eficiência do inversor em diferentes carregamentos foi introduzido na década de 90. O conceito é bastante difundido, pois independe dos valores de tensão de entrada, levando apenas em consideração a eficiência do inversor em seis carregamentos, conforme apresentado na equação 10, onde $\eta_{5\%}$ é o valores da eficiência quando o inversor estiver com apenas 5% do carregamento, e assim por diante (BASSAN e URBANETZ JUNIOR, 2018).

$$\eta_{EURO} = 0,03 \cdot \eta_{5\%} + 0,06 \cdot \eta_{10\%} + 0,13 \cdot \eta_{20\%} + 0,10 \cdot \eta_{30\%} + 0,48 \cdot \eta_{50\%} + 0,20 \cdot \eta_{100\%} \quad (10)$$

Como pode ser visto na equação 10, são necessários os valores de eficiência em carregamentos no qual não há dados levantados pelo teste anteriormente

realizado, porém, para não deixar de utilizar a metodologia foram feitos alguns ajustes. Quando a equação requisitou a eficiência a 5%, foi utilizado o valor a 10%, e finalmente, para o carregamento de 100% foi utilizado o valor de 70%, por ser o mais próximo, visto que o ensaio foi realizado no período de inverno, não sendo possível atingir o valor de 100% do carregamento. Substituindo os valores apresentado na Tabela 17, o equacionamento com os devidos valores pode ser visualizado na equação 11.

$$\eta_{EURO} = 0,03 \cdot 75,5 + 0,06 \cdot 75,5 + 0,13 \cdot 82,9 + 0,10 \cdot 89,8 + 0,48 \cdot 91,0 + 0,20 \cdot 91,2 \quad (11)$$

Realizando o cálculo apresentado na equação 11, obtém-se como resultado final a eficiência do inversor EV de acordo com o cálculo de eficiência europeia, cujo valor é de 88,5%.

4.5 PERDA POR DESCASAMENTO DE MÓDULOS (*MISMATCH*)

Para determinar as perdas por *mismatch*, foi utilizado o traçador de curvas I-V nos 10 módulos fotovoltaicos do SFVCR do EV, onde o valor final foi determinado pela diferença percentual entre o módulo com maior potência de pico em relação ao com menor potência de pico.

Na Figura 59, é apresentada uma foto do sistema fotovoltaico do EV com a sequência de numeração dos módulos. Na parte superior, o sistema isolado, o qual não foi objeto de estudo.

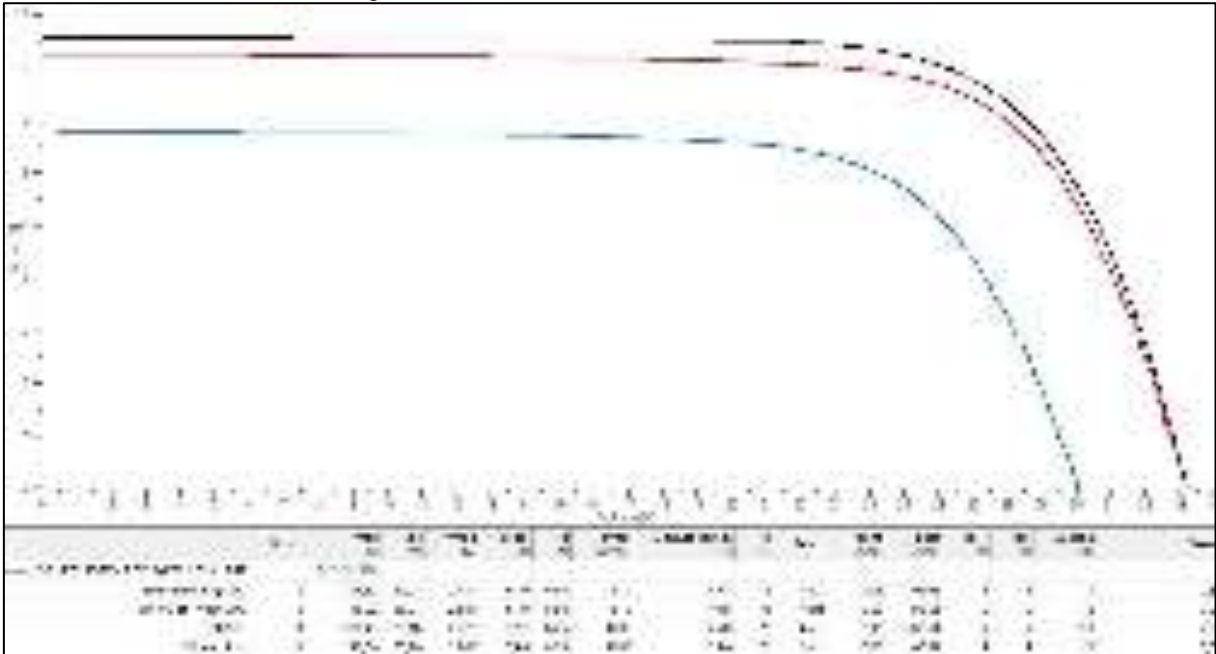
Figura 59 – Numeração dos módulos do EV em que foram realizados os testes com o traçador de curvas I-V



Fonte: Autoria própria, 2019.

Após o teste, foi verificado que o módulo número 1 apresenta o maior valor de potência de pico, 200,43 Wp, e o módulo número 2 apresenta o menor, com 193,07 Wp. Na Figura 60, está representado o gráfico do módulo número 1.

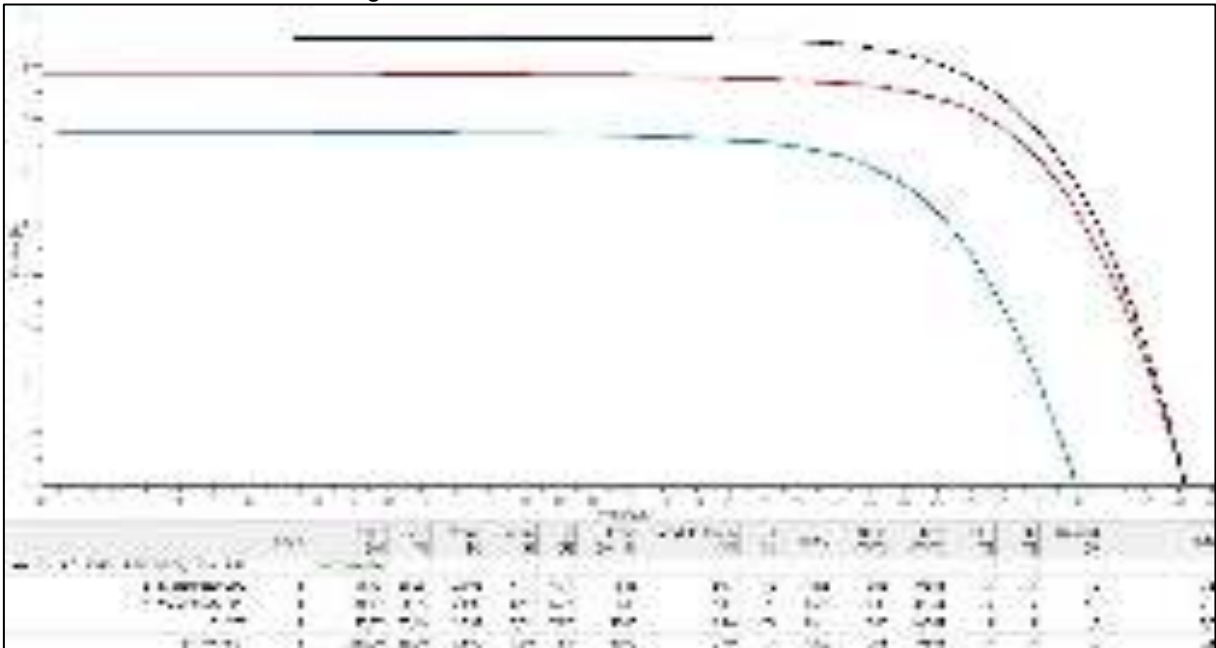
Figura 60 – Gráfico I-V do módulo número 1



Fonte: Autoria própria, 2019.

Na Figura 61, é apresentado o gráfico do módulo número 2, o que apresenta o menor valor de potência de pico. Visualmente é possível verificar que a linha em vermelho está mais distante da linha em preto, comparado com o gráfico anterior.

Figura 61 – Gráfico I-V do módulo número 2



Fonte: Autoria própria, 2019.

Calculando a variação percentual entre os dois módulos, ou seja, dividindo 193,07 por 200,43 é possível determinar que as perdas por descasamento de módulos são da ordem de 3,67%. Os gráficos I-V de todos os módulos FV do EV estão inseridos no Anexo A.

4.6 PERDA NA FIAÇÃO ELÉTRICA

Conforme descrito na ABNT NBR 5410 (2004), no tópico 6.2.7.2, recomenda-se que a queda de tensão máxima nos circuitos terminais seja de 4%. Contudo, conforme apresentado no tópico 2.3.6, em instalações fotovoltaicas, recomenda-se que a queda de tensão seja inferior a 1,5%.

A análise da queda de tensão no cabeamento do sistema fotovoltaico conectado à rede do EV, foi realizada de maneira teórica. Como o circuito já se encontra instalado, operando há mais de 7 anos, será realizado o cálculo da queda de tensão real, com base nos parâmetros apresentados no EV.

O cálculo da queda de tensão de um circuito é realizado conforme equação 12, e envolve vários itens presentes no circuito (MAMEDE FILHO, 2002).

$$\Delta V[\%] = \frac{2 \cdot l \cdot \rho \cdot P \cdot 100}{S_c \cdot V^2} \quad (12)$$

Onde,

ΔV – Queda de tensão [%];

ρ – Resistividade do material condutor (cobre = 1/56 [$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$]);

l – Comprimento do circuito [m];

P – Potência [W];

S_c – Área da secção transversal do condutor [mm^2];

V – Tensão [V].

Na Tabela 18 estão inseridos os valores dos parâmetros instalados no EV, os quais serão utilizados na equação 12, a fim de determinar a queda de tensão, a qual também está inserida na mesma tabela.

Tabela 18 – Valores dos parâmetros para o cálculo da queda de tensão nos circuitos CA e CC

Valores a serem utilizados para equacionamento		
Parâmetros	Circuito CA	Circuito CC
ρ [$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$]	1/56	1/56
l [m]	1	20
P [W]	2.000	2.100
S_c [mm^2]	4	4
V [V]	220	300
ΔV [%]	0,0368	0,4153

Fonte: Autoria própria, 2019.

Conforme ilustrado na Tabela 18, os cálculos resultaram em valores de queda de tensão de 0,0368% para o lado CA do circuito, e 0,4153% para o lado CC. Ambos os circuitos estão corretamente dimensionados e apresentam resultados positivos em relação à NBR 5410 e ao recomendado para instalações fotovoltaicas. Combinados, os circuitos CC e CA apresentam perda de 0,4521%.

4.7 PERDA POR DEGRADAÇÃO

O sistema fotovoltaico do EV foi construído com 10 módulos da fabricante Kyocera, modelo KD210GX-LP, com 210 Wp cada, totalizando 2,1 kWp de potência fotovoltaica instalada. Segundo o fabricante, o módulo possui garantia de perda máxima de potência de 1% por ano. O sistema está instalado desde dezembro de 2011, totalizando aproximadamente 7 anos e 7 meses de operação. A folha de dados foi apresentada anteriormente, na Figura 38.

Conforme a folha de dados, os módulos possuem potência de pico, nas condições STC, de 210 Wp. Ainda seguindo as instruções, com garantia de perda de potência de 1% ao ano, ou seja, 2,1 Wp por ano, os módulos, após 7,5 anos de operação, teoricamente deverão ter potência de pico de 194,25 Wp.

Ao longo dos aproximadamente 7,5 anos de operação, os módulos do EV apresentam alguns sinais de degradação, que foram constatados de maneira visual e também com o auxílio de equipamentos. As diferentes formas de degradações encontradas no EV serão apresentadas e discutidas.

4.7.1 *Browning*

O fenômeno de degradação denominado *browning* pode ser verificado por inspeção visual, conforme ilustrado na Figura 62, onde é possível notar uma diferença de coloração entre algumas células, onde algumas possuem cor azul, indicada pelo círculo contínuo verde, que é a original do módulo, enquanto outras adjacentes apresentam coloração amarronzada, destacada pelo círculo pontilhado em verde. Segundo GALDINO e SILVA (2014), esse fenômeno pode ser responsável pela redução de até 50% da eficiência do módulo fotovoltaico.

Figura 62 – Diferença de coloração entre algumas células

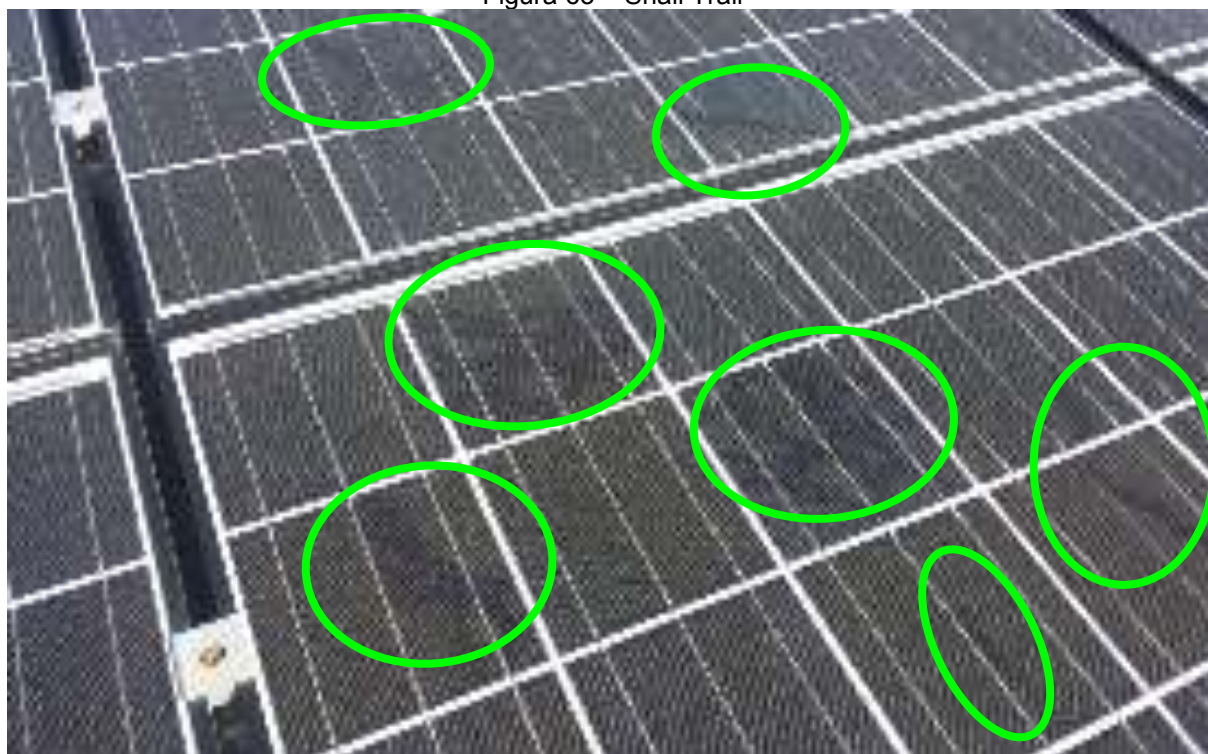


Fonte: Autoria própria, 2019.

4.7.2 *Snail Trail*

Na Figura 63, está ilustrado o fenômeno conhecido como caminho da lesma (*snail trail*) que também pode ser verificado por inspeção visual. Este fenômeno está presente em todos os 10 módulos do EV. O fenômeno não é uniforme, sendo que alguns módulos apresentam várias marcas, enquanto outros apresentam uma ou duas. As perdas de geração a curto prazo, para esse fenômeno, ainda são indeterminadas. Nenhum módulo apresenta rachadura ou trincas.

Figura 63 – Snail Trail



Fonte: Autoria própria, 2019.

4.7.3 Pontos Quentes

Um dos testes para investigar a degradação de módulos fotovoltaicos é a utilização de câmera termográfica para detectar pontos quentes. O procedimento foi realizado no dia 19 de junho de 2019, próximo às 13 horas, com índices de irradiância em torno de 500 W/m^2 e temperatura ambiente em torno de 23°C , conforme dados da estação automática A-801 de Curitiba.

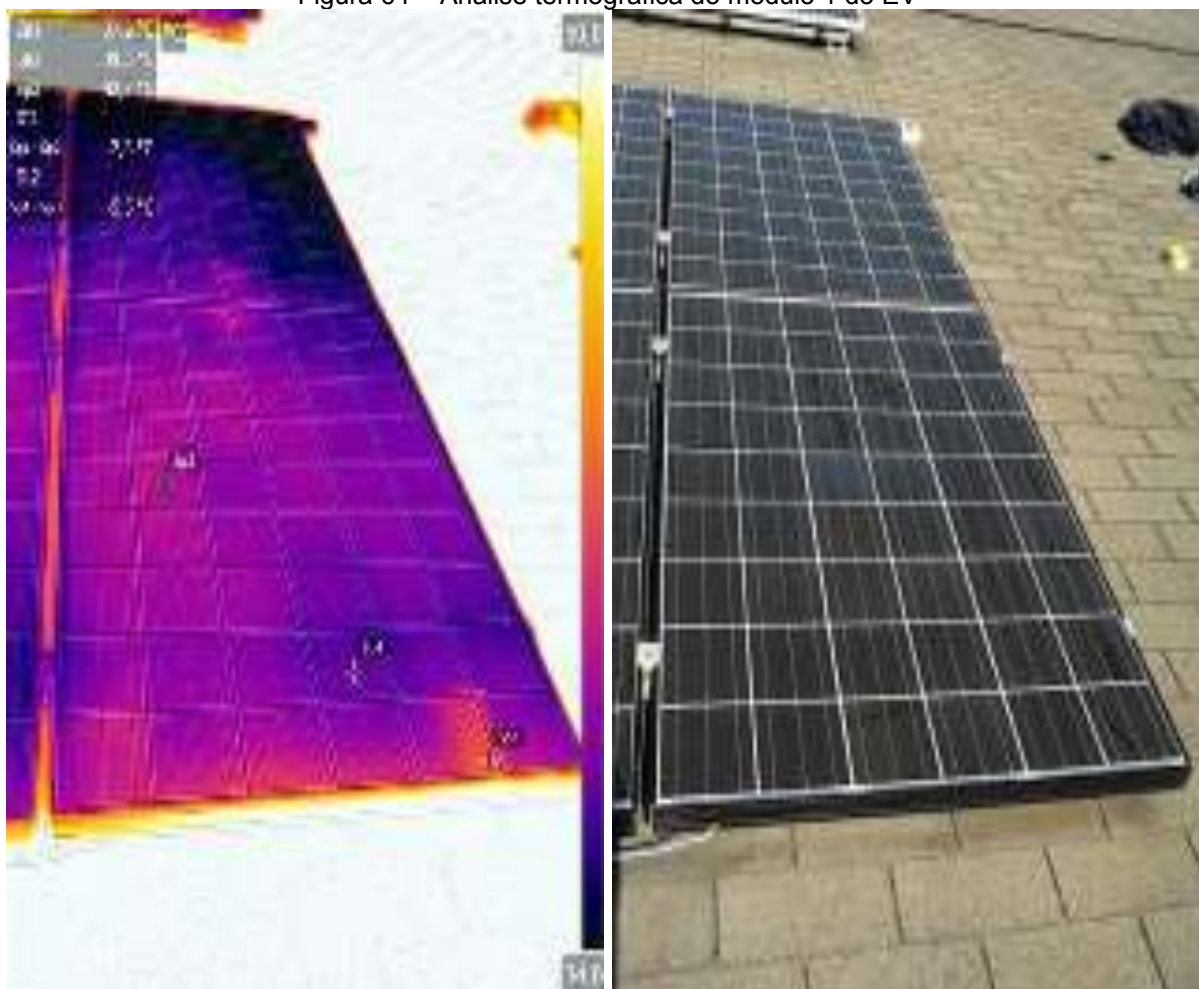
O procedimento foi realizado com o equipamento Câmera Térmica ON PRO USB-C para Smartphone Android - FLIR-435-0007 que é acoplado à entrada USB (*Universal Serial Bus*) do celular, utilizando-o como interface para o usuário. Para utilizar, é preciso instalar no smartphone o aplicativo FLIR ONE. As imagens são salvas e podem ser posteriormente editadas, utilizando o *software* FLIR TOOLS.

Após realizar a análise termográfica no EV, quatro módulos apresentaram pontos quentes, que seguindo a numeração estipulada na Figura 59, são os módulos número 1, 2, 3 e 5.

Na Figura 64, está apresentado o resultado da termografia no módulo 1 e sua respectiva fotografia. Para esse módulo, foram selecionados três pontos de análise. O ponto 1 é o mais ameno, com temperatura de $37,2^\circ\text{C}$, porém está distribuído em uma pequena área do módulo. Com maior ocorrência, está a temperatura marcada no

ponto 2, com 39,5°C. O ponto mais quente, representado pelo ponto 3, está na borda inferior do módulo, com temperatura de 42,7°C. A diferença de temperatura no módulo chega a 5,5°C.

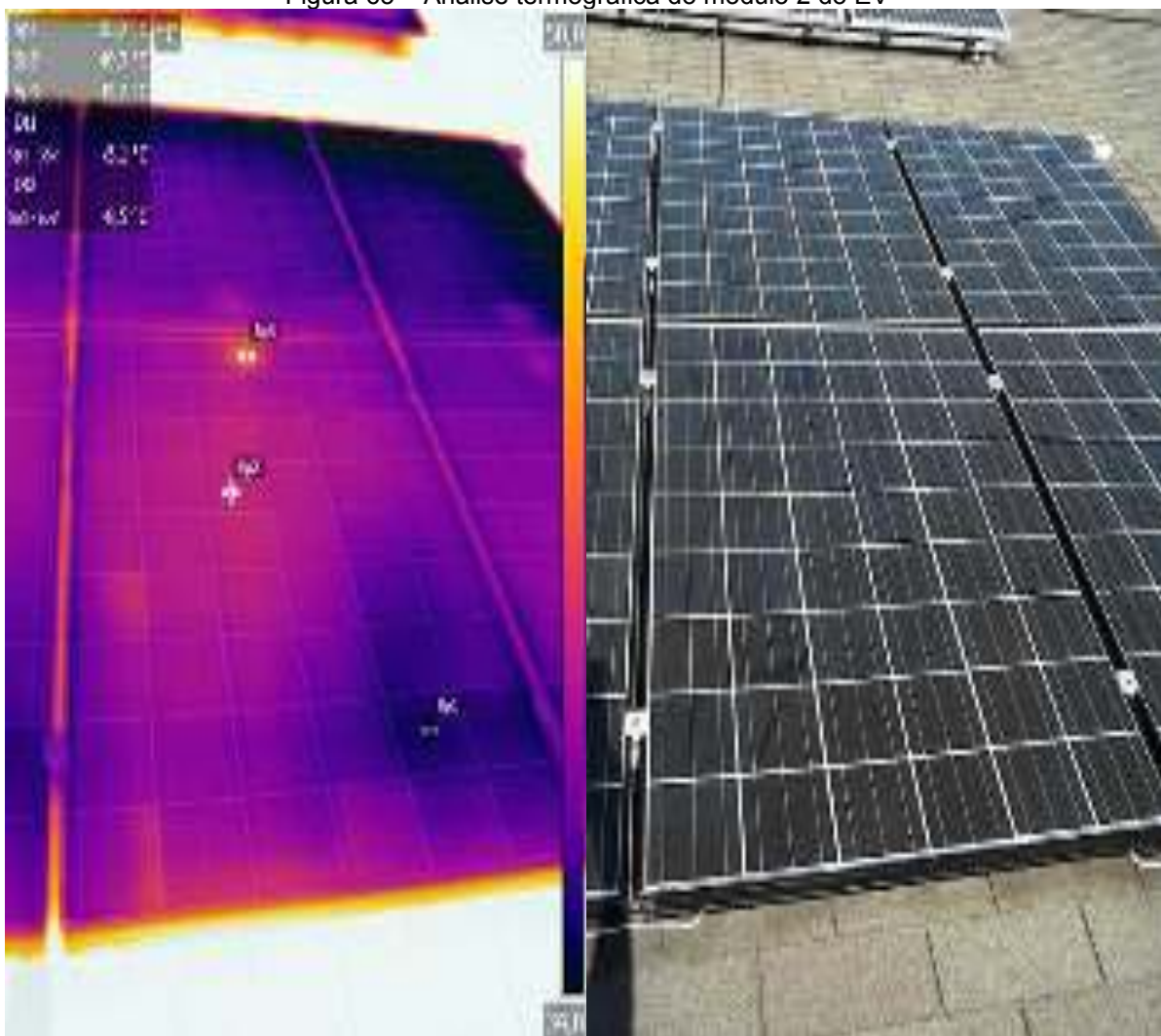
Figura 64 – Análise termográfica do módulo 1 do EV



Fonte: Autoria própria, 2019.

O módulo 2 também apresenta pontos quentes, ilustrados na Figura 65. Três pontos distintos foram analisados, onde o número 1 apresenta a menor temperatura, 35,2°C e pouca áreas. O ponto 2 representa a temperatura mais comum, com 40,3°C. Na parte superior, onde está localizada a caixa de conexão, a temperatura atinge valor de 43,7°C, demarcada pelo ponto 3. Entre o ponto mais quente e o menos, há diferença de temperatura de 8,5°C.

Figura 65 – Análise termográfica do módulo 2 do EV



Fonte: Autoria própria, 2019.

Outro módulo FV que apresenta divergências na temperatura é o número 3, representado na Figura 66. Uma pequena porção do módulo apresenta temperatura de 34,4°C, observada no ponto 1. A maior porção do módulo apresenta temperatura de 40,2°C, marcada como ponto 2. A caixa de conexão, ponto 3, apresenta temperatura de 43,3°C, contudo, o pior caso é observado na borda inferior, onde a temperatura atinge 45,2°C, o que resulta em variação de temperatura de 10,8°C.

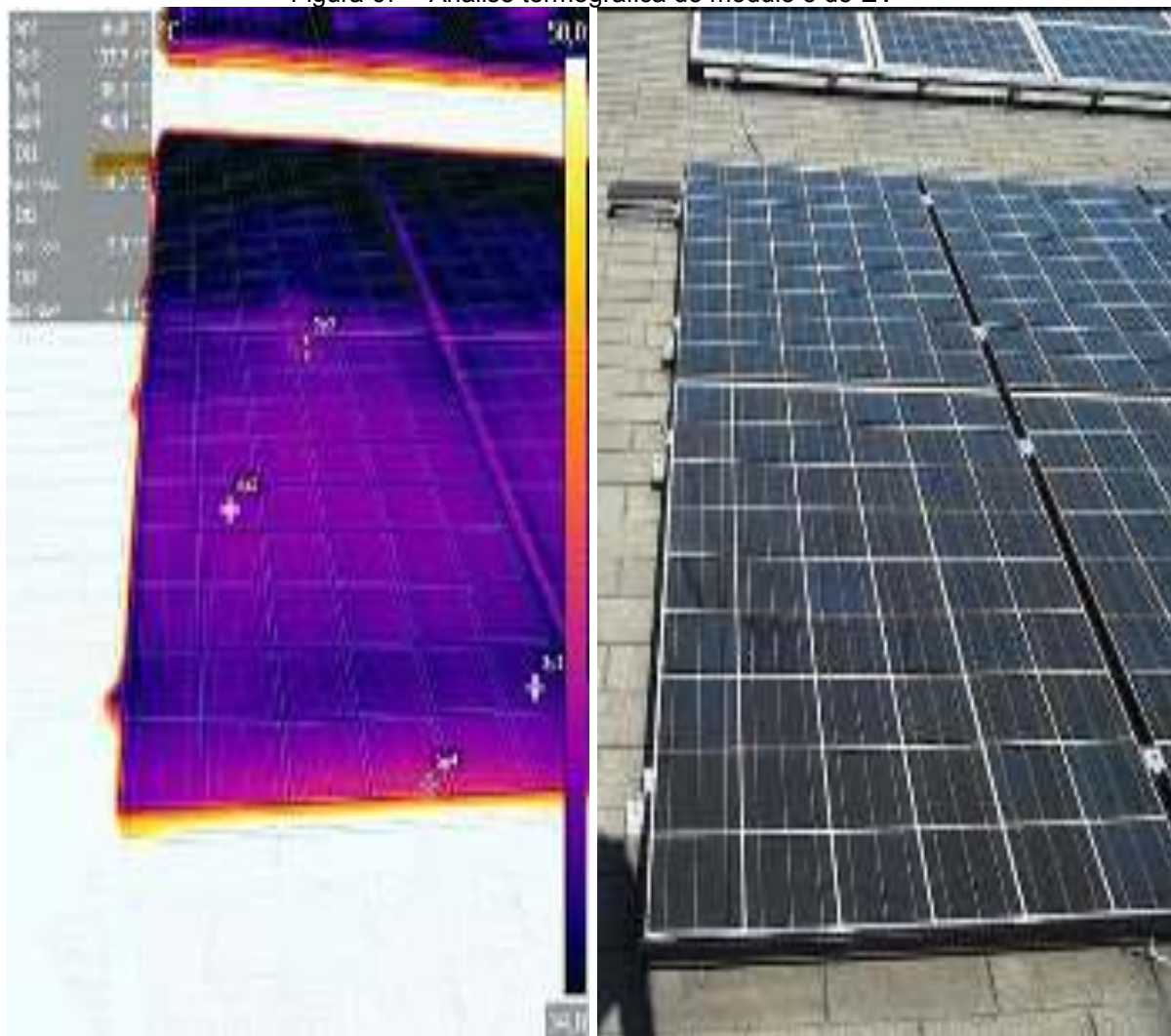
Figura 66 – Análise termográfica do módulo 3 do EV



Fonte: Autoria própria, 2019.

Por fim, o último módulo a apresentar pontos quentes, é o número 5, representado na Figura 67. Nesse caso, as temperaturas não são tão divergentes, quando comparados com os casos anteriores, apresentando variação máxima de 4,4°C, pois na borda inferior há um ponto quente.

Figura 67 – Análise termográfica do módulo 5 do EV

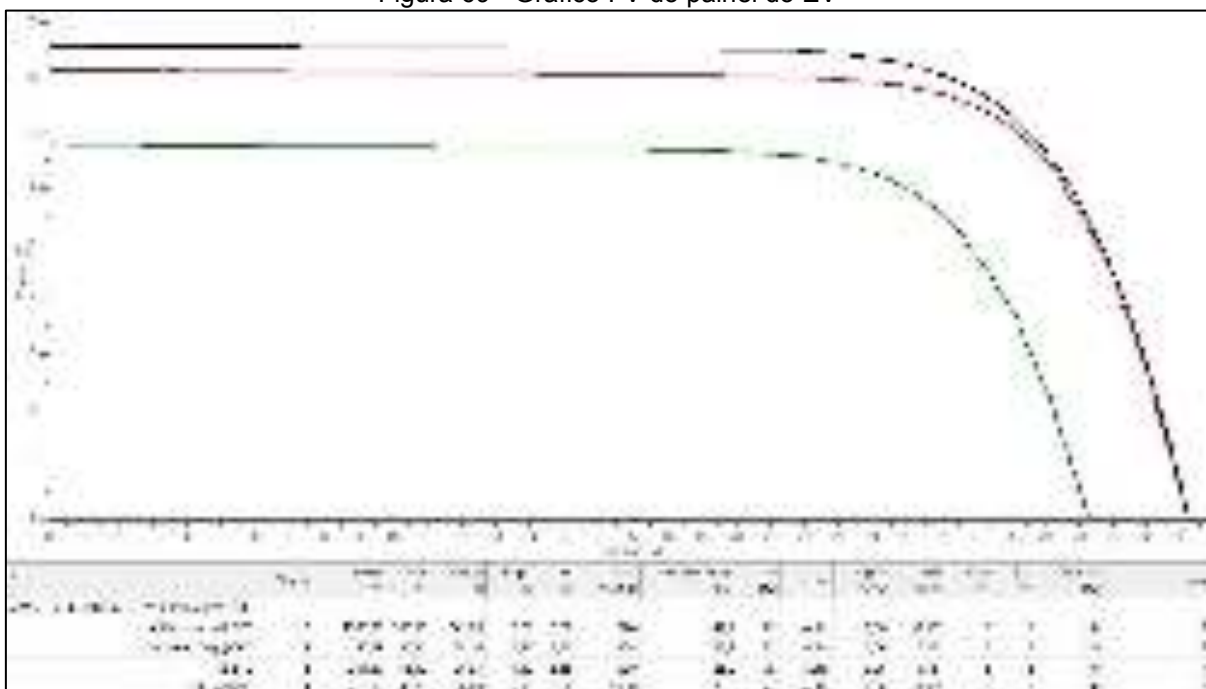


Fonte: Autoria própria, 2019.

Não é possível determinar o quanto cada um dos elementos de degradação detectados influencia nos módulos individualmente, porém é possível determinar o valor total com todos combinados. Para isso, é utilizado o traçador de curvas I-V no painel fotovoltaico como um todo, para determinar o quanto o painel tem de diferença de potência em relação ao valor inicial informado na folha de dados.

Após completar os testes, os dados obtidos foram analisados. Na Figura 68, está representado o resultado do teste para o painel fotovoltaico do EV, pode-se notar que a tensão atinge valores de mais de 300 V.

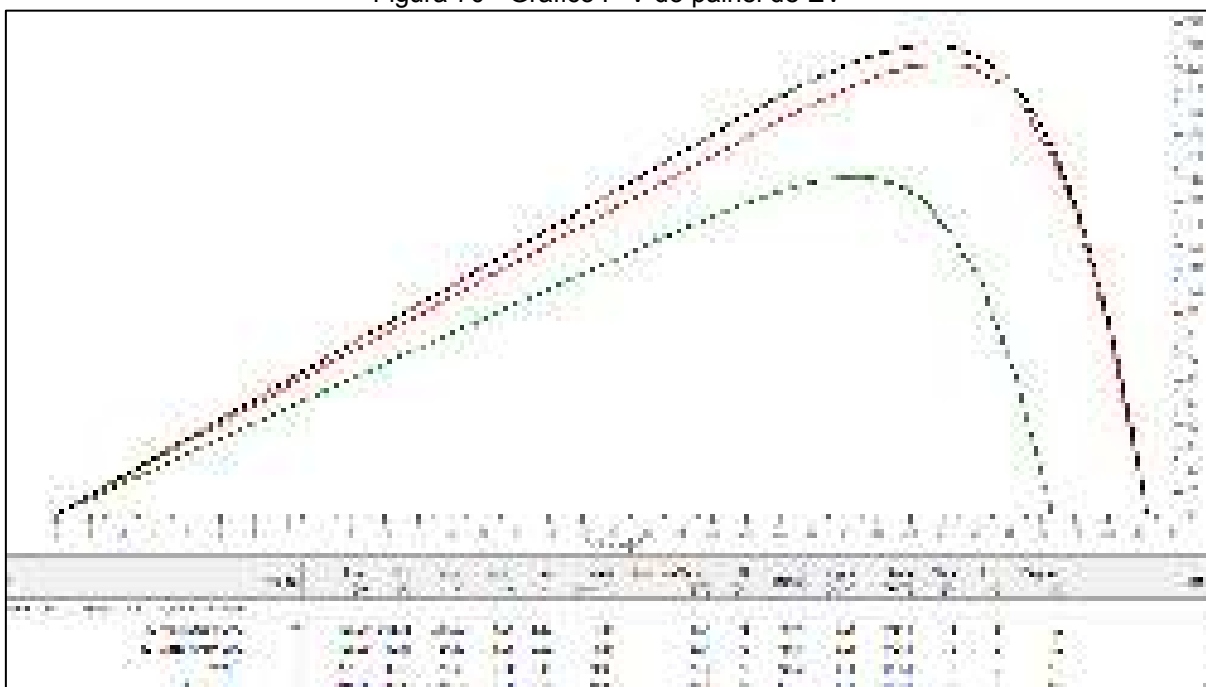
Figura 69 - Gráfico I-V do painel do EV



Fonte: Autoria própria, 2019.

Na Figura 70, está ilustrado o gráfico P-V do painel fotovoltaico, que é resultado do mesmo teste anterior.

Figura 70 - Gráfico P-V do painel de EV



Fonte: Autoria própria, 2019.

Para calcular a perda por degradação, é calculada a variação percentual entre a potência de pico média entre os 10 módulos fotovoltaicos e a potência de pico informada na folha de dados. Portanto, dividindo 201,87 por 210, obtém-se que a

perda por degradação no EV é de 3,87%. O resultado encontrado está acima do especificado pelo fabricante.

4.8 PERDA DEVIDO AO ÂNGULO DE INCLINAÇÃO E ORIENTAÇÃO

A grande parte das instalações fotovoltaicas residenciais acompanham a inclinação e a orientação do telhado já existentes, seja por motivo arquitetônico, estético ou econômico. Para o caso da cidade de Curitiba, a única opção a ser descartada seria a instalação em um telhado voltado para o hemisfério Sul. O telhado do EV possui inclinação de 15° e 22° de desvio em relação ao Norte. Na Figura 71, foi feita uma captura de tela, onde o Norte está direcionado para o lado vermelho da bússola, ou seja, para cima. O ângulo entre o EV e o Norte é chamado de desvio azimutal, e para esse caso, equivale a 22° em direção à Oeste.

Figura 71 – Imagem aérea do EV que demonstra o desvio em relação ao Norte



Fonte: Adaptado de GOOGLE MAPS, 2019.

Para determinar o quanto de energia foi deixada de gerar, foi feita a comparação do EV com um sistema instalado nas condições ideais, para a cidade de Curitiba. Os cálculos foram feitos no *software* RADIASOL, já apresentado anteriormente quando foram apresentados os resultados de índices de mérito. Os cálculos apresentam dados reais coletados todos os meses, para o ano de 2018, no portal do INMET. Os dados de irradiância são disponibilizados de forma horária, e com isso são feitos os cálculos para média mensal. Na Figura 72, está representada a tela inicial do *software*, o qual já está configurado com as coordenadas geográficas de Curitiba, e com os dados de irradiação mensais inseridos.

Figura 72 – Software RADIASOL com as médias mensais do ano de 2018

The screenshot shows the RADIASOL software interface. At the top, it says "Selecione um país e uma estação". Below this, there are dropdown menus for "País" (Country) set to "Brasil" and "Estação" (Station) set to "EV - 2018". To the right, there is a small map of Brazil. Below the dropdowns, there are buttons for "OK", "Cancelar", and "Sair". In the center, there are input fields for "Latitude" (25.26), "N/25" (5), "Longitude" (49.00), and "T/25" (10). Below these, there is a table showing monthly solar radiation data in kWh/m². The table has columns for the months (JAN to DEZ) and rows for the data. The values are: JAN (4.88), FEV (4.51), MAR (7.76), ABR (4.63), MAI (5.91), JUN (2.43), JUL (3.33), AGO (3.33), SET (3.73), OUT (3.23), NOV (4.51), and DEZ (6.29).

Latitude	N/25	Longitude	T/25								
25.26	5	49.00	10								
JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
4.88	4.51	7.76	4.63	5.91	2.43	3.33	3.33	3.73	3.23	4.51	6.29

Radiação em kWh/m²

Fonte: Autoria própria, 2019.

Pressionando o botão “ok”, uma nova janela é aberta, como pode ser visualizado na Figura 73. Nessa segunda tela é possível inserir o ângulo de inclinação do sistema fotovoltaico e o desvio azimutal em relação ao Norte. Os dados para o EV já foram inseridos, e por fim o *software* apresenta uma tabela com os cálculos, com resultados mensais e a média final anual.

Figura 73 – Software RADIASOL com mais opções para estudo de sistemas fotovoltaicos

The screenshot shows the RADIASOL software interface with more options for studying photovoltaic systems. It includes a sidebar with various settings and a main area for calculations. The sidebar has sections for "Dados do Sistema", "Dados do Local", "Dados do Sistema", "Dados do Sistema", and "Dados do Sistema". The main area has a large table for calculations and a bottom section with buttons for "Calcular", "Imprimir", and "Sair".

Fonte: Autoria própria, 2019.

Na Tabela 19, estão representados os resultados para o sistema fotovoltaico do EV, com dados para todos os meses e ao final, uma coluna com as médias. O mês com maior irradiância é dezembro, com média mensal de 6.294 kWh/m².mês, ao contrário de junho, que apresenta o menor índice, com 2.641 kWh/m².mês.

Tabela 19 – Resultados dos cálculos de irradiação para o sistema fotovoltaico instalado nas condições do EV

Radiação Solar Horária Estação: EV - 2018 Unidade: Wh/m ² Ângulo de Inclinação: 15 graus Latitude: 25,26 S Longitude: 49,00 W Desvio Azimutal do Norte: -22 graus modelo: Perez / Albedo: 0,2													
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	Média
04:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:30	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	25	4
06:30	112	91	54	20	0	0	0	5	36	58	105	139	52
07:30	231	220	175	167	109	66	97	130	149	151	230	291	168
08:30	358	360	309	339	254	171	241	278	277	252	362	453	305
09:30	476	493	439	512	402	277	388	428	402	347	487	607	438
10:30	569	599	543	655	526	365	512	552	503	422	586	730	547
11:30	623	661	604	743	600	417	587	627	562	464	643	803	611
12:30	628	667	610	756	610	421	597	637	567	466	649	814	619
13:30	583	617	559	691	552	376	539	578	517	428	602	760	567
14:30	495	517	459	560	436	291	423	462	421	355	509	649	465
15:30	377	384	329	387	286	183	273	311	296	259	384	497	331
16:30	247	239	190	204	132	74	120	154	163	157	247	329	188
17:30	122	103	63	42	0	0	0	8	43	61	117	167	61
18:30	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	30	5
19:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	4854	4951	4334	5076	3907	2641	3777	4170	3936	3420	4937	6294	4358

Fonte: Autoria própria, 2019.

Na Tabela 20, estão apresentados os resultados de irradiação para um sistema fotovoltaico instalado nas condições ideais, ou seja, inclinado na latitude e orientado para o Norte. Assim como no caso anterior, o mês de dezembro apresentou o maior valor, 6.060 kWh/m².mês e o mês junho apresentou o menor valor, 2.748 kWh/m².mês.

Tabela 20 – Resultados dos cálculos de irradiação para o sistema fotovoltaico instalado nas condições ideais

Radiação Solar Horária Estação: EV - 2018 Unidade: Wh/m ² Ângulo de Inclinação: 25 graus Latitude: 25,26 S Longitude: 49,00 W Desvio Azimutal do Norte: 0 graus modelo: Perez / Albedo: 0,2													
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	Média
04:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:30	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	25	4
06:30	113	94	58	35	0	0	0	7	40	59	108	142	55
07:30	233	226	182	194	130	74	120	149	157	153	233	295	179
08:30	359	367	320	377	286	184	276	308	289	254	366	456	320
09:30	476	499	450	557	443	295	433	464	416	349	489	606	456
10:30	565	601	553	701	569	385	561	590	516	423	584	722	564
11:30	613	657	609	780	640	436	632	660	571	463	635	784	623
12:30	613	657	609	780	640	436	632	660	571	463	635	784	623
13:30	565	601	553	701	569	385	561	590	516	423	584	722	564
14:30	476	499	450	557	443	295	433	464	416	349	489	606	456
15:30	359	367	320	377	286	184	276	308	289	254	366	456	320
16:30	233	226	182	194	130	74	120	149	157	153	233	295	179
17:30	113	94	58	35	0	0	0	7	40	59	108	142	55
18:30	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	25	4
19:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	4750	4888	4344	5288	4136	2748	4044	4356	3978	3402	4846	6060	4403

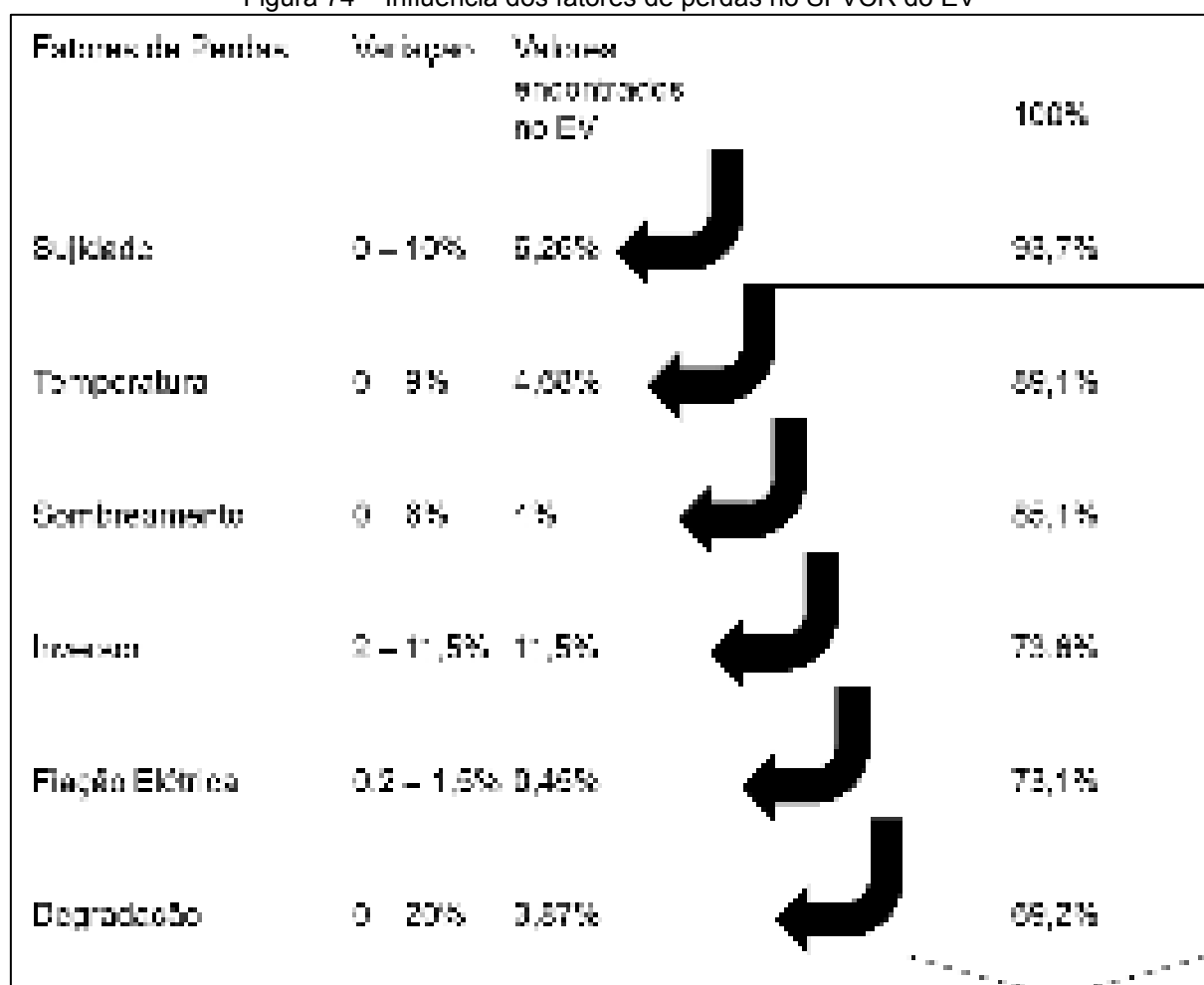
Fonte: Autoria própria, 2019.

Analisando os dados da Tabela 19 e da Tabela 20, é possível verificar que no período de outubro até fevereiro, que são os meses mais quentes, de maior irradiância e onde a trajetória do Sol é mais a pino, o sistema com menor angulação apresenta maiores níveis de irradiação, por outro lado, de março à setembro, o sistema com inclinação igual à latitude obteve melhores resultados. Na média do ano, a diferença foi de 45 kWh/m².mês, sendo a média de 4.358 kWh/m².mês para o primeiro caso e 4.403 kWh/m².mês para o caso de instalação ideal, resultando em uma diferença percentual anual de 1,02%.

4.9 ANÁLISE GLOBAL DAS PERDAS

De maneira mais visual, na Figura 74 é apresentado um diagrama com os principais fatores de perdas em módulos fotovoltaicos e o quanto cada fator influenciou nos testes realizados.

Figura 74 – Influência dos fatores de perdas no SFVCR do EV



Fonte: Autoria própria, 2019.

Ressaltando que todos os valores determinados nos testes não são para um único dia, os experimentos foram realizados em um período de dois anos. Com base em algumas variações dos testes e também em algumas referências, foram determinadas variações aceitáveis para cada um dos fatores.

Analisando os dados do teste de sujidade e autolimpeza, é possível visualizar que o EV apresentou aumento de geração na ordem de 6,26% após a limpeza realizada nos módulos FV, e quando estudado o efeito da autolimpeza, a taxa de desempenho apresentou um aumento de aproximadamente 10%. Com base nesses estudos, foi determinada que a variação de perda por sujidade é compreendida entre 0%, que seria logo após a limpeza, até 10%, sendo um longo período sem limpeza ou chuva.

A perda por temperatura é um parâmetro difícil de ser mensurado, pelo fato de a temperatura de um módulo fotovoltaico ser influenciada pelas condições externas. Uma pequena nuvem no céu que bloqueie o Sol por poucos minutos é suficiente para reduzir a temperatura, assim como o vento. Para o painel estudado, foi levado em consideração a perda em relação a diferença de temperatura para com a qual está especificada na folha de dados. Em momentos pontuais, principalmente no verão e próximo ao meio dia, a temperatura será mais elevada e maior será a perda, ao passo que no inverno não será tão sentida, resultando assim em uma média de 4,68%. Para o cálculo da variação, foi levado em consideração a diferença percentual de potência entre a maior temperatura encontrada no teste e a temperatura da folha de dados de 25°C.

O EV é sombreado por um prédio adjacente somente no final do dia, causando 4% de perda para um dia de inverno. Tomando como parâmetro somente o sombreamento por obstáculos construídos, muitos sistemas fotovoltaicos instalados em grandes centros urbanos podem sofrer o sombreamento de prédios, ou postes, enquanto sistemas instalados em locais mais afastados não sofrem esse prejuízo, portanto foi adotado que a perda por sombreamento varia de 0% até 6%.

O inversor do EV é quem apresenta os maiores índices de perdas, por estar em operação a mais de 7 anos e por usar tecnologia em desuso para essa aplicação, como transformador. Os inversores mais modernos, quando instalados de maneira correta respeitando suas faixas de operação ideais, apresentam perdas de até 2%, sendo muito mais eficientes do que o equipamento que atualmente opera no EV, cujas perdas medidas são na ordem de 11,5%.

As perdas na fiação elétrica são devidas ao mal dimensionamento do cabeamento, muitas vezes não respeitando a potência que será gerada e não levando em consideração o comprimento necessário dos cabos. Para o caso do EV, o sistema foi corretamente dimensionado, e as perdas nesse quesito não chegam a meio por cento, bem abaixo dos 1,5% recomendados.

As perdas por descasamento de módulos e degradação não são facilmente separáveis, pois na mediação com o equipamento acabam se somando. Os módulos do EV apresentam resultado final positivo, com perda de aproximadamente 3,87%. Para a determinação da variação, foi levado em consideração um módulo novo, cujas perdas são 0% e um módulo após 20 anos de operação, com garantia do fabricante de perda de 1% ao ano, totalizando 20% ao final do período.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho foram apresentados os principais fatores que causam perdas nos sistemas fotovoltaicos, como a sujeidade, temperatura, sombreamento, inversor, descasamento de módulos, fiação elétrica, degradação e ângulos de orientação e inclinação. Cada um desses fatores age de forma a prejudicar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos.

Na revisão bibliográfica foram levantados os pontos mais importantes para direcionar a pesquisa para o foco principal. Foi entendido que seria relevante apresentar conceitos de radiação solar, avançar para explicação de sistemas fotovoltaicos, para enfim abordar os temas principais, que são os fatores de perdas e a análise de dados, por meio dos índices de mérito.

A pesquisa teve como objetivo determinar o quanto cada um desses fatores impactam no SFVCR da UTFPR campus Curitiba. Por questões de logística, o Neoville foi estudado em somente alguns casos, tornando o EV a principal fonte de informações para a pesquisa.

Os índices de mérito são importante parâmetros na comparação de sistemas fotovoltaicos, porque permite que painéis de diferentes potências e em locais distintos possam ter os dados confrontados.

No EV, o SFVCR que está instalado seguindo o telhado, e em operação a quase 8 anos, apresenta índice de produtividade médio de 1.125,89 kWh/kWp, taxa de desempenho de 71,93% e fator de capacidade de 12,86% por ano. O Neoville, que foi instalado com as configurações ditas ideias em operação a quase 4 anos, apresentou produtividade de 1.188,93 kWh/kWp, taxa de desempenho de 77,79% e fator de capacidade de 14,20%. Comparando os dois SFVCR, o Neoville apresenta melhores resultados finais médios anuais.

O primeiro experimento realizado foi para determinar a influência da sujeidade em módulos fotovoltaicos. O SFVCR passou por um processo de limpeza minucioso, sendo esfregado com água e sabão. Foram identificados dias com características de irradiância e temperatura parecidos, para que fosse realizada a análise de energia gerada em dia anterior e um dia posterior a limpeza. Para o caso do EV, obteve-se aumento de 6,26% na geração de energia elétrica, e para o Neoville 0,81%. Ambos esses aumentos são creditados para o efeito da limpeza, o que reforça a necessidade de os módulos fotovoltaicos serem limpos. O painel do EV suja com mais rapidez e

em maior quantidade quando comparado ao do Neville, tanto por causa do local onde está instalado, quanto pela inclinação em que foram montados.

A análise da sujidade foi prolongada, sendo estudado também o efeito da autolimpeza, que acontece quando a água da chuva lava os módulos FV. A inclinação de instalação dos módulos FV influencia no processo, pois quanto mais horizontal, maior o acúmulo de sujeira, tornando mais difícil a autolimpeza. O local também apresenta influências, pois uma instalação no centro de uma grande cidade e uma em áreas menos movimentadas apresentam diferença na composição da sujeira, sendo a primeira composta basicamente de fuligem e resíduos de queimas de combustíveis fósseis, e a segunda por poeiras e dejetos de aves.

Para o estudo da autolimpeza foram identificados cinco dias com características semelhantes, sendo um anterior a limpeza, um posterior, um após longo período de estiagem, um após um grande volume de chuva e finalmente, um após mais alguns dias de chuva. Os estudos mostram que ambos os sistemas obtiveram diminuição de desempenho durante o período de estiagem, sendo 5,67% no EV e 8,11% no Neville. Após um período de grande volume de chuvas, ambos os sistemas apresentaram aumento de desempenho, sendo 8,5% para o EV e 7,11% para o Neville. Ambos esses índices comprovam a eficiência da autolimpeza nos módulos FV. Novamente os índices mostram maior variação no EV.

A análise da influência da temperatura foi realizada de maneira indireta e somente para os módulos do EV. Primeiramente foi feito um teste para certificar a precisão do equipamento e das constantes presentes na folha de dados, sendo utilizado um módulo em condições de temperatura ambiente e após um período no Sol para esquentar. Verificada a precisão, foram levantadas as características de aquecimento dos módulos do EV e calculada assim a perda por temperatura. Os módulos do EV, no inverno apresentam variação de temperatura menor, quando comparado com o verão, onde foram detectados valores maiores de 70°C. Comparando a temperatura medida do módulo com a padrão da folha de dados, as perdas calculadas foram de 4,68%

Os testes de sombreamento revelaram que o módulo, individualmente, apresenta redução de potência conforme a quantidade de células sombreadas, respeitando a quantidade de diodos de *bypass*. Em relação ao painel fotovoltaico, um módulo resultou em perda de 15% da potência total, ou seja, os diodos são ativados, porém uma parcela da energia é dissipada pelo módulo. Para o painel do EV, foi

analisada a perda por sombreamento para um dia de inverno, onde foi constatado que apenas no final do dia, após as 16 horas, há a presença de sombreamento, gerado por um dos prédios construídos nas proximidades. Verificando os dados do piranômetro, foi constatado que entre o período que se inicia o sombreamento, até o efetivo pôr do Sol, o painel deixa de receber 4% de energia.

O teste de eficiência do inversor foi realizado apenas no EV, pois o do Neville apresentou defeito e se encontra desligado atualmente. Para determinar a eficiência, foi utilizado um wattímetro que mede corrente e tensão de entrada e saída do inversor, e por fim calcula a sua eficiência. Por ser período de inverno, não foi possível testar o máximo carregamento, porém o inversor apresentou pico máximo de 91,2% com carregamento de 70% e valor mínimo de 75,5% com carregamento de 10%. Na média do dia de operação, o inversor apresentou eficiência na ordem de 87,5%.

Os módulos fotovoltaicos do EV estão com 7,5 anos de operação e segundo a folha de dados do fabricante há garantia de perda de 1% de potência por ano, ou seja, nesse momento deveria ser de 7,5%. Os testes com o equipamento HT I-V500W revelaram um resultado acima do esperando, onde as perdas foram de apenas 3,87%. Deve-se levar em consideração que quando o módulo é submetido a esse tipo de teste, perdas associadas com descasamento e degradação são calculadas de forma unificada, pois não há como separar essas variáveis.

As perdas na fiação elétrica do SFVCR do EV foram feitas de maneira teórica, onde foram apresentados os cálculos para a situação real. Foram calculadas as quedas de tensão no lado CC e CA, os quais apresentaram resultados positivos quando comparados à norma de instalações elétricas. As perdas combinadas, somando toda a instalação, são de apenas 0,45%.

Os módulos apresentam dois tipos de degradação possíveis de serem identificadas apenas com inspeção visual, que são *browning* e *snail trail* e todos os módulos apresentam essas condições. Para inspeções de degradação utilizando equipamentos, foi possível identificar através de uma câmera térmica, que 4 módulos apresentam pontos quentes, sendo que em um deles a diferença de temperatura excede 10°C.

Para determinar as perdas devido ao ângulo de incidência solar, foram comparadas as irradiâncias médias mensais para um SFVCR instalado nas condições ideais, com as condições reais apresentadas pelo EV. A simulação concluiu que, da forma como foi construído, o EV deixa de receber 1,02% de energia ao longo do ano.

Ao longo do trabalho, foram determinados os principais fatores de perdas dos sistemas fotovoltaicos, onde foram apresentadas todas as influências teóricas. Ao longo de dois anos, foram realizados experimentos para poder quantificar e determinar um valor para cada uma das perdas, para que assim seja possível ter maior conhecimento sobre possíveis maneiras de atuar no sistema fotovoltaico específico de modo a melhorar o desempenho.

5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHO FUTUROS

O trabalho apresentou os principais fatores de perdas em sistemas fotovoltaicos no campus de Curitiba. Trabalhos futuros podem abordar a comparação mais aprofundada em relação ao sistema do Neoville e também em relação aos módulos de diferentes tecnologias que recentemente foram instalados no Neoville, onde se tem a possibilidade de estudar módulos de silício monocristalino e de Telureto de Cádmio e CIGS.

REFERÊNCIAS

ABDEEN, E.; ORABI, M.; HASANEEN, E. Optimum tilt angle for photovoltaic system in desert environment. **Solar energy**, v. 155, p. 267–280, 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de informações de geração**. Brasília, 2017a. Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 07 ago. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Energia solar**. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_solar/3_2.htm. Acesso em 28 fev. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Registros de micro e minigeradores distribuídos efetivados na ANEEL**. Brasília, 2017b. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp. Acesso em: 07 ago. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa Nº 687**. Brasília, 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 05 mar. 2018.

ALMEIDA, Marcelo Pinho. **Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2012. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

ANTONIOLLI, Andriago Filippo Gonçalves. **Avaliação do desempenho de geradores solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil**. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.

APOLÔNIO, Daniel Moussalem. **Energia solar fotovoltaica conectada à rede de energia**

elétrica em Cuiabá: estudo de caso. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Edificações e Ambiental) – Universidade Federal do Mato Grosso, Cuiabá, 2014.

ARAÚJO, A. J. N.; RANK, N. I.; Bueno, T. B. A. **Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba.** 2016. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 5410:** Instalações Elétricas de Baixa Tensão. Rio de Janeiro: ABNT, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 10899:** Energia Solar Fotovoltaica — Terminologia. Rio de Janeiro: ABNT, 2004.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 11704:** Sistemas fotovoltaicos – Classificação. Rio de Janeiro: ABNT, 2008.

ASSUNÇÃO, Hélio Delgado. **Degradação de módulos fotovoltaicos de silício cristalino instalados no DEE - UFC.** 2014. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2014.

BASSAN, T. A. M. S.; URBANETZ JUNIOR, J. Análises de equações de eficiências de inversores através de um comparativo prático. **VII Congresso brasileiro de energia solar**, Gramado, p. 1-9, 2018.

BEATTIE, N. S.; MOIR, R. S.; CHACKO, C.; BUFFONI, G.; ROBERTS, S. H.; PEARSALL, N. M. Understanding the effects of sand and dust accumulation on photovoltaic modules. **Renewable energy**, v. 48, p. 448-452, 2012.

BENEDITO, Ricardo da Silva. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório.** 2009. 110 p. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

BHOL, R.; DASH, R.; PRADHAN, A.; ALI, S. M. Environmental effect assessment on performance of solar PV panel. **International conference on circuit, power and computing technologies**, Nagercoil, 2015.

BICALHO, M. S.; ARAUJO, T. P.; CARDOSO, R. B. Análise de desempenho do sistema fotovoltaico conectado à rede da Universidade Federal de Itajubá – campus Itabira. **Revista brasileira de energias renováveis**, v.7, n.1, p. 95-105, 2018.

BRAUN-GRABOLLE, Priscila. **Integração de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana**. 2010. 257 p. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

CAMPBELL, S. Green cities, growing cities, just cities?: Urban planning and the contradictions of sustainable development. **Journal of the American planning association**, vol. 62, n. 3, p. 296-312, 1996.

CANADIAN SOLAR. **MAXPOWER CS6U High Efficiency Poly Module**. Disponível em <https://www.canadiansolar.com/upload/a795cd743b6ad509/2204c59105aaa331.pdf>. Acesso em 25 de jun. 2018.

CANO, J.; JOHN, J. J.; TATAPUDI, S.; TAMIZHMANI, G. Effect of tilt angle on soiling of photovoltaic modules. **40th Photovoltaic Specialist Conference**, Denver, 2014.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). **Energia solar princípios e aplicações**. Disponível em http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf. Acesso em 13 de ago. 2018.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). **Radiação Solar**. Disponível em <http://cresesb.cepel.br>. Acesso em 28 de fev. 2018.

CHEN, B.; YE, L.; CUI, T.; BI, W. Power loss analysis for low-voltage distribution networks with single-phase connected photovoltaic generation. **5th International conference on electric utility deregulation and restructuring and power technologies**, Changsha, p. 1929-1934, 2015.

CHIKATE, B. V.; SADAWARTE, Y.A. The factors affecting the performance of solar cell. **International journal of computer applications**: International conference on quality up-gradation in engineering, science and technology, Maharashtra, p. 1-5, 2015.

COSTA, I. F.; MAROJA, A. M. Astronomia diurna: medida da abertura angular do Sol e da latitude local. **Revista brasileira de ensino de física**, São Paulo, v. 40, n. 1, 2017.

DELINE, C. Characterizing shading losses on partially shaded PV systems. **PV performance modeling workshop**, Albuquerque, p.20, 2010.

Deutsche Gesellschaft fur Sonnenenergie (The German Energy Society) (DGS). **Planning and installing photovoltaic systems**: a guide for installers, architects, and engineers. Berlin: Ed. Earthscan, 2ª edição, 2008.

DIAS, João Batista. **Instalação fotovoltaica conectada à rede**: estudo experimental para a otimização do fator de dimensionamento. 2006. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2006.

DOLORA, A.; LEVA, S.; MANZOLINI, G.; OGLIARI, E. Investigation on Performance Decay on Photovoltaic Modules: Snail Trails and Cell Microcracks. **IEEE Journal of photovoltaics**, v. 4, n. 5, 2014.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar engineering of thermal processes**. Nova Iorque: Ed. John Wiley & Sons, 2ª edição, 1991.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Aspectos Fundamentais de Planejamento Energético**. Rio de Janeiro: EPE, 2005.

ENERDATA. **Statistical Review of World Energy**. Disponível em: <https://yearbook.enerdata.net/total-energy/world-consumption-statistics.html>. Acesso em: 07 ago. 2019.

FLUKE. **Guia de aplicações da termografia à manutenção industrial**. Disponível em: http://support.fluke.com/FInd-Sales/download/asset/2570878_0000_por_a_w.pdf. Acesso em: 22 jun. 2019.

FRONIUS – **FRONIUS PRIMO 8.2-1 curva de eficiência**. Disponível em: <http://download.aldo.com.br/pdfprodutos/Produto30579IdArquivo4541.pdf>. Acesso em: 17 jun. 2019.

FUSANO, Renato Hideo. **Análise dos índices de mérito do sistema fotovoltaico conectado à rede do escritório verde da UTFPR**. 2013. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

GALDINO, M. A.; DA SILVA, P. de C. Subsídios para identificação visual de problemas em células e módulos fotovoltaicos. **Revista brasileira de energia solar**, v. 5, n. 2, p. 159-170, 2014.

GARCIA, S. B.; ZANESCO, I.; MOEHLECKE, A.; FEBRAS, F. S. Análise por termografia de módulos fotovoltaicos com células solares com base em diferentes malhas de metalização posterior. **IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES**. São Paulo, 2012.

GAZOLI, Jonas Rafael. **Microinversor monofásico para sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica**. 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2011.

GERALDI, Douglas. **Estudo da microgeração distribuída no contexto de redes inteligentes**. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2013.

GREGG, A.; PARKER, T.; SWENSON, R. A “real world” examination of PV system design and performance. **31st IEEE Photovoltaic specialists conference**, Lake Buena Vista, p. 1587-1592, 2005.

GOETZBERGER, A.; HOFFMANN, V. U. **Photovoltaic solar energy generation**. Berlim: Ed. Springer, 2005.

GOOGLE MAPS. **Navegação e transporte público**. Disponível em: <https://www.google.com.br/maps>. Acesso em 14 jun. 2019.

HICKEL, Bernardo Meyer. **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. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2017.

HOSENUZZAMAN, M.; RAHIM, N. A.; SELVARAJ, J.; HOSENUZZAMAN, M. Factors affecting the PV based power generation. **3rd International conference on clean energy and technology**, Kuching, 2014.

HT – **I-V 500w User Manual**. Disponível em: <https://www.ht-instruments.com/en/products/solar-i-ve/download/manual/>. Acesso em 14 jun. 2019.

HULD, T.; DUNLOP, E.; BEYER, H. G.; GOTTSCHALG, R. Data sets for energy rating of photovoltaic modules. **Solar energy**, v. 93, p. 267–279, 2013.

IQBAL, M. **An introduction to solar radiation**. Ontario: Ed. Academic Press, 1983.

KALOGIROU, S. **Solar energy engineering: processes and systems**. Estados Unidos da América: Ed. Academic Press, 2ª Edição, 2009.

KAMAL, W. A. Solar Water Pumping – An analytical overview. **Engineering Journal of Qatar University**, Qatar, vol. 1, p. 165-189, 1988.

KING, D. L.; BOYSON, W. E.; KRATOCHVIL, J. A. Analysis of factors influencing the annual energy production of photovoltaic systems. **29th IEEE Photovoltaic specialists conference**, New Orleans, p. 1356-1361, 2002.

KÖNTGES, M.; KUNZE, I.; NAUMANN, V.; RICHTER, S.; HAGENDORF, C.; BERGHOLD, J.; ROERICH, M. **Snail tracks (Schneckenspuren), worm marks and cell cracks**. 27th EU Photovoltaic Solar Energy Conf Exhib, Frankfurt, Germany, 2012.

KYOCERA – **KD210GX-LP High Efficiency Multicrystal Photovoltaic Module**. Disponível em: <https://www.kyocerasolar.com/dealers/product-center/archives/spec-sheets/KD210GX-LP.pdf> Acesso em 14 jun. 2019.

KUMAR, M.; KUMAR, A. Performance assessment and degradation analysis of solar photovoltaic technologies: A review. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 78, p. 554-587, 2017.

LAU, K.Y.; TAN, C.W.; YATIM, A.H.M. Effects of ambient temperatures, tilt angles, and orientations on hybrid photovoltaic/diesel systems under equatorial climates. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 81, n. 2, p. 2625-2636, 2017.

LI, D. H. W.; LOU, S.W.; Lam, J. C. An analysis of global, direct and diffuse solar radiation. **The 7th international conference on applied energy**, v. 75, p. 388-393, 2015.

LISITA JUNIOR, Orlando. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede: Estudo de caso - 3 kWp instalados no estacionamento do IEE-USP**. 2005. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

LODI, Cristiane. **Perspectivas para a geração de energia elétrica no Brasil utilizando a tecnologia solar térmica concentrada**. 2011. Dissertação (Mestrado

em Planejamento energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

LOPES, Davi Gabriel. **Análise de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no âmbito do mecanismo de desenvolvimento limpo**: Estudo de caso dos projetos da chamada estratégica N°13 da ANEEL. 2013. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2013.

MACEDO, Wilson Negrão. **Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2006. Tese (Doutorado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

MAGALHÃES, Graziela Esteves. **Bombeamento de água utilizando sistema fotovoltaico autônomo**: um estudo de caso. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Edificações e Ambiental) – Universidade Federal do Mato Grosso, Cuiabá, 2016.

MAMEDE FILHO, J. **Instalações Elétricas Industriais**. 6ª Edição. Rio de Janeiro: Ed. LTC, 2002.

MANI, M.; PILLAI, R. Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 14, p. 3124–3131, 2010.

MARIANO, Juliana D'Angela. **Análise do potencial da geração de energia fotovoltaica para redução dos picos de demanda e contribuição energética nas edificações da UTFPR em Curitiba**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2017.

MELO, Emerson Gonçalves de. **Geração solar fotovoltaica**: estimativa do fator de sombreamento e irradiação em modelos tridimensionais de edificações. 2012. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

MEYER, S.; TIMMEL, S.; GLÄSER, M.; BRAUN, U.; WACHTENDORF, V.; HAGENDORF, C. Polymer foil additives trigger the formation of snail trails in photovoltaic modules. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v. 130, p. 64-70, 2014.

MONDOC, B.; POP, F. Factors Influencing the Performance of a Photovoltaic Power Plant. **3rd International conference on modern power systems**, Cluj-Napoca, p.271-276, 2010.

MUNOZ, M. A.; ALONSO-GARCÍA, M. C.; VELA, N.; CHENLO, F. Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions, **Solar energy**, v. 85, p. 2264–2274, 2011.

NASA – National Aeronautics and Space Administration. **Solar Irradiance**. Disponível em: <http://www.nasa.gov>. Acesso em 27 fev. 2018.

NASCIMENTO, Lucas Rafael. **A avaliação de longo prazo de um sistema fotovoltaico integrado à edificação urbana e conectado à rede elétrica pública**. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013

NDIAYE, A.; CHARKI, A.; KOBI, A.; KÉBÉ, C. M. F.; NDIAYE, P. A.; SAMBOU, V. Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review. **Solar energy**, v. 96, p. 140–151, 2013.

NDIAYE, A.; KÉBÉ, C. M. F.; CHARKI, A. NDIAYE, P. A.; SAMBOU, V.; KOBI, A. Degradation evaluation of crystalline-silicon photovoltaic modules after a few operation years in a tropical environment. **Solar energy**, v. 103, p. 70–77, 2014.

NOBRE, A. M. **Short-term solar irradiance forecasting and photovoltaic systems performance in a tropical climate in Singapore**. 2015. 252 p. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.

OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY. **Solar radiation basics**. Disponível em: <http://www.energy.gov>. Acesso em 28 fev. 2018.

OKADA, N.; YAMANAKA, S.; KAWAURA, H. Energy loss of photovoltaic system caused by irradiance and incident angle. **3rd World conference on photovoltaic energy conversion**, Osaka, p. 2062-2065, 2002.

OLIVEIRA, Luís Guilherme Mmonteiro. **Avaliação de fatores que influenciam na estimativa da geração e operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. 2017. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2017.

OLIVEIRA, M. C. C.; DINIZ, A. S. A. C.; VIANA, M. M.; LINS, V. F. C. The causes and effects of degradation of encapsulant ethylene vinyl acetate copolymer (EVA) in crystalline silicon photovoltaic modules: A review. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 81, p. 2299–2317, 2018.

PATEL, H.; AGARWAL, V. MATLAB-Based modeling to study the effects of partial shading on PV array characteristics. **IEEE Transactions on energy conversion**, v. 23, n. 1, p. 302-310, 2008.

PAUDYAL, B. R.; SHAKYA, S. R. Dust accumulation effects on efficiency of solar PV modules for off grid purpose: A case study of Kathmandu. **Solar Energy**, v. 135, p. 103–110, 2016.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; de LIMA, F. J.L.; RÜTHER, R.; de ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; DE SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos, 2^a Edição, p. 88, 2017.

PEREIRA JUNIOR, Luiz Carlos. **A interação entre geradores solares fotovoltaicos e veículos elétricos conectados à rede elétrica pública**. 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2011.

PERIN, A. L.; PRIEB, C. W. M.; KRENZINGER, A. Montagem de bancada para ensaios elétricos e térmicos de inversores fotovoltaicos conectados à rede. **Reunião**

de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente, La Plata, v. 4, p. 1361-1371, 2016.

PICAULT, D.; RAISON, B.; BACHA, S.; CASA, J. AGUILERA, J. Forecasting photovoltaic array power production subject to mismatch losses. **Solar Energy**, v. 84, p. 1301–1309, 2010.

PIN, Mario Luiz Ferrari. **Levantamento do potencial de geração fotovoltaica com sistemas de microgeração aplicados à arquitetura nos edifícios do campus de São Paulo da USP**. 2017. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014.

Q CELLS. **Q.POWER L-G5 315-335**. Disponível em https://www.q-cells.us/na/main/products/solar_panels~solar_panels~.html. Acesso em 10 de jul. 2019.

RAJ, A.; GUPTA, M.; PANDA, S. Design simulation and performance assessment of yield and loss forecasting for 100 kWp grid connected solar PV system. **2nd International conference on next generation computing technologies**, Dehradun, p. 528-533, 2016.

RAUSCHENBACH, H. S. **Solar cell array design handbook: the principles and technology photovoltaic energy conversion**. Estados Unidos da América: Ed. Van Nostrand Reinhold Company, 1980.

REN21. **Renewables 2017 global status report**. Paris, 2017. Disponível em http://www.ren21.net/wpcontent/uploads/2017/06/178399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf 2017. Acesso em: 10 ago. 2017.

REN21. **Renewables 2019 global status report**. Paris, 2019. Disponível em <https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/08/Full-Report-2018.pdf>. Acesso em: 10 jul. 2019.

RODRÍGUEZ, Carlos Roberto Cervantes. **Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2002. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

RÜTHER, Ricardo. **edifícios solares fotovoltaicos, o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligadas à rede elétrica pública**. LABSOLAR Florianópolis: Florianópolis, Editora da UFSC, 2004.

SANTOS, Ísis Portolan dos. **Desenvolvimento de ferramenta de apoio à decisão em projetos de integração solar fotovoltaica à arquitetura**. 2013. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

SCHWINGSHACKL, C.; PETITTA, M.; WAGNER, J. E.; BELLUARDO, G.; MOSER, D.; CASTELLI, M.; ZEBISCH, M.; TETZLAFF, A. Wind effect on PV module temperature: Analysis of different techniques for an accurate estimation. **Energy Procedia**, v. 40, p. 77-86, 2013.

SEN, Z. **Solar Energy Fundamentals and Modeling Techniques Atmosphere, Environment, Climate Change and Renewable Energy**. Londres: Springer-Verlag, 2008. 276 p.

SHAYANI, R. A. **Medição do rendimento global de um sistema fotovoltaico isolado utilizando módulos de 32 células**. 2006. 225 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de Brasília, Brasília, 2006.

SILUK, Andrei Ruppenthal. **Análise do desempenho de sistemas fotovoltaicos aplicados à edificação**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2017.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. **Solar Energy**, v. 83, p. 614–624, 2009.

STRANGUETO, Karina Maretti. **Usina fotovoltaica de 1 MWp para suprimento de veículos elétricos**: estimativa da frota atendida, logística de abastecimento e emissões de CO₂ evitadas. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2012.

SWARAJ, K. MOHAPATRA, A.; SAHOO, S. S. Combining PV MPPT algorithm based on temperature measurement with a PV cooling system. **International conference on signal processing, communication, power and embedded system**, Paralakhemundi, 2016.

TAMIZHMANI, G.; KING, B.; VENKATESAN, A.; DELINE, C.; PAVGI, A.; TATAPUDI, S.; KUITCHE, J.; CHOKOR, A.; ASMAR, M. E. Regional soiling stations for pv: soiling loss analysis. **43rd Photovoltaic specialists conference**, Portland, p. 1741-1746, 2016.

TIWARI, G. N. **Solar Energy Technology Advances**. Nova Iorque: Ed. Nova Science Publisher, 2005.

TIWARI, G. N.; TIWARI, A. SHYAM. **Handbook of solar energy. theory, analysis and applications**. Singapura: Ed. Springer Singapore, 2016.

TONIN, Fabianna Stumpf. **Caracterização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica na cidade de Curitiba**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2017.

TYAGI, V. V.; RAHIM, N. A. A.; RAHIM, N. A.; SELVARAJ, J. A. L. Progress in solar PV technology: Research and achievement. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 20, p. 443-461, 2013.

UEDA, Y.; KUROKAWA, K.; ITOU, T.; KATAMURA, K.; MIYAMOTO, Y., YOKOTA, M.; SUGIHARA, H.; Performance ratio and yield analysis of grid connected clustered PV systems in Japan. **4th World conference on photovoltaic energy conference**, Waikoloa, p. 2296-2299, 2006.

URBANETZ JUNIOR, J. **Energia solar fotovoltaica: fundamentos de radiação solar, instrumentos de medição solar e estação solarimétrica**. Notas de Aula. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2017a.

URBANETZ JUNIOR, J. **Energia solar fotovoltaica: sistemas FV isolados**. Notas de Aula. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2017b.

URBANETZ JUNIOR, Jair. **Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas: Sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade**. 2010. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

URBANETZ JUNIOR, J.; CASAGRANDE JUNIOR, Eloy. F.; TIEPOLO, Gerson M. Análise do desempenho de dois anos de operação do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica do escritório verde da UTFPR. **V congresso brasileiro de energia solar**, Recife, p.1-7, 2014a.

URBANETZ JUNIOR, J.; CASAGRANDE JUNIOR, E. F.; TIEPOLO, G. M. Acompanhamento do desempenho do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica do escritório verde da UTFPR. **IX Congresso brasileiro de planejamento energético**, Florianópolis, p. 1-212, 2014b.

URBANETZ JUNIOR, J.; TIEPOLO, G. M.; CASAGRANDE JUNIOR, E. F.; TONIN, F. S.; MARIANO, J. D. Geração distribuída fotovoltaica: o caso dos sistemas fotovoltaicos da UTFPR em Curitiba. **X Congresso brasileiro de planejamento energético**, Gramado, p. 1-12, 2016.

URGS. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. **Programa RADIASOL**, Laboratório de Energia Solar, 2012.

URREJOLA, E.; ANTONANZAS, J.; AYALA, P.; SALGADO, M.; RAMÍREZ-SAGNER, G.; CORTÉS, S.; PINO, A.; ESCOBAR, R. Effect of soiling and sunlight exposure on the performance ratio of photovoltaic technologies in Santiago, Chile. **Energy Conversion and Management**, v. 114, p. 338–347, 2016.

VANNI, Silvia Regina. **Estudo da viabilidade econômica de fontes alternativas de energia de uma comunidade típica da região nordeste do Brasil**. 2008. Dissertação (Mestrado em Ciências na Área de Tecnologia Nuclear) – Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, São Paulo, 2008.

VARELLA, Fabiana Karla de Oliveira Martins. **Estimativa do índice de nacionalização dos sistemas fotovoltaicos no Brasil**. 2009. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009.

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 and power sources**, v. 2, n. 1, p. 40-53, 2015.

VIANA, Trajano de Souza. **Potencial de geração de energia elétrica com sistemas fotovoltaicos com concentrador no Brasil**. 2010. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Conversor eletrônico de potência trifásico para sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica**. 2010. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

VILLAMARIM JUNIOR, José Arnaldo. **Análise da viabilidade técnica-econômica de um sistema eólico-fotovoltaico com conexão à rede elétrica suprimindo uma estação rádio base de telefonia celular no estado de São Paulo**. 2016. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

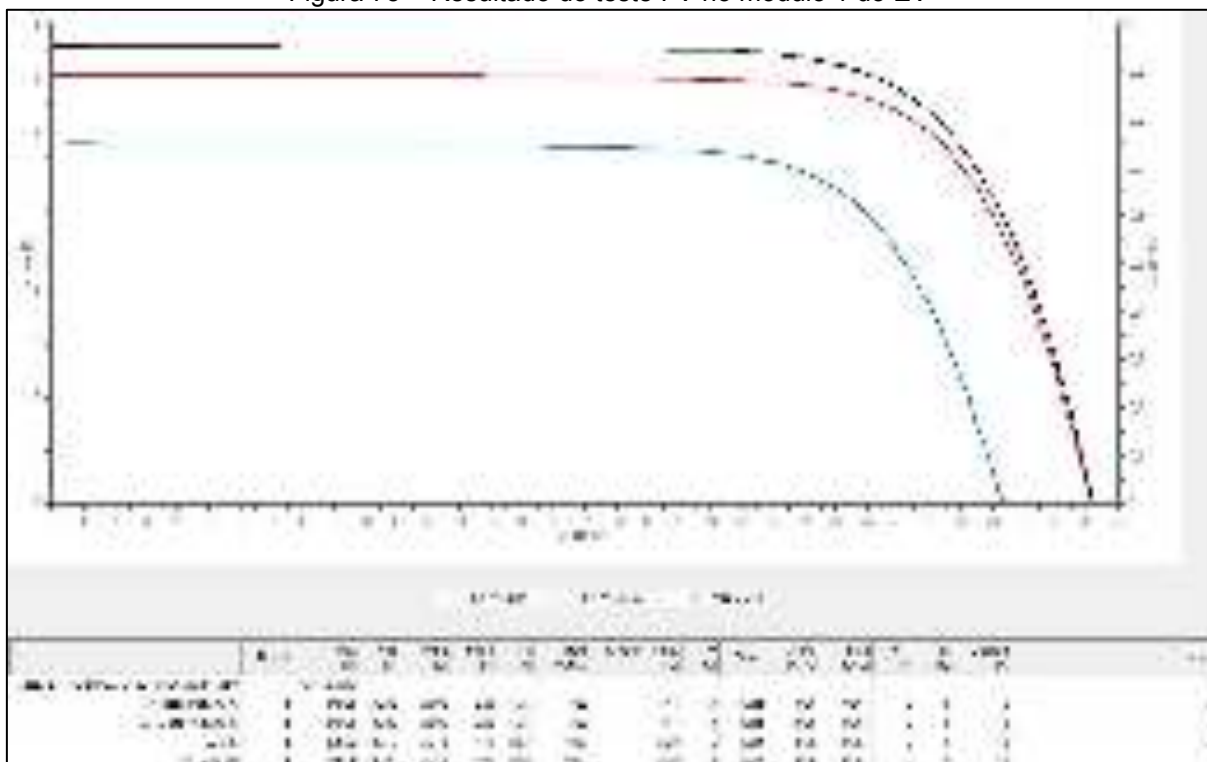
VITTI, D. C.; ALVARES, L. M. **Avaliação da eficiência de sistemas fotovoltaicos**. 2006. 111 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade de Brasília, Brasília, 2006.

XU, R.; NI, K.; HU, Y.; SI, J.; WEN, H.; YU, D. Analysis of the optimum tilt angle for a soiled PV panel. **Energy conversion and management**, v. 148, p. 100–109, 2017.

ZOMER, Clarissa Debiazi. **Método de estimativa da influência do sombreamento parcial na geração energética de sistemas solares fotovoltaicos integrados em edificações.** 2014. 234 f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2014.

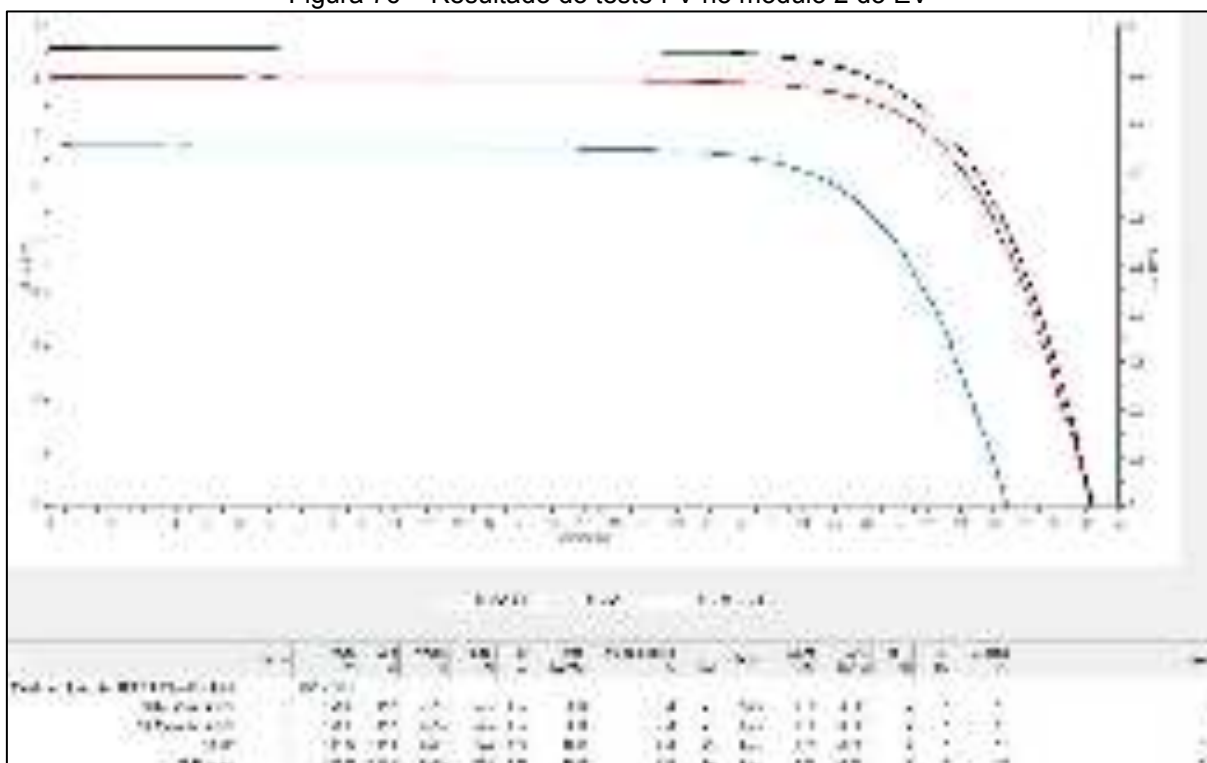
APÊNDICE A

Figura 75 – Resultado do teste I-V no módulo 1 do EV



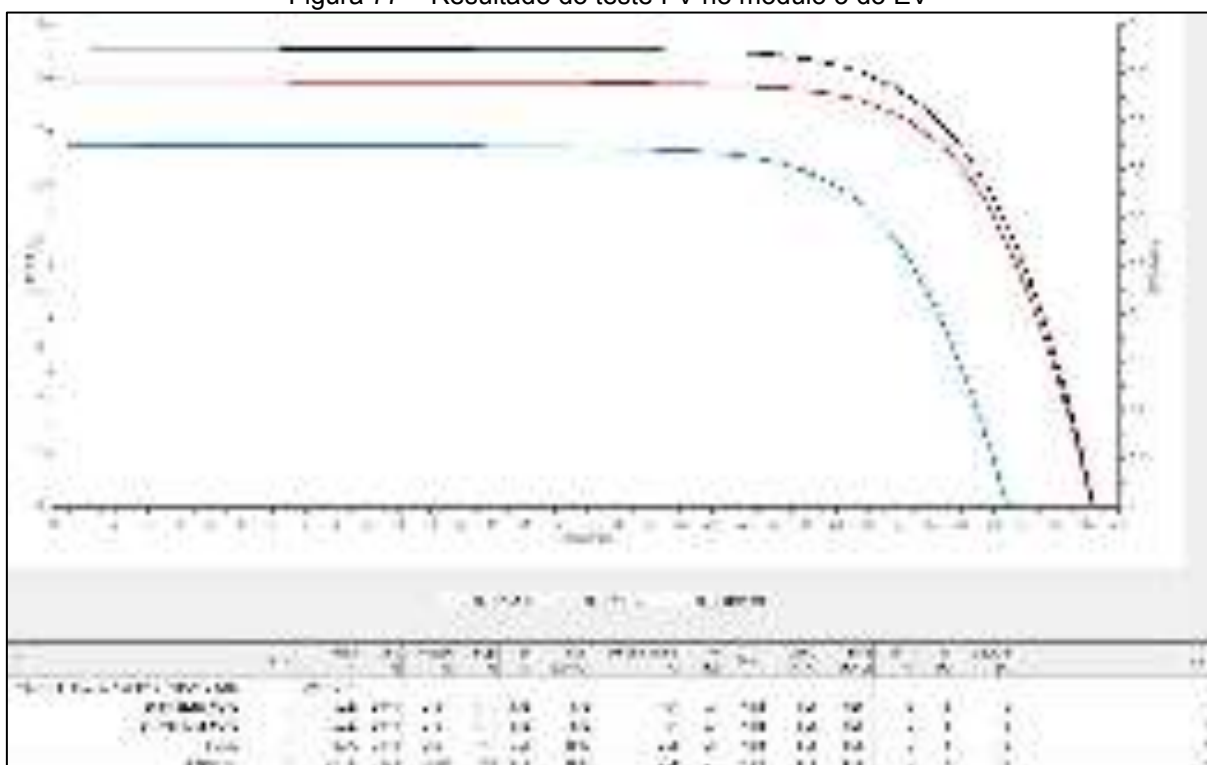
Fonte: Autoria própria, 2019.

Figura 76 – Resultado do teste I-V no módulo 2 do EV



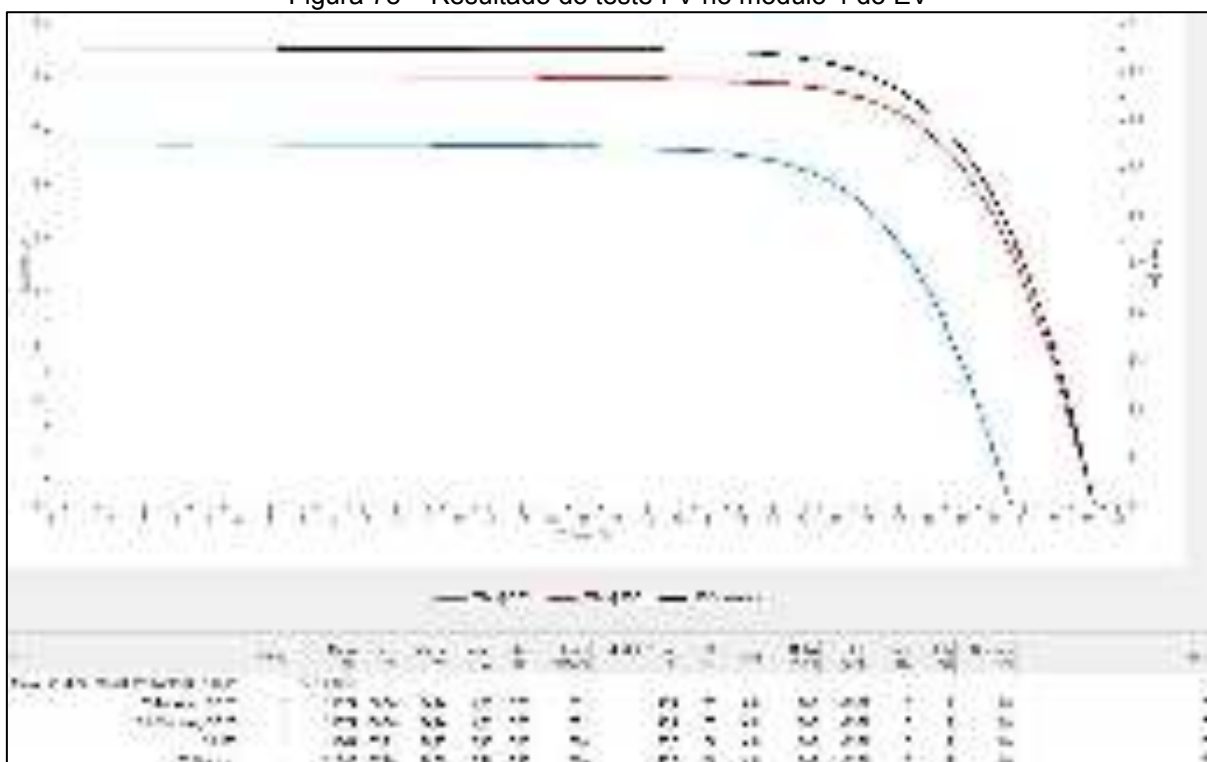
Fonte: Autoria própria, 2019.

Figura 77 – Resultado do teste I-V no módulo 3 do EV



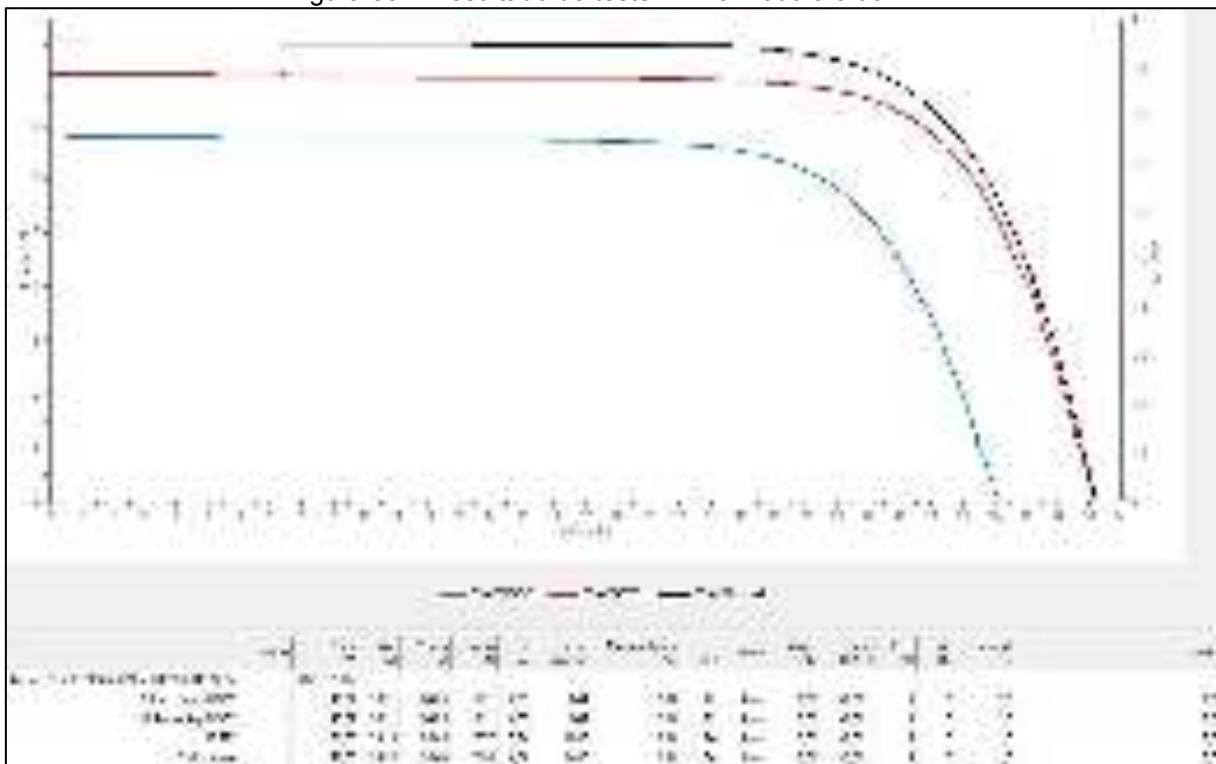
Fonte: Autoria própria, 2019.

Figura 78 – Resultado do teste I-V no módulo 4 do EV



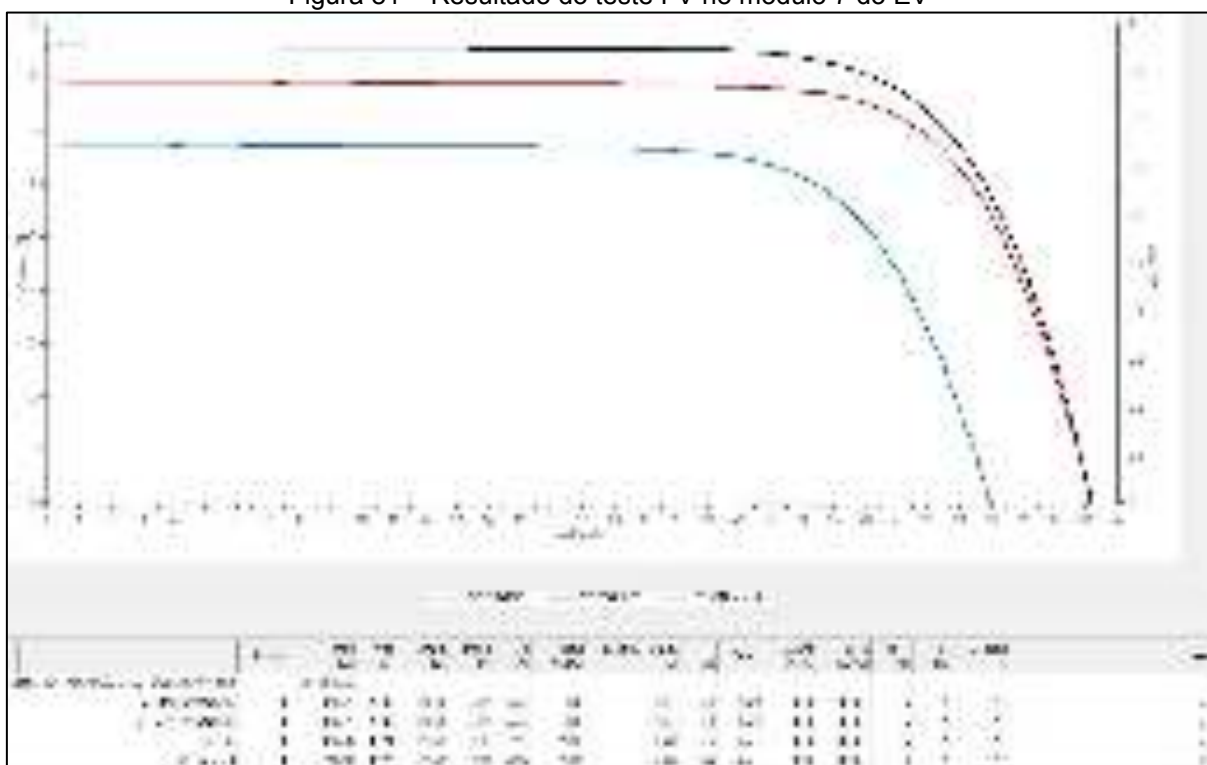
Fonte: Autoria própria, 2019.

Figura 80 – Resultado do teste I-V no módulo 6 do EV



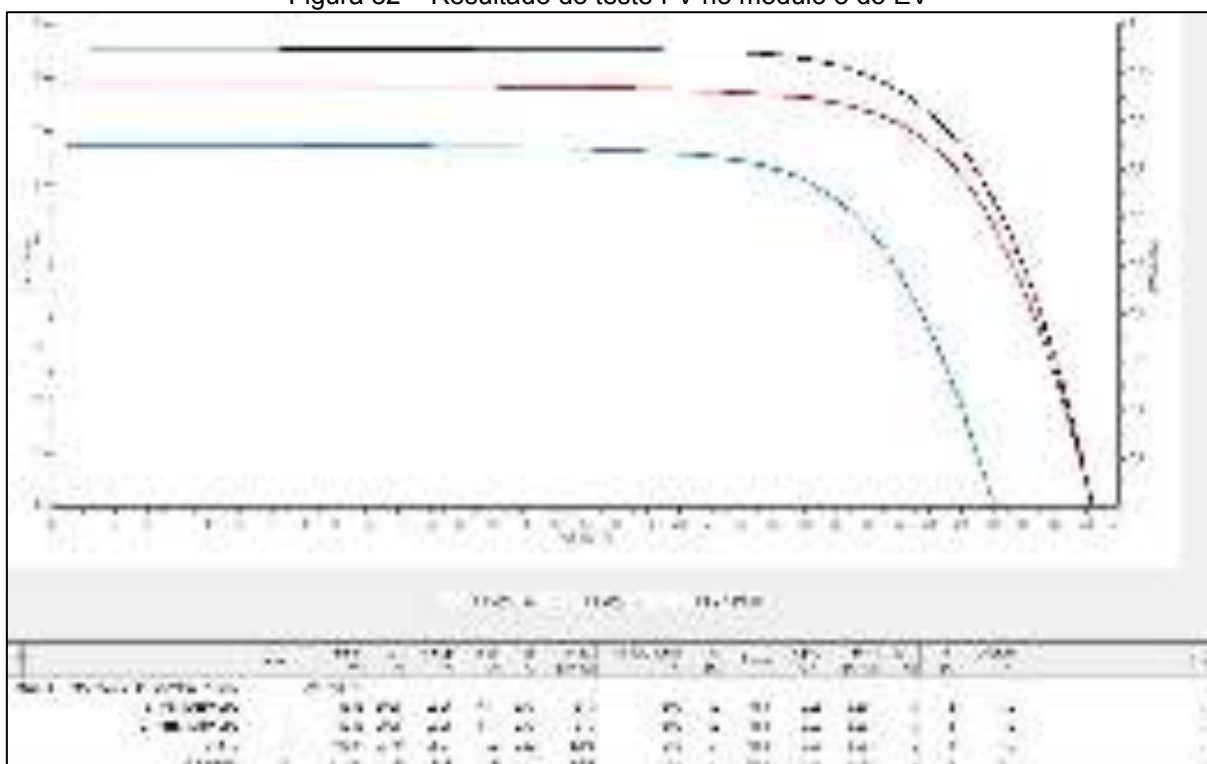
Fonte: Autoria própria, 2019.

Figura 81 – Resultado do teste I-V no módulo 7 do EV



Fonte: Autoria própria, 2019.

Figura 82 – Resultado do teste I-V no módulo 8 do EV



Fonte: Autoria própria, 2019.

