

Diagnóstico de falhas em módulos fotovoltaicos

Isabela Valpecovski Urbanetz

*Dissertação apresentada à Escola Superior de Tecnologia e Gestão para obtenção
do Grau de Mestre em Energias Renováveis e Eficiência Energética*

Trabalho realizado sob a orientação e coorientação de:

Professor Dr. Américo Vicente Leite

Professor Dr. Gerson Máximo Tiepolo

Bragança
Dezembro 2019

Diagnóstico de falhas em módulos fotovoltaicos

Isabela Valpecovski Urbanetz

Dissertação apresentada à Escola Superior de Tecnologia e Gestão para obtenção do Grau de Mestre em Energias Renováveis e Eficiência Energética, no âmbito da dupla diplomação com a Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Trabalho realizado sob a orientação e coorientação de:

Professor Dr. Américo Vicente Leite

Professor Dr. Gerson Máximo Tiepolo

Bragança

Dezembro 2019

Agradecimentos

Primeiramente gostaria de agradecer a Universidade Tecnológica Federal do Paraná pela oportunidade e apoio nesta jornada, e ao Instituto Politécnico de Bragança pela ótima recepção e acolhimento aos seus alunos internacionais.

Ao orientador Américo Vicente Leite pelo conhecimento e autonomia adquiridos com o andamento deste trabalho e apoio dado, agradeço também o professor coorientador Gerson Máximo Tiepolo, por aceitar a coorientação e pela ajuda nas correções. Também ao professor José dos Santos Teixeira Batista do Laboratório de Sistemas Eletromecatrônicos (LSE) pelo auxílio com o uso dos equipamentos e dúvidas.

Também gostaria de agradecer principalmente aos meus pais e irmão, Jair Urbanetz Junior, Marilene Valpecovski e Gustavo Valpecovski Urbanetz, que sempre me incentivaram e acreditaram na minha capacidade de ir atrás dos meus sonhos e oportunidades da vida.

Agradeço também a todos meus amigos e colegas do laboratório LSE pela ajuda em momentos de necessidade e a todos que de alguma forma influenciaram para que este momento fosse possível, em especial ao meu amigo e companheiro Gabriel Alves Pereira e Allana de Moura Netto por sempre estarem do meu lado e pela ajuda em todo o trabalho.

A todos, muito obrigada.

Resumo

A busca por novas fontes de energia elétrica teve grande influência na utilização de energias renováveis, como a solar fotovoltaica, e torna-las mais eficientes e confiáveis é um passo importante para que sejam incluídas cada vez mais na matriz elétrica mundial. Em um sistema fotovoltaico, devido à sua exposição pelas condições ambientais, os módulos são mais propensos a danos e degradação.

Neste trabalho o objetivo é fazer um estudo relativo ao diagnóstico de falhas e degradação em módulos fotovoltaicos, e como elas são identificadas por meio da curva I-V e seus principais parâmetros. Posteriormente, foram aplicadas técnicas de diagnóstico em contexto real em sistemas fotovoltaicos em funcionamento há vários anos.

Para isto são apresentados modelos matemáticos e elétricos da célula fotovoltaica, e partindo deles, a extração dos principais parâmetros por algumas técnicas. Com isso, é feita uma implementação computacional em *MATLAB/Simulink*® do modelo de uma célula fotovoltaica, permitindo simulações variando irradiação e temperatura das células.

Pode-se dividir o trabalho em três principais partes: estudo do efeito do sombreamento parcial, validação das técnicas de monitorização da resistência série por meio de emulação de falhas e aplicação das técnicas de diagnóstico em contexto real. Foram realizados testes para cada parte principal do trabalho, para obtenção das curvas I-V e P-V, por meio do traçador de curvas PVPM1000C. Os testes de sombreamento e com emulação de falhas, pode-se obter curvas com e sem falha, já que a mesma é provocada e eliminada conforme necessário, o que permite o cálculo de erros e perdas em cada situação. Já na aplicação em contexto real a simulação ganha maior importância, por ela que é possível comparar a curva obtida para verificação de distorções.

Com os dados obtidos, conclui-se que é possível obter um diagnóstico para um sistema fotovoltaico utilizando a curva I-V por meio de sua inclinação, para uma estimação da resistência série com menor erro, ou utilizando-se apenas dos pontos principais para estimação do incremento da resistência, com erros aceitáveis. A combinação de uma análise visual dos módulos, com análise da curva e dos principais parâmetros seria o melhor cenário para um diagnóstico mais preciso.

Palavras Chave: Diagnóstico de falhas, Curva I-V, Módulo fotovoltaico, Degradação.

Abstract

The search for new sources of electricity has had a major influence on the use of renewable energies, such as solar photovoltaics, and making them more efficient and reliable is an important step towards their inclusion in the global electric matrix. In a photovoltaic system, due to their exposure to environmental conditions, modules are more prone to damage and degradation.

In this work the objective is to make a study concerning the fault diagnosis and degradation in photovoltaic modules, and how they are identified through the I-V curve and its main parameters. Subsequently, real context diagnostic techniques were applied to photovoltaic systems in operation for several years.

For this are presented mathematical and electrical models of the photovoltaic cell, and from them, the extraction of the main parameters by some techniques. With this, a computational implementation is made in MATLAB / Simulink® of the photovoltaic cell model, allowing simulations varying irradiation and temperature of the cells.

The work can be divided into three main parts: a study of the effect of partial shading, validation of series resistance monitoring techniques by fault emulation and application of diagnostic techniques in the real context. Tests were performed for each main part of the work, to obtain the curves I-V and P-V, using the curve plotter PVPM1000C. The shading and fault emulation tests can be obtained with and without fail, since it is provoked and eliminated as necessary, allowing the calculation of errors and losses in each situation. In a real-world application, the simulation becomes more important, because it is possible to compare the curve obtained for verification of distortions.

With the obtained data, it is concluded that it is possible to obtain a diagnosis for a photovoltaic system using the curve IV through its slope, for an estimation of the series error with smaller error, or using only the main points for estimation of the increment. of resistance, with acceptable errors. The combination of visual analysis of the modules, curve analysis, and main parameters would be the best scenario for a more accurate diagnosis.

Keywords: Fault diagnosis, I-V curve, Photovoltaic module, Degradation.

Índice Geral

Capítulo 1	Introdução	1
1.1.	Contexto e motivação	1
1.1.1.	Potencial produtivo da energia solar fotovoltaica	2
1.1.2.	Diagnóstico de falhas.....	3
1.2.	Objetivos.....	3
1.3.	Estrutura do trabalho.....	4
Capítulo 2	Modelação de Módulos Fotovoltaicos.....	5
2.1.	Células e módulo fotovoltaico	5
2.2.	Modelação matemática para diagnóstico	8
2.2.1.	Modelo com um díodo simples	8
2.2.2.	Modelo com um diodo simples com resistência série	9
2.2.3.	Modelo com um díodo simples e resistência paralelo	10
2.2.4.	Modelo com dois díodos	11
2.3.	Estimação dos parâmetros de ajuste do modelo	12
2.3.1.	Estimação pelo modelo de 4 parâmetros	13
2.3.2.	Estimação pelo modelo de 5 parâmetros	15
2.4.	Interferência das condições ambientais sobre os parâmetros	17
2.5.	Implementação computacional	19
Capítulo 3	Diagnóstico de Falhas e Degradação.....	21
3.1.	Principais falhas em módulos fotovoltaicos	21
3.2.	Métodos de diagnóstico de falhas	23
3.2.1.	Diagnóstico por meio da monitorização da resistência série equivalente 23	
3.2.1.1.	Baseado na inclinação da curva I-V	24
3.2.1.2.	Cálculo analítico.....	24
3.2.1.3.	Normalização para as STC.....	25
3.2.2.	Diagnóstico por meio da estimação do incremento R_s	26
3.3.	Diagnóstico de falhas e degradação pela curva I-V.....	27
3.3.1.	Curva I-V.....	27
3.3.2.	Deformações na curva I-V.....	29
Capítulo 4	Metodologia.....	35
4.1.	Equipamentos utilizados	36
4.2.	Testes com um módulo	38
4.2.1.	Sombreamento	39
4.2.2.	Estimação da resistência série	41

4.3.	Testes com fileiras fotovoltaicas.....	42
4.3.1.	Caracterização das fileiras fotovoltaicas em análise	43
Capítulo 5	Utilização das Técnicas de Diagnóstico de Falhas	47
5.1.	Validação dos métodos de diagnóstico com um módulo.....	47
5.1.1.	Falhas temporárias.....	48
5.1.1.1.	Sombreamento.....	48
5.1.2.	Falhas permanentes.....	55
5.1.2.1.	Comparação métodos de monitorização do Rs	59
5.2.	Aplicação dos métodos de diagnóstico em contexto real	61
5.2.1.	Resultados com a fileira do seguidor solar	62
5.2.2.	Resultados com a fileira fotovoltaica LSE	64
5.2.3.	Resultados com o sistema fotovoltaico ESTiG	66
5.2.3.1.	Fileira 1 - 14 módulos	68
5.2.3.2.	Fileira 2 - 13 módulos	69
5.2.3.3.	Fileira 3 - 13 módulos	70
Capítulo 6	Análise e Discussão de Resultados.....	75
6.1.	Validação dos métodos de diagnóstico com um módulo.....	75
6.1.1.	Sombreamento.....	75
6.1.2.	Estimação do Rse	78
6.2.	Aplicação dos métodos de diagnóstico em contexto real	79
Capítulo 7	Conclusões.....	83
7.1.	Conclusões gerais	83
7.2.	Sugestões para trabalhos futuros.....	84
Bibliografia	87

Lista de Siglas/Abreviaturas

A – Fator de idealidade do díodo;

AM_{STC} – Massa de ar em condições STC (1.5);

C – Coeficiente de variação com a temperatura da corrente de saturação (AK^{-3});

E_{gap} – Energia de banda do semicondutor;

ESTiG – Escola Superior de Tecnologia e Gestão;

FF – Fator de forma;

G – Irradiação;

GMPP – *Global Maximum Power Point* (Ponto máximo global);

G_{STC} – Irradiação em condições STC (1000 W/m^2);

I_{mpp} – Corrente no ponto de potência máxima;

IPB – Instituto Politécnico de Bragança;

I_{sc} – Corrente de curto circuito;

k – Constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23} \text{ J/K}$);

LSE – Laboratório de Sistemas Eletromecatrônicos;

MPPT – *Maximum Power Point Tracking* (Máximo ponto de potência);

n_c – Número de células do módulo;

P_{mpp} – Ponto de potência máxima;

PV – Fotovoltaico;

q – Carga do elétron ($1,6 \times 10^{-16} \text{ C}$);

R_s – Resistência série do modelo matemático;

R_{se} – Resistência série equivalente;

R_{shunt} – Resistência paralela;

STC – *Standard Test Conditions* (Condições padrão de teste);

T – Temperatura;

T_{STC} – Temperatura em condições STC (25°C);

V_{mpp} – Tensão no ponto de potência máxima;

V_{oc} – Tensão de circuito aberto;

Índice de Figuras

Figura 1 – Mapa do potencial de geração de energia solar em Portugal (Adaptado de: [1]).....	2
Figura 2 - Exemplo de um módulo fotovoltaico de 60 células e 3 fileiras com díodo de proteção [5].....	6
Figura 3 - Exemplo do comportamento da corrente em caso de sombreamento parcial..	6
Figura 4 - Circuito equivalente modelo 3 parâmetros. Adaptado de: [3]......	9
Figura 5 - Circuito equivalente modelo 4 parâmetros [3].	9
Figura 6 - Circuito equivalente modelo 5 parâmetros [3].	11
Figura 7 - Circuito equivalente modelo com dois díodos [3]......	12
Figura 8 - Implementação computacional.	20
Figura 9 - Gráfico curva I-V evidenciando o incremento na tensão [33]......	26
Figura 10 - Curvas características de um módulo e seus principais pontos [36]......	28
Figura 11 - Comportamento curvas I-V variando irradiação e temperatura. <i>MATLAB/Simulink®</i>	28
Figura 12 – Ilustração da mudanças na curva devido a associações de módulos [37]....	29
Figura 13 - Possíveis deformações na curva I-V [39].	30
Figura 14 - Traçador de curvas PVPM1000 [39].	36
Figura 15 - Fotografia módulo REC275PE.	37
Figura 16 - Diagrama da configuração do módulo fotovoltaico REC275PE.....	37
Figura 17 - Resistências e multímetro utilizados.	38
Figura 18 - Sombreamento de uma e duas células de uma mesma fileira.....	39
Figura 19 - Sombreamento de uma e duas células em duas fileiras distintas.....	40
Figura 20 - Sombreamento uma e duas células em três fileiras diferentes.....	40
Figura 21 - Sombreamento irregular.	41
Figura 22 - Esquema do sistema utilizado para adicionar resistências.....	42
Figura 23 - Fileira do seguidor solar [40]......	44
Figura 24 - Fileira da cobertura do LSE.	45
Figura 25 - Sistema fotovoltaico da cobertura da ESTiG.....	46
Figura 26 – Curva I-V com sombreamento de uma célula de uma mesma fileira com papel opaco. Condições ambientais do teste: $G \approx 950 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 64^\circ \text{ C}$	49
Figura 27 – Curva P-V com sombreamento de uma célula de uma mesma fileira com papel opaco. Condições ambientais do teste: $G \approx 950 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 64^\circ \text{ C}$	49
Figura 28 - Teste sombreamento de duas células de uma mesma fileira com papel opaco. Condições ambientais do teste: $G \approx 945 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 64,4^\circ \text{ C}$	50
Figura 29 - Curva I-V com sombreamento de duas células de duas fileiras diferentes, com papel opaco. Condições ambientais do teste: $G \approx 944 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 65^\circ \text{ C}$	50
Figura 30 - Curva P-V com sombreamento de duas células de duas fileiras diferentes, com papel opaco. Condições ambientais do teste: $G \approx 944 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 65^\circ \text{ C}$	51
Figura 31 - Teste de sombreamento de quatro células de duas fileiras diferentes com papel opaco. Condições ambientais do teste: $G \approx 939 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 65^\circ \text{ C}$	51
Figura 32 - Curva I-V com sombreamento de três células de três fileiras diferentes, com papel opaco. Condições ambientais do teste: $G \approx 939 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 65,5^\circ \text{ C}$	52
Figura 33 - Curva P-V com sombreamento de três células de três fileiras diferentes com papel opaco. Condições ambientais do teste: $G \approx 939 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 65,5^\circ \text{ C}$	52
Figura 34 - Teste sombreamento de seis células de três fileiras diferentes com papel opaco. Condições ambientais do teste: $G \approx 934 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 65,3^\circ \text{ C}$	53

Figura 35 - Curva I-V com sombreamento irregular com papel opaco. Condições ambientais do teste: $G \approx 927 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 66^\circ \text{ C}$	54
Figura 36 - Curva P-V com sombreamento irregular com papel opaco. Condições ambientais do teste: $G \approx 927 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 66^\circ \text{ C}$	54
Figura 37 - Curvas I-V para cada resistência adicionada. Condições ambientais do teste: $G \approx 610 \text{ W/m}^2$, $T \approx 46,3^\circ \text{ C}$	56
Figura 38 - Curvas P-V para cada resistência adicionada. Condições ambientais do teste: $G \approx 610 \text{ W/m}^2$, $T \approx 46,3^\circ \text{ C}$	56
Figura 39 - Curvas I-V para cada resistência adicionada. Condições ambientais do teste: $G \approx 800 \text{ W/m}^2$, $T \approx 53,5^\circ \text{ C}$	57
Figura 40 - Curvas P-V para cada resistência adicionada. Condições ambientais do teste: $G \approx 800 \text{ W/m}^2$, $T \approx 53,5^\circ \text{ C}$	57
Figura 41 - Curvas I-V para cada resistência adicionada. Condições ambientais do teste: $G \approx 1025 \text{ W/m}^2$, $T \approx 56,3^\circ \text{ C}$	58
Figura 42 - Curvas P-V para cada resistência adicionada. Condições ambientais do teste: $G \approx 1025 \text{ W/m}^2$, $T \approx 56,3^\circ \text{ C}$	58
Figura 43 - Variação da perda percentual da potência máxima em função irradiação e o incremento de R_s	59
Figura 44 - Gráfico de erro em relação aos métodos para estimação do incremento da resistência série. Condições ambientais do teste: $G \approx 610 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 42^\circ \text{ C}$	60
Figura 45 - Gráfico de erro em relação aos métodos para estimação do incremento da resistência série. Condições ambientais do teste: $G \approx 800 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 45,5^\circ \text{ C}$	60
Figura 46 - Gráfico de erro em relação aos métodos para estimação do incremento da resistência série. Condições ambientais do teste: $G \approx 1025 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 55,2^\circ \text{ C}$	61
Figura 47 - Curva I-V real e simulada da fileira do seguidor solar.....	62
Figura 48 - Curva P-V real e simulada da fileira do seguidor solar.....	62
Figura 49 - Zoom na curva em seus pontos críticos e curva de tendência.....	63
Figura 50 - Curva I-V real e simulada com a fileira fotovoltaica da cobertura do LSE.....	64
Figura 51 - Curva P-V real e simulada da fileira fotovoltaica da cobertura LSE.....	65
Figura 52 - Zoom na curva em seus pontos críticos e curva de tendência da fileira do LSE.....	65
Figura 53 - Módulo com célula visivelmente danificada.....	66
Figura 54 - Curva I-V do módulo danificado. Condições ambientais do teste: $G \approx 865 \text{ W/m}^2$, $T \approx 42,4^\circ \text{ C}$	67
Figura 55 - Curva P-V módulo danificado. Condições ambientais do teste: $G \approx 865 \text{ W/m}^2$, $T \approx 42,4^\circ \text{ C}$	67
Figura 56 - Curva I-V fileira 1 da ESTiG. Condições ambientais do teste: $G \approx 855 \text{ W/m}^2$, $T \approx 45,0^\circ \text{ C}$	68
Figura 57 - Curva P-V fileira 1 da ESTiG. Condições ambientais do teste: $G \approx 855 \text{ W/m}^2$, $T \approx 45,0^\circ \text{ C}$	68
Figura 58 - Curva I-V da fileira 2 da ESTiG. Condições ambientais do teste: $G \approx 855 \text{ W/m}^2$, $T \approx 45,0^\circ \text{ C}$	69
Figura 59 - Curva P-V fileira 2 ESTiG. Condições ambientais do teste: $G \approx 855 \text{ W/m}^2$, $T \approx 45,0^\circ \text{ C}$	69
Figura 60 - Curva I-V fileira 3 ESTiG. Condições ambientais do teste: $G \approx 845 \text{ W/m}^2$, $T \approx 45,0^\circ \text{ C}$	70
Figura 61 - Curva I-V fileira 3 ESTiG. Condições ambientais do teste: $G \approx 845 \text{ W/m}^2$, $T \approx 45,0^\circ \text{ C}$	70
Figura 62 - Zoom na curva em seus pontos críticos e curva de tendência fileira 1 ESTiG.....	71

Figura 63 - Zoom na curva em seus pontos críticos e curva de tendência fileira 2 ESTIG.....	71
Figura 64 - Zoom na curva em seus pontos críticos e curva de tendência fileira 3 ESTIG.....	72
Figura 65 - Efeito do sombreamento parcial em um módulo típico de 3 fileiras.....	76
Figura 66 - Posicionamento de um módulo fotovoltaico de maneira horizontal (a) e vertical (b) com acumulação de neve [37].....	77
Figura 67 - Exemplo de uma curva P-V com mais de um pico de potência. Adaptado de [44].	78

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Informações folha característica módulo fotovoltaico.	7
Tabela 2 - Valores energia de banda e idealidade do díodo nas diferentes tecnologias [10].	10
Tabela 3 - Classificação das falhas e seus efeitos nos principais parâmetros.	22
Tabela 4 - Dados folha de características REC275PE.....	36
Tabela 5 - Dados folha de características Kyocera 190GHT-2.	44
Tabela 6 - Dados folha de características FTS-220P.....	45
Tabela 7 - Dados folha de características GEVp-205-M.....	46
Tabela 8 - Perda na potência entregue em situações de sombreamento.....	55
Tabela 9 - Valores das resistências adicionadas.....	55
Tabela 10 - Métodos utilizados para estimação da resistência adicionada.....	59
Tabela 11 - Resistência série estimada para a fileira fotovoltaica do seguidor solar.	63
Tabela 12 - Resistência série estimada para a fileira fotovoltaica do LSE.....	66
Tabela 13 - Resistência série estimada para o sistema fotovoltaico ESTIG.	72

Capítulo 1 Introdução

Este capítulo tem como finalidade apresentar o tema de forma sucinta, começando com o contexto e a motivação na secção 1.1, onde se encontra um mapa do potencial de Portugal relativamente à energia solar, seguindo com a contextualização do diagnóstico de falhas por meio da monitorização dos equipamentos. Na secção 1.2 são apresentados os objetivos pretendidos com este trabalho e, por fim, a secção 1.3 traz a estrutura do documento.

1.1. Contexto e motivação

A utilização da energia elétrica é considerada uma necessidade para a sociedade atual, e a busca por novas fontes de produção de energia é uma questão relevante no mundo todo. As fontes renováveis entram neste contexto pois unem essa necessidade com a sustentabilidade.

Dentre as diversas fontes renováveis de energia existe a energia solar, esta fonte tem a característica de ser modular, o que facilita a instalação desde uma pequena produção até grandes usinas, e sua matéria prima para geração é a radiação, portanto a localização de onde será instalado um sistema fotovoltaico (PV) impacta diretamente na quantidade de energia gerada. Como exemplo, Portugal tem boa localização para produção de energia solar, com altos índices de irradiação por todo seu território, sendo assim, a energia solar pode ser considerada como uma opção viável para o país.

1.1.1. Potencial produtivo da energia solar fotovoltaica

Em todo o globo existe potencial produtivo para a energia solar fotovoltaica, porém algumas zonas chegam a maiores níveis de irradiação e, conseqüentemente, uma maior produção de energia elétrica por metro quadrado instalado. Por exemplo, o potencial de Portugal é elevado comparativamente com os demais países europeus, onde os índices de irradiação por metro quadrado instalado em seu território variam de 1600 até 2100 kWh/m² considerando sistemas com inclinação otimizada em relação à latitude do local [1].

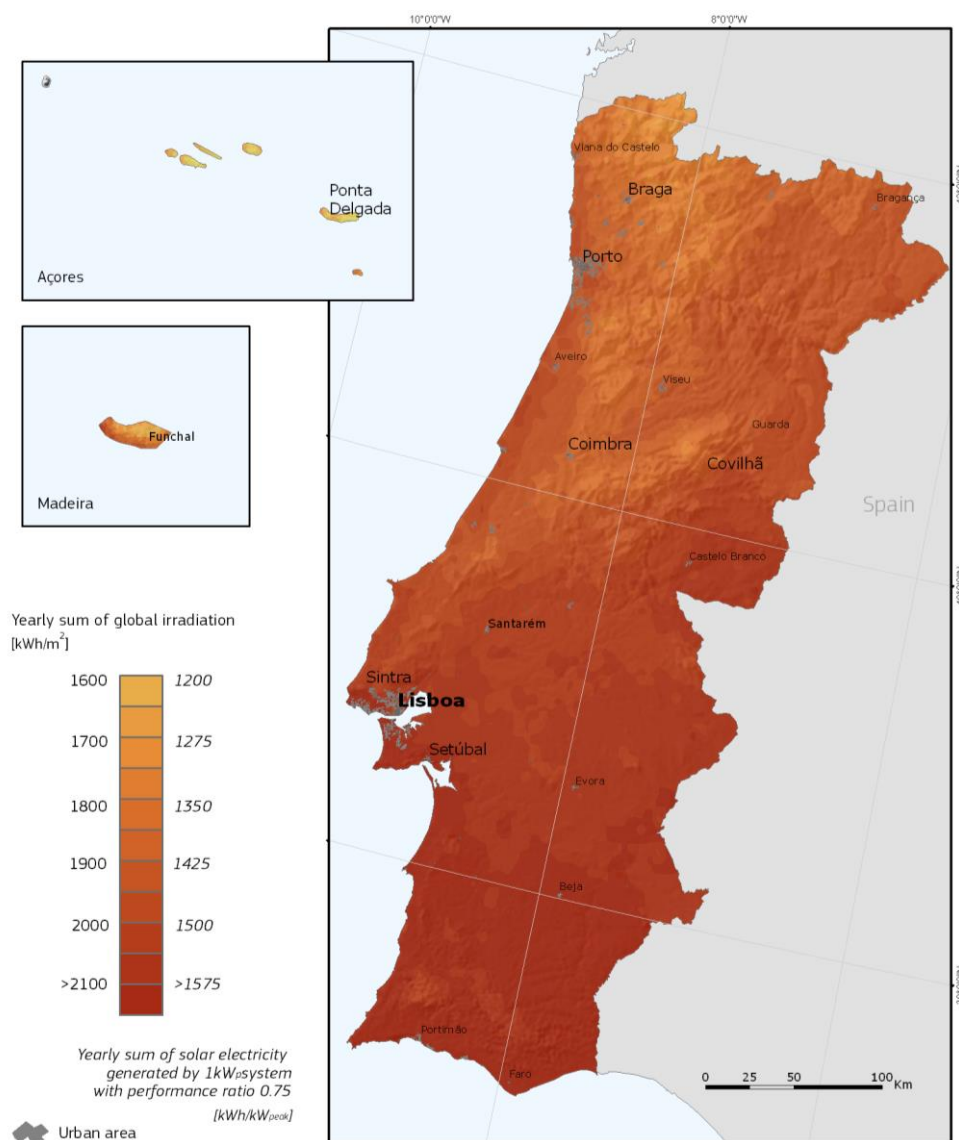


Figura 1 – Mapa do potencial de geração de energia solar em Portugal (Adaptado de: [1]).

Como se pode observar na Figura 1, em todo o território de Portugal existe a possibilidade de produção de energia solar, aproveitando as ótimas condições para utilização desta fonte em sua matriz elétrica. No entanto, a energia solar fotovoltaica é ainda pouco explorada, visto que apenas 2,3% é proveniente de sistemas PV para o ano de 2019 [2].

1.1.2. Diagnóstico de falhas

Um sistema PV, mesmo que localizado em um local de boas condições, pode produzir menos que o esperado por diversos fatores. Fazer uma monitorização dos equipamentos para verificar quais são os fatores que levam a esta diminuição de geração de energia é essencial para corrigir e/ou prevenir essas perdas ou falhas, melhorando, assim, a eficiência global do sistema. Essa monitorização permite o acompanhamento e análise de várias características de um equipamento, e a partir de alguns parâmetros chave é possível obter informações importantes para o conhecimento do estado de saúde e capacidade produtiva do sistema [3].

Os módulos fotovoltaicos são os equipamentos que efetivamente geram a energia elétrica, e por estarem mais expostos a condições climáticas adversas por longos períodos, podem apresentar mais falhas e defeitos que o restante do sistema, razão pela qual o diagnóstico de avarias terá foco neste equipamento.

1.2. Objetivos

Este trabalho tem como objetivo analisar as principais causas de falhas e degradação de um módulo, apresentando meios de identificá-las observando sua curva I-V e os principais parâmetros elétricos do equipamento.

Foi abordado um comparativo entre os valores dos testes em condições reais com simulações feitas em *MATLAB/Simulink*®. Por fim, com essas informações reunidas, este trabalho tem como objetivo apresentar quais os métodos mais viáveis e mais confiáveis para um diagnóstico de falhas nos módulos, prolongando assim a vida útil do equipamento.

Por fim, com o objetivo de aplicar as técnicas apresentadas, foi feito um estudo de caso com três sistemas PV em operação dentro do campus do Instituto Politécnico de Bragança (IPB) para monitorizar o estado de saúde dos mesmos.

1.3. Estrutura do trabalho

A estrutura do trabalho se inicia com esta breve contextualização sobre o potencial produtivo em Portugal, introdução ao tema de diagnóstico de falhas e a definição dos objetivos a serem alcançados com essa pesquisa.

Os Capítulos 2 e 3 dedicam-se ao estado da arte dentro do tema de diagnóstico de falhas, o Capítulo 2 é referente aos modelos matemáticos existentes para células fotovoltaicas, onde são apresentados os parâmetros do modelo essenciais para o diagnóstico e, finalizando o capítulo, a implementação computacional utilizada. Já o Capítulo 3 apresenta uma listagem das principais falhas encontradas em módulos fotovoltaicos, seguindo com conceitos fundamentais sobre a curva I-V e como identificar as falhas listadas por meio de deformações na curva característica e nos principais parâmetros citados anteriormente.

O Capítulo 4 é dedicado à apresentação da metodologia utilizada nos testes, os quais foram divididos entre ensaios com a finalidade de validação da literatura encontrada, e aplicação em contexto real nas fileiras fotovoltaicas em operação no campus do IPB.

Seguindo com o trabalho, o Capítulo 5 traz a caracterização dos sistemas em análise e os resultados obtidos pelos testes. Neste capítulo também é feita a monitorização do parâmetro R_{se} e a comparação de alguns métodos encontrados na literatura para essa monitorização. Posteriormente, no Capítulo 6, é feita uma análise mais crítica dos resultados apresentados no capítulo anterior, onde é discutido o que foi encontrado de mais relevante dentro da temática do trabalho.

Por fim, o Capítulo 7 conclui o trabalho apresentando quais os melhores meios de diagnóstico encontrados e algumas conclusões gerais sobre o tema, terminando com sugestões de temas para trabalhos futuros que possam ser realizados dentro da própria instituição.

Capítulo 2 Modelação de Módulos Fotovoltaicos

Este capítulo traz os principais conceitos que fundamentam o tema desta dissertação, como o funcionamento básico de uma célula e de um módulo fotovoltaico, os modelos matemáticos existentes de células fotovoltaicas, os principais parâmetros do modelo utilizados para diagnóstico e, por fim, a implementação computacional feita na plataforma *MATLAB/Simulink*®.

2.1. Células e módulo fotovoltaico

A geração de energia elétrica solar ocorre pelo efeito fotovoltaico e a unidade geradora é a célula fotovoltaica, a qual é formada por uma junção p-n tipicamente de silício. Com a incidência da radiação sob a superfície da célula, surgem os elétrons livres que se movimentam devido a uma tensão resultante também pelo efeito fotovoltaico na junção p-n, essa tensão gera movimento dos elétrons para a parte da junção do tipo-n e surgimento de lacunas na junção do tipo-p [4].

Um módulo fotovoltaico é formado pela associação de várias células fotovoltaicas, usualmente ligadas em série, podendo ter algumas fileiras em paralelo dependendo da sua configuração e objetivo de uso. O módulo fotovoltaico é habitualmente constituído por fileiras de células, com um díodo de *bypass* em anti-paralelo, como mostra a Figura 2. Este dispositivo, por estar conectado reversamente, só entra em operação em casos de células defeituosas ou sombreadas, que passam a consumir ao invés de produzir potência,

portanto, com a inversão da tensão das células defeituosas o díodo passa a estar polarizado diretamente e a corrente flui por ele, como mostra o exemplo da Figura 3, em que existe um sombreamento na célula 12. A corrente desviada não contribui para a produção, mas evita que as células afetadas se comportem como carga para as demais, ou seja, servem para proteção e melhoria da eficiência em caso de falhas [5].

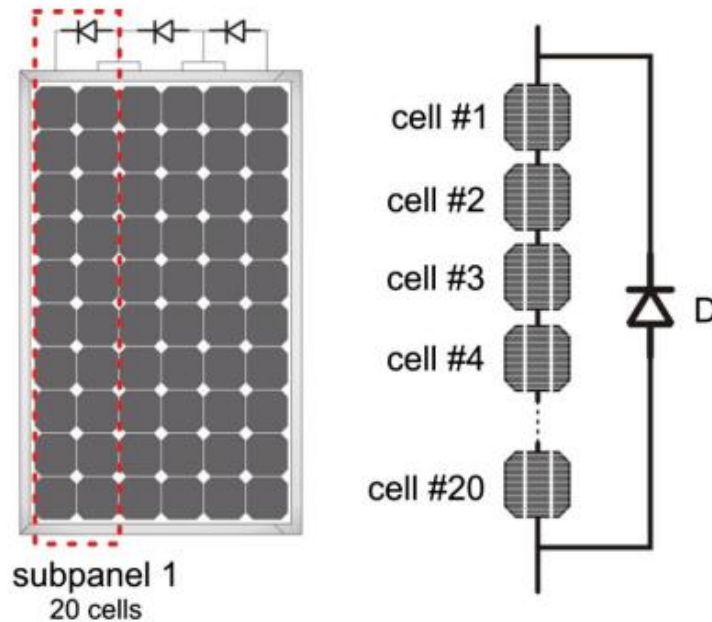


Figura 2 - Exemplo de um módulo fotovoltaico de 60 células e 3 fileiras com díodo de proteção [5].

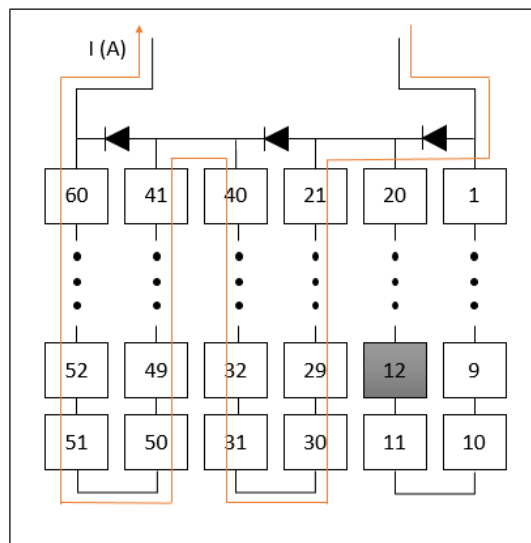


Figura 3 - Exemplo do comportamento da corrente em caso de sombreamento parcial.

Caso não existisse este diodo, a célula afetada produziria calor devido à alta resistência gerada pela sombra, danificando a célula e/ou causando um *hot-spot*, além disso, toda a produção seria limitada. Os diodos de *bypass* têm grande importância para o estudo de falhas, pois eles permitem que em caso de alguma anomalia apenas a fileira onde se localiza a célula afetada fique fora de operação, o que minimiza a redução do fator de forma da curva característica I-V devido a falha [5].

Existem também outras configurações possíveis para o diodo de *bypass* com entrelaçamento ou sobreposição dos diodos, o que influencia no valor das perdas de produção como mostra [6], porém o objetivo do dispositivo é o mesmo em ambas as configurações e neste trabalho os módulos utilizados possuem diodos na configuração usual sem entrelaçamentos.

Antes de utilizar um módulo fotovoltaico é importante consultar sua folha de características, ou *datasheet*, este documento traz os principais parâmetros elétricos dos equipamentos e informações sobre as células. A Tabela 1 mostra as informações usualmente encontradas em uma folha de características de um módulo fotovoltaico.

Tabela 1 - Informações folha característica módulo fotovoltaico.

I_{sc} - Corrente de curto-circuito (A)	P_{mpp} - Ponto de potência máxima (W)
I_{mpp} - Corrente no ponto de potência máxima do módulo (A)	K_i - Coeficiente de variação da corrente com a temperatura (A/K)
V_{oc} - Tensão em circuito aberto (V)	K_v - Coeficiente de variação da tensão com a temperatura (V/K)
V_{mpp} - Tensão no ponto de potência máxima do módulo (V)	n_c - Número de células do módulo

É importante ressaltar que esses dados de tensão, corrente e potência são referentes às condições *Standard Tests Conditions* (STC), que são as circunstâncias padrão para um módulo ser testado pelo fabricante. Estas condições de temperatura, irradiação e massa de ar, possuem valores de, respectivamente, $T_{STC} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$, $G_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$ e $AM_{STC} = 1,5$.

2.2. Modelação matemática para diagnóstico

Idealmente falando, a representação de uma célula fotovoltaica pode ser feita com uma fonte de corrente com um díodo conectado em antiparalelo, como apresentado na Figura 4. Porém, para representar as perdas, duas resistências são adicionadas ao modelo, uma em série e outra em paralelo como apresentado na Figura 5 e Figura 6 [3] respectivamente.

Vários modelos são encontrados na literatura para tentar representar da melhor forma o comportamento das células fotovoltaicas de acordo com a necessidade de cada caso. Alguns modelos são mais complexos e mais adequados a certas aplicações, outros modelos, mais simples, muitas vezes são suficientes para o objetivo a ser alcançado. Os principais modelos são os de um e dois díodos (uma ou duas exponenciais, respectivamente), como apresentado mais adiante, na secção 2.2.1 a 2.2.4, dentro do modelo de um díodo pode-se ter ainda duas possibilidades, com 4 ou 5 parâmetros.

Ambos os modelos, de um e dois díodos, apresentados na Figura 5 e Figura 6 utilizam como base a equação de Shockley [7], que descreve o comportamento da corrente em função da tensão.

A modelação matemática pode ser feita tanto de forma mais completa (e mais complexa) com resultados mais precisos, ou de maneira mais simples caso seja suficiente para o objeto em estudo. Como o foco deste trabalho é o diagnóstico de falhas, o objetivo foi o de buscar o modelo mais simples que atendesse às necessidades de representação de uma célula fotovoltaica nova para comparação, com isto é possível realizar um diagnóstico do estado de saúde do módulo fotovoltaico.

2.2.1. Modelo com um díodo simples

O modelo de díodo simples, ou exponencial simples de 3 parâmetros, pode ser representado pelo circuito equivalente como mostra a Figura 4. É o modelo mais simples que descreve o comportamento de uma célula fotovoltaica ideal.

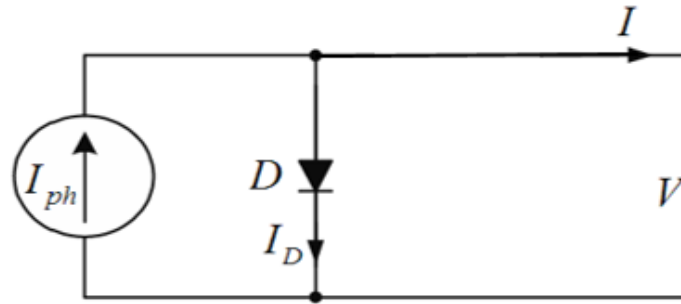


Figura 4 - Circuito equivalente modelo 3 parâmetros. Adaptado de: [3].

2.2.2. Modelo com um diodo simples com resistência série

O modelo de diodo simples com resistência série, ou exponencial simples de 4 parâmetros, pode ser representado pelo circuito equivalente como mostra a Figura 5, e tem o seu equacionamento descrito pelas Eq. 2.1 e 2.2. É um modelo de baixa complexidade e consiste em uma célula fotovoltaica ideal com uma resistência série que representa as perdas devido à resistência interna das células, das interconexões e contatos entre células e módulos.

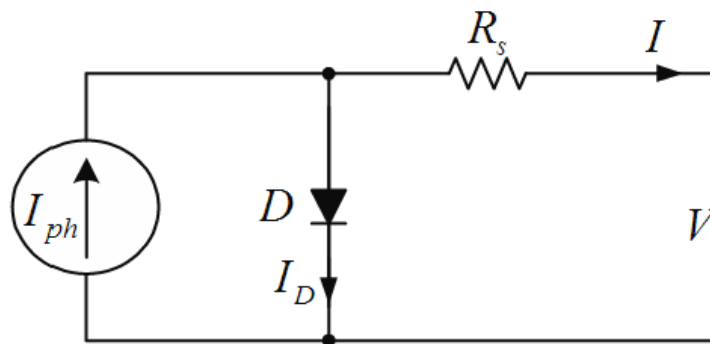


Figura 5 - Circuito equivalente modelo 4 parâmetros [3].

$$I = I_{ph} - I_o \left[e^{\frac{(IR_s + V)}{V_t}} - 1 \right] \quad (2.1)$$

O termo V_t é a tensão térmica da célula, e é definida pela equação (2.2).

$$V_t = \frac{kTn_c A}{q} \quad (2.2)$$

Onde:

- I_o - Corrente de saturação inversa do díodo (A);
- I_{ph} - Corrente fotoelétrica (A);
- A – Fator de idealidade do díodo;
- T - Temperatura de funcionamento das células (K);
- q - Carga do eletrão ($1.6 \times 10^{-16} C$);
- R_s - Resistência série do modelo matemático (Ω);
- k - Constante de Boltzmann ($1.38 \times 10^{-23} J/K$);
- n_c - Número de células, para uma célula = 1;

Este modelo tem como parâmetros a serem estimados: I_o , I_{ph} , R_s e A .

Com a finalidade de simplificação, neste trabalho, o fator de idealidade do díodo (A) e a energia de banda de junção (E_{gap}), que também é utilizada em algumas referências [8], não serão parâmetros a estimar, e seu valor será definido dependendo da tecnologia das células como apresentado em [8] e [9]. Os valores estão classificados por tecnologia na Tabela 2 [10].

Tabela 2 - Valores energia de banda e idealidade do díodo nas diferentes tecnologias [10].

Tecnologia da célula	Mono-Si	Poli-Si	a-Si-H	a-Si-H tandem	a-Si-H triple	CdTe	CIS	AsGa
A (eV)	1,026	1,025	1,8	3,3	3,09	1,5	1,5	1,3
E_{gap} (eV)	1,12	1,14	1,65	2,9	1,6	1,48	1	1,43

2.2.3. Modelo com um díodo simples e resistência paralelo

O modelo de díodo simples com resistência paralelo, ou exponencial simples de 5 parâmetros, pode ser representado pelo circuito equivalente como mostra a Figura 6, e

tem o seu equacionamento descrito pela Eq. 2.3. É um modelo um pouco mais completo que o de 4 parâmetros pois além das perdas da resistência série também são consideradas as perdas por fuga de corrente de possíveis imperfeições e/ou impurezas nos cristais, essa perda adicional é representada pela resistência *shunt*, que é conectada em paralelo com o diodo do circuito.

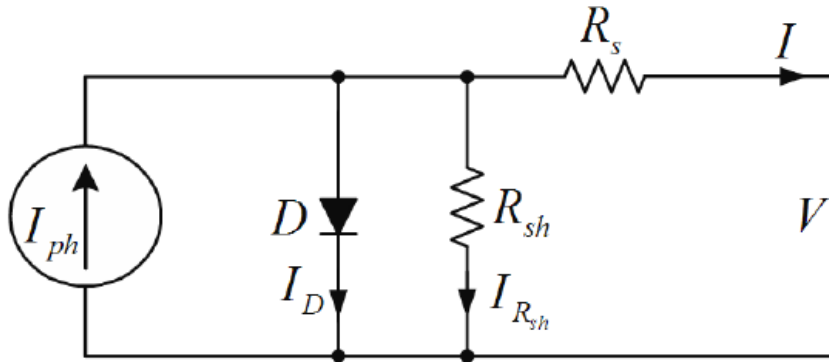


Figura 6 - Circuito equivalente modelo 5 parâmetros [3].

$$I = I_{ph} - I_o \left[e^{\frac{(IR_s + V)}{V_t}} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2.3)$$

Onde: R_{sh} ou R_{shunt} representa a resistência paralela da célula (Ω).

O modelo tem como parâmetros a serem estimados: I_o , I_{ph} , R_s , R_{shunt} e A .

2.2.4. Modelo com dois díodos

O modelo de exponencial dupla, ou modelo de 6 parâmetros, pode ser representado pelo circuito equivalente como mostra a Figura 7, e tem o seu equacionamento descrito pela Eq. 2.4. É o modelo que mais se aproxima com a realidade, pois são consideradas também as perdas devido a recombinações dos portadores na junção p-n e na superfície do módulo.

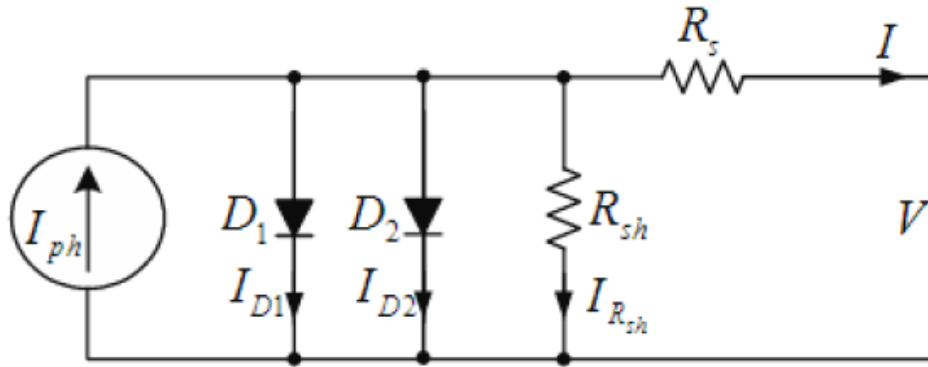


Figura 7 - Circuito equivalente modelo com dois díodos [3].

$$I = I_{ph} - I_{o1} \left[e^{\frac{(IR_s+V)}{V_t}} - 1 \right] - I_{o2} \left[e^{\frac{(IR_s+V)}{V_t}} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2.4)$$

Onde:

- I_{o1} - Corrente de saturação inversa do primeiro díodo, o que representa a corrente de difusão;
- I_{o2} - Corrente de saturação inversa do segundo díodo, o que representa a recombinação das lacunas.

O modelo tem como parâmetros a serem estimados: I_{o1} , I_{o2} , I_{ph} , R_s , R_{shunt} e A .

2.3. Estimação dos parâmetros de ajuste do modelo

Na literatura são encontrados os mais diversos métodos para extração dos parâmetros dos modelos apresentados anteriormente [11] [12], em sua maior parte se utilizam de 4 ou 5 parâmetros. A extração dos parâmetros pode ser feita com qualquer um dos modelos apresentados. Independentemente de qual for utilizado, todos dependem de parâmetros de ajuste que não podem ser medidos diretamente, mas que são importantes para criar um modelo mais próximo da realidade de uma célula fotovoltaica.

2.3.1. Estimação pelo modelo de 4 parâmetros

Para fins de diagnóstico, a literatura tem mostrado que o modelo com 3 ou 4 parâmetros é suficientemente bom e de mais simples equacionamento. Para isso deve-se considerar algumas simplificações na equação da corrente partindo-se do modelo de 5 parâmetros da equação 2.3. A primeira simplificação considerar o valor de R_{shunt} elevado, aproximando-se ao infinito, obtendo então a equação 2.1 [11].

Outra simplificação adotada é a aproximação de $I_{ph} \cong I_{sc}$, devido a pequena diferença entre as duas correntes, principalmente em células de silício cristalino, onde a perda causada pela resistência série no ponto de curto circuito é desprezável [13] [14] [15], resultando na equação 2.5.

$$I = I_{sc} - I_o \left[e^{\frac{(IR_s+V)}{V_t}} - 1 \right] \quad (2.5)$$

Também deve ser considerado que a corrente de saturação inversa do díodo (I_o) é muito pequena em comparação com o termo exponencial da equação, portanto o termo -1 é desconsiderado [16]. Assim, resulta a equação simplificada para extração dos parâmetros V_t , R_s e I_o .

$$I = I_{sc} - I_o \left[e^{\frac{(IR_s+V)}{V_t}} \right] \quad (2.6)$$

Com as simplificações, restam apenas 3 parâmetros desconhecidos para serem estimados na modelação, aplicando os pontos fornecidos das características nas condições STC calculando a derivada da potência em relação à tensão no ponto máximo P_{mpp} e da corrente em relação à tensão na equação 2.6 como se mostra em [11] Deste modo, obtém-se o sistema de equações 2.7.

$$\begin{aligned}
 0 &= I_{sc} - I_o e^{\frac{V_{oc}}{V_t}} \\
 I_{mpp} &= I_{sc} - I_o e^{\frac{V_{mpp} + I_{mpp} R_s}{V_t}} \\
 \frac{I_{mpp}}{V_{mpp}} &= \frac{I_o e^{\frac{V_{mpp} + I_{mpp} R_s}{V_t}}}{V_t \left(1 - \frac{I_o e^{\frac{V_{mpp} + I_{mpp} R_s}{V_t}}}{I_{sc}} \right)}
 \end{aligned} \tag{2.7}$$

Resolvendo o sistema acima podem-se extrair os parâmetros V_t , R_s e I_o pelo equacionamento:

$$V_t = \frac{(2V_{mpp} - V_{oc})(I_{sc} - I_{mpp})}{I_{mpp} - (I_{sc} - I_{mpp}) \ln \left(\frac{I_{sc} - I_{mpp}}{I_{sc}} \right)} \tag{2.8}$$

$$R_s = \frac{V_t \ln \left(\frac{I_{sc} - I_{mpp}}{I_{sc}} \right) + V_{oc} - V_{mpp}}{I_{mpp}} \tag{2.9}$$

$$I_o = \frac{I_{sc}}{e^{\frac{V_{oc}}{V_t}}} \tag{2.10}$$

Além desta solução analítica, pode-se obter os parâmetros de forma numérica [13] a partir da Equação (2.11), demonstrada a seguir, baseada em [17]:

$$M = \frac{dV}{dI} (I = 0) = \frac{V_{oc}}{I_{sc}} \left(k_1 \frac{I_{mpp} V_{mpp}}{I_{sc} V_{oc}} + k_2 \frac{V_{mpp}}{V_{oc}} + k_3 \frac{I_{mpp}}{I_{sc}} + k_4 \right) \tag{2.11}$$

Onde:

$$k = \begin{bmatrix} -5.411 \\ 6.450 \\ 3.417 \\ -4.422 \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

Então, os parâmetros podem ser calculados seguindo o equacionamento a seguir:

$$V_t = -(M + R_s)I_{sc} \quad (2.13)$$

$$R_s = -M \frac{I_{sc}}{I_{mpp}} + \frac{V_{mpp}}{I_{mpp}} \left(1 - \frac{I_{sc}}{I_{mpp}} \right) \quad (2.14)$$

$$I_o = I_{sc} e^{\frac{-V_{oc}}{V_t}} \quad (2.15)$$

2.3.2. Estimação pelo modelo de 5 parâmetros

Neste método, além dos parâmetros determinados anteriormente, calcula-se também o R_{shunt} . As simplificações iniciais são as mesmas do método da secção anterior, onde $I_{ph} \cong I_{sc}$ e o termo -1 é desprezável, ambos pelos menos motivos apresentados anteriormente. Já o termo referente a resistência paralela, inicialmente é desconsiderada devido a baixa corrente que flui por ela, porém depois do ajuste dos parâmetros pode ser calculada [18]. Com isso, chega-se da Equação (2.16).

$$I_{sc} - I_o e^{\frac{V_{oc}}{V_t}} = 0 \quad (2.16)$$

Partindo da Equação (2.16), utiliza-se as definições de I_o e K_v , dadas pelas Equações (2.17) e (2.18) respectivamente, isolado o V_{oc} da Equação (2.16) e derivando de acordo com (2.19), é possível obter o parâmetro V_t como mostra (2.20) [18].

$$I_o = C T^3 e^{\frac{-E_{gap}}{kT}} \quad (2.17)$$

$$K_i = \frac{dI_{sc}}{dT} \quad (2.18)$$

$$K_v = \frac{dV_{oc}}{dT} \quad (2.19)$$

$$V_t = \frac{K_v - \frac{V_{oc}}{T}}{\frac{K_i}{I_{sc}} - \frac{3}{T} - \frac{E_{gap}}{kT^2}} \quad (2.20)$$

Onde:

- E_{gap} – Energia de banda do semicondutor, que para o silício cristalino corresponde a $E_{gap}=1,124\text{eV}$;
- C – Coeficiente de variação com a temperatura da corrente de saturação (AK^{-3}).

Para calcular o valor de I_o , substitui o valor encontrado de V_t na Eq. (2.16), então pode-se determinar o valor de C com a Eq (2.17), com isto é possível obter I_o para qualquer valor de temperatura pela Eq. (2.17) [18].

Para obtenção das resistências série e paralela, em [19] é proposto um algoritmo para determinar estes parâmetros faltantes, porém em [20] que utiliza a função Lambert W [21] como mostram as Equações a seguir.

$$R_s = \frac{xV_t - V_{mpp}}{I_{mpp}} \quad (2.21)$$

$$R_{shunt} = \frac{V_{mpp} + I_{mpp}R_s}{I_{ph} - I_{mpp} - I_o \left(e^{\frac{V_{mpp} + I_{mpp}R_s}{V_t}} - 1 \right)} \quad (2.22)$$

$$x = W \left(\frac{V_{mpp}(2I_{mpp} - I_{sc})e^{\frac{nc V_{mpp}(V_{mpp} - 2V_t)}{V_t^2}}}{I_o V_t} \right) + 2 \frac{V_{mpp}}{V_t} - \frac{V_{mpp}^2 nc}{V_t^2} \quad (2.23)$$

Assim, com as Eq. (2.21) a (2.23), é feita a estimação dos parâmetros faltantes sem utilização de algoritmos ou métodos numéricos utilizando apenas dados da folha de características e as condições STC.

Estes métodos serão utilizados mais adiante na secção 2.4 para estimar os parâmetros em condições ambientais variadas, o que será utilizado para implementação computacional apresentada em 2.5.

2.4. Interferência das condições ambientais sobre os parâmetros

As condições do ambiente onde o módulo está operando influenciam na sua curva I-V e consequentemente também nos parâmetros de ajuste do modelo, já que os mesmos são definidos pelo comportamento da curva. Portanto para ser possível a implementação de um modelo de células fotovoltaicas para simulação de um traçador de curvas, é necessário incluir essa influência da irradiação e da temperatura (G e T) nos parâmetros de ajuste [22].

É importante salientar que, para o cálculo dos parâmetros V_t , R_s e I_o , de acordo com o capítulo anterior, utilizando os dados da folha de características do módulo, é preciso fazer a devida transposição para as condições reais de radiação e temperatura de funcionamento, uma vez que são diferentes das condições STC.

A radiação que chega à superfície de uma célula está diretamente relacionada com a quantidade de corrente gerada, essa corrente fotoelétrica (I_{ph}) também tem influência pela temperatura como descreve a equação (2.24) [23] [24].

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{STC}} [I_{sc\ STC} + K_i(T - T_{STC})] \quad (2.24)$$

Onde:

- G – Irradiação;
- G_{STC} – Irradiação nas condições STC (1000 W/m²);
- T – Temperatura;
- T_{STC} – Temperatura nas condições STC (25° C);
- K_i – Coeficiente de variação da corrente com a temperatura (A/K).

Para a determinação do I_o , em [25] é apresentado seu equacionamento que expressa sua dependência com a temperatura e os coeficientes K_i e K_v como mostra a Equação (2.25).

$$I_o = \frac{I_{sc\ STC} + K_i(T - T_{STC})}{e^{\left[\frac{V_{oc\ STC} + K_v(T - T_{STC})}{V_t} \right]} - 1} \quad (2.25)$$

Onde: K_v - Coeficiente de variação da tensão com a temperatura (V/K).

R_{shunt} é o parâmetro que altera a inclinação da curva I-V perto do ponto de curto circuito. Quanto maior o valor de R_{shunt} maior a inclinação e menor a potência máxima disponível, P_{mpp} . Segundo [26], a resistência paralela ao díodo é inversamente proporcional à corrente de curto circuito e, conseqüentemente, com a irradiação, a relação apresentada na equação (2.26) mostra essa dependência encontrada de forma empírica [23].

$$R_{shunt} = \frac{G_{STC}}{G} R_{shunt\ STC} \quad (2.26)$$

Por outro lado, a resistência série tem influência maior pela temperatura das células, já que seu valor altera a inclinação da curva I-V no ponto de circuito aberto. O R_s também é inversamente proporcional com a irradiação como mostra [27], a equação referente a essa influência é apresentada em (2.27).

$$R_s = \frac{T}{T_{STC}} R_{s\ STC} \left(1 - \beta \ln \left(\frac{G}{G_{STC}} \right) \right) \quad (2.27)$$

Onde β é uma constante e seu valor é de aproximadamente 0,217 [28].

Para o cálculo da tensão térmica seu equacionamento é mais trivial, por ser um fator diretamente proporcional à temperatura, como mostra a equação (2.28):

$$V_t = V_{t\ STC} \frac{T}{T_{STC}} \quad (2.28)$$

2.5. Implementação computacional

Como visto anteriormente, as condições ambientais, nas quais o módulo a ser testado se encontra, influenciam diretamente os seus parâmetros. Assim, foi utilizada uma implementação computacional no *software MATLAB/Simulink*®, partindo do modelo da célula de 5 parâmetros, visto na secção 2.2, ou seja, partindo dos parâmetros ($I_{sc\ STC}$, $I_{o\ STC}$, $R_{s\ STC}$, $R_{shunt\ STC}$ e $V_{t\ STC}$). Posteriormente, os valores de tensão e corrente da saída são ajustados de acordo com as equações da secção 2.4, o que permitiu uma simulação com variações de temperatura e irradiação. A simulação é apresentada na Figura 8 a seguir:

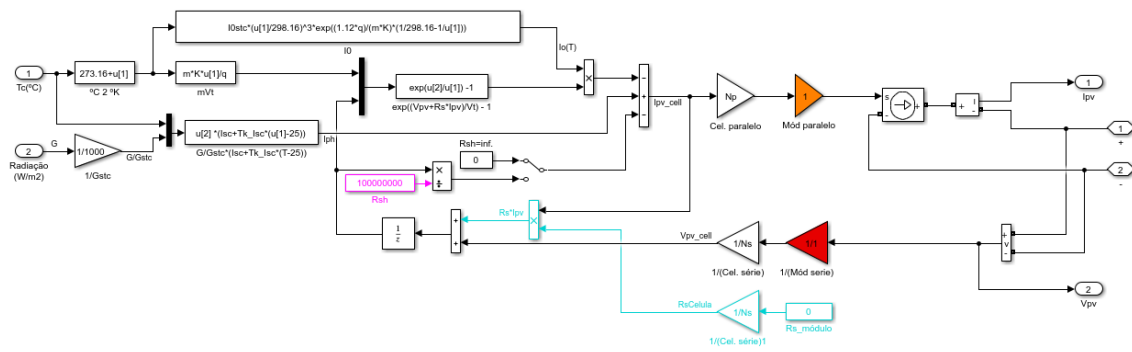


Figura 8 - Implementação computacional.

A simulação teve como principal finalidade validar as equações apresentadas dos modelos e da influência da variação de temperatura e irradiação, também tem como objetivo simular um traçador de curvas a medir os parâmetros elétricos da saída de um ou mais módulos em diversas condições ambientais.

Para a simulação consideram-se algumas simplificações: valores de irradiação e temperatura uniformes por todo o painel, todas as células são consideradas idênticas, R_{shunt} de valor infinito e R_s nulo para simulação de uma célula sem degradação.

Capítulo 3 Diagnóstico de Falhas e Degradação

Este capítulo é dedicado ao estado da arte do tema central deste trabalho, e começa com uma listagem das principais falhas encontradas em módulos fotovoltaicos em 3.1. Seguem-se os principais métodos de diagnóstico de falhas e degradação relativos a módulos fotovoltaicos encontradas na literatura em 3.2 e, por fim, é apresentado o diagnóstico de falhas na perspectiva da curva I-V, com uma breve explicação sobre a curva e a apresentação de como essas falhas listadas podem ser identificadas por meio de deformações na curva em 3.3.

3.1. Principais falhas em módulos fotovoltaicos

Em geral, pode-se classificar as falhas em sistemas fotovoltaicos em dois tipos: falhas irreversíveis, causadas por problemas elétricos ou mecânicos, e as perdas de energia temporárias. Ambas podem levar a uma diminuição na potência de saída, eficiência e confiabilidade do sistema fotovoltaico [29] [30].

As falhas irreversíveis, ou falhas físicas, estão diretamente ligadas ao estado de saúde do módulo fotovoltaico, e o problema só é solucionado com a substituição do equipamento que apresenta defeito.

Já as perdas de energia temporárias não se caracterizam como falhas intrínsecas do equipamento, mas sim um fator externo que pode diminuir a produção de energia. Esse

fator externo está relacionado com o ambiente, a instalação e a infraestrutura do local onde o sistema PV se localiza e o problema muitas vezes pode ser solucionado sem que haja a substituição do módulo afetado. É importante também analisar as falhas temporárias, pois, a longo prazo, elas podem acelerar o envelhecimento do módulo, por exemplo, com o surgimento de pontos quentes (*hot-spots*) devido a um sombreamento, os quais se iniciam com um fator externo que pode danificar permanentemente uma célula [30].

Pode-se classificar as falhas em módulos fotovoltaicos como mostra a Tabela 3 [22]:

Tabela 3 - Classificação das falhas e seus efeitos nos principais parâmetros.

<i>Tipo da falha</i>	<i>Possíveis consequências das falhas</i>
<i>Falhas temporárias</i>	Sombreamento Redução do V_{oc}
	Sujidade/depósito de neve <i>Hot-spots</i>
<i>Falhas permanentes</i>	Encapsulamento danificado/perda da transparência Redução da I_{sc} (devido ao bloqueio parcial da irradiação)
	Corrosão do módulo Aumento do R_s Diminuição do R_{shunt}
	Condutores quebrados ou solda fria Aumento do R_s
	Rachaduras e queimaduras nas células Aumento do R_s <i>Hot-spots</i>

Os *hot-spots* podem ser considerados como falha nos módulos, porém é resultado de uma falha anterior e ela pode ser tanto temporária quanto permanente, seja ela um sombreamento pequeno que gera esse ponto quente ou uma falha interna nas células, como pequenas rachaduras. Então, para fins de classificação das falhas neste trabalho,

esse fenômeno será tratado como uma consequência secundária de alguma falha do módulo.

3.2. Métodos de diagnóstico de falhas

O diagnóstico de falhas é um passo essencial para confiabilidade, segurança e eficiência do sistema fotovoltaico. Durante os anos de operação, exposto às condições ambientais, podem ocorrer falhas e mau funcionamento do sistema, além de que constantes falhas podem reduzir a vida útil dos módulos e acelerar o processo de degradação e envelhecimento do equipamento [29].

Os métodos existentes para diagnóstico de módulos fotovoltaicos vão desde os mais simples, como a inspeção visual, utilização de uma câmera termográfica, monitorização do valor do R_s , até aos de maior complexidade com supervisão constante dos principais parâmetros do sistema.

3.2.1. Diagnóstico por meio da monitorização da resistência série equivalente

O cálculo do parâmetro R_s é de grande importância para o diagnóstico e verificação do estado de saúde de um módulo. Incrementos no seu valor podem indiciar problemas como mau contato nos seus terminais e conexões, mau funcionamento das células ou quebras nas células. Portanto, a sua monitorização pode dar informações importantes porém é importante salientar que o R_s é apenas um parâmetro de ajuste do modelo matemático e não representa o valor real de resistência série, podendo até assumir valores negativos em baixos valores de irradiação [11] [13].

Contrariamente ao R_s , que é um parâmetro para modelação, a resistência série equivalente R_{se} representa a resistência efetiva do módulo fotovoltaico. Os métodos de extração desta resistência visam estimar o valor da resistência física e não apenas para aplicação do modelo do circuito equivalente. Mudanças no valor do R_{se} , assim como no R_s , podem indicar mau funcionamento da célula.

3.2.1.1. Baseado na inclinação da curva I-V

Um dos métodos de monitorização da resistência série equivalente é baseado na inclinação da curva I-V perto do ponto de tensão em circuito aberto [11]. Esse método consiste em calcular o R_{se} pela derivada dV/dI . Algumas referências utilizam o termo “resistência de circuito aberto” para definir a inclinação da curva no ponto V_{oc} [31] [32].

Baseando-se na equação da tensão em função da corrente (3.1) pode-se obter a resistência equivalente calculando a sua derivada no ponto de tensão de circuito aberto como mostra a equação (3.2).

$$V = V_t \ln\left(\frac{I_{sc} - I}{I_o}\right) - IR_s \quad (3.1)$$

$$R_{se} = -\left.\frac{dV}{dI}\right|_{V_{oc}} \quad (3.2)$$

Na prática o valor de dV é igual a 1V, devido à grande quantidade de pontos obtidos em um varrimento de dados na curva I-V [22], quanto mais pontos menores são os ruídos e melhores os resultados. A equação (3.3) traz a equação a ser utilizada para cálculo do R_{se} utilizando-se de dois pontos da curva.

$$R_{se} = -\frac{V_2 - V_1}{I_2 - I_1} \quad (3.3)$$

Nas equações (3.2) e (3.3) deve-se utilizar $V \cong V_{oc}$ pois o objetivo é calcular a derivada no ponto onde há maior tensão direta no díodo, e isto ocorre em circuito aberto, sendo assim, é conveniente determinar a resistência série neste ponto.

3.2.1.2. Cálculo analítico

É possível também estimar o valor de R_{se} partindo dos parâmetros R_s e V_t do modelo de 4 parâmetros como apresentado nas equações (2.8) e (2.9). Com esses parâmetros

definidos pode-se derivar a equação (3.1) como indicado em (3.2) chegando então à equação analítica (3.4).

$$R_{se} = \frac{V_t}{I_{sc}} + R_s \quad (3.4)$$

3.2.1.3. Normalização para as STC

A inclinação de uma curva característica pode variar com mudanças da irradiação e temperatura, resultando em erros na estimação da resistência série. Para corrigir este problema, em [22] é proposta uma correção do valor do R_{se} por meio de uma normalização da curva para as condições STC considerando a proporcionalidade de V_t , I_{sc} , G e T .

$$R_{se\ STC} = \frac{V_{t\ STC}}{I_{sc\ STC}} + R_s \quad (3.5)$$

$$V_{t\ STC} = V_t \cdot \frac{T_{STC}}{T} \quad (3.6)$$

$$I_{sc\ STC} = I_{sc} \cdot \frac{G_{STC}}{G} \quad (3.7)$$

Substituindo as Equações (3.5) a (3.7) na (3.4) obtêm-se o valor da resistência série normalizado para os valores STC em (3.8).

$$R_{se\ STC} = R_{se} - \frac{V_{t\ STC}}{I_{sc\ STC}} \left(\frac{T}{T_{STC}} \frac{G_{STC}}{G} - 1 \right) \quad (3.8)$$

3.2.2. Diagnóstico por meio da estimação do incremento R_s

Outro método reportado na literatura consiste em uma estimação do valor do incremento do R_s [33] esse incremento é calculado por meio da diferença entre o valor V_{mpp} e I_{mpp} dos dados do módulo tirados do *datasheet* e o valor calculado por meio das Equações (3.9) a (3.11). Este método estima a tensão ideal utilizando a função Lambert W [21].

$$V_{id} = -V_t W \left[\frac{I_o R_{shunt}}{V_t} e^{\left(\frac{R_{shunt}}{V_t} (I_{ph} + I_o - I_{mpp}) \right)} \right] - I_{mpp} (R_s + R_{shunt}) + R_{shunt} (I_{ph} + I_o) \quad (3.9)$$

$$\Delta V_{mpp} = V_{id}(I_{mpp}) - V_{mpp} \quad (3.10)$$

$$\Delta R_s = \frac{\Delta V_{mpp}}{I_{mpp}} \quad (3.11)$$

Onde o V_{id} é a tensão ideal estimada para a curva sem degradação, e ΔV_{mpp} a variação da tensão devido à degradação, como ilustra a Figura 9.

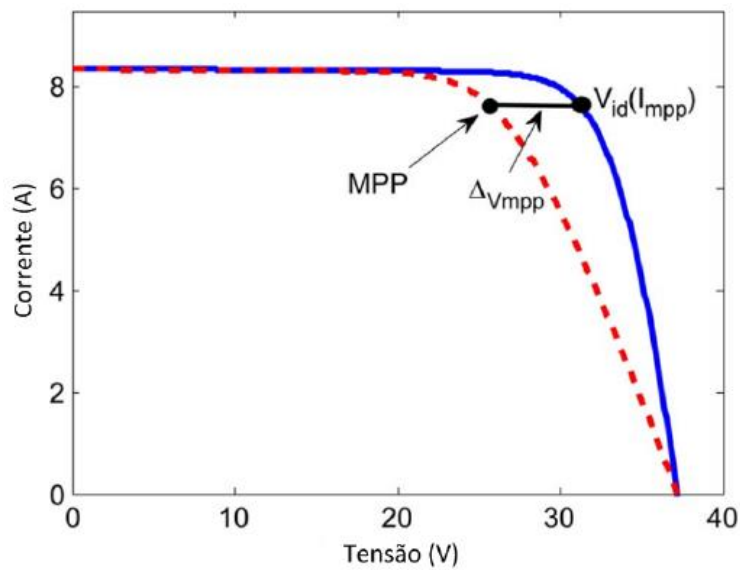


Figura 9 - Gráfico curva I-V evidenciando o incremento na tensão [33].

Quando se tem a curva real sem degradação, um meio de simplificação para estimação do V_{id} , é considerar que a corrente I_{mpp} da curva com e sem degradação será a mesma, como ilustrado na Figura 9. Portanto com a curva ideal (em azul) é possível estimar a tensão correspondente aquela corrente I_{mpp} . Quando adquire uma curva I-V em condições reais, sabe-se qual foi a temperatura e a irradiação. Com estes valores e os parâmetros consegue-se obter a curva azul pela simulação descrita em 2.5.

3.3. Diagnóstico de falhas e degradação pela curva I-V

3.3.1. Curva I-V

Um módulo fotovoltaico é constituído por um arranjo de células fotovoltaicas, as quais quando expostas a raios solares geram uma corrente. A tensão e a corrente de um módulo dependem da quantidade de células existentes e de como elas estão conectadas entre si. O número de células em série define o valor da tensão e o número de fileiras de células, em paralelo, definem o valor da corrente.

A curva de corrente por tensão (I-V) de uma célula fotovoltaica é obtida com a sobreposição da curva característica do díodo de célula solar no escuro com a corrente gerada com a célula iluminada [34] [35].

Nas curvas I-V e P-V pode-se identificar os pontos principais de tensão, corrente e potência como exemplificado na Figura 10.

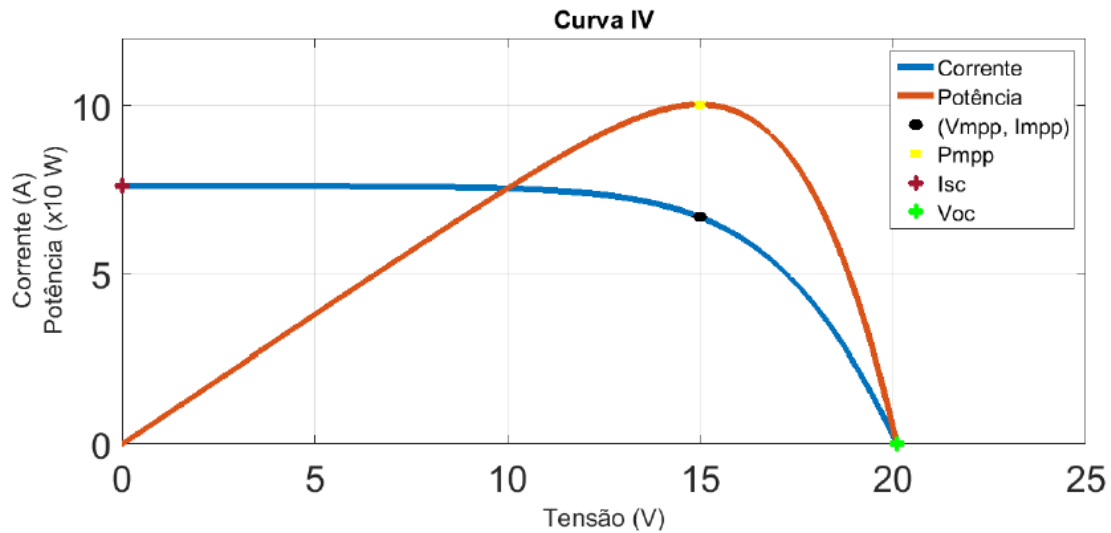


Figura 10 - Curvas características de um módulo e seus principais pontos [36].

Esses pontos principais da curva I-V correspondem aos valores apresentados nas características técnicas (*datasheet*) do do módulo, nas condições STC.

Porém, esses valores de tensão e corrente gerados dependem das condições em que elas estão inseridas. A temperatura de operação das células tem influência direta na tensão de saída do módulo fotovoltaico, V_{oc} , e a corrente gerada, I_{sc} , depende diretamente da quantidade de irradiação incidente sob a superfície da célula como mostram a Figura 11.

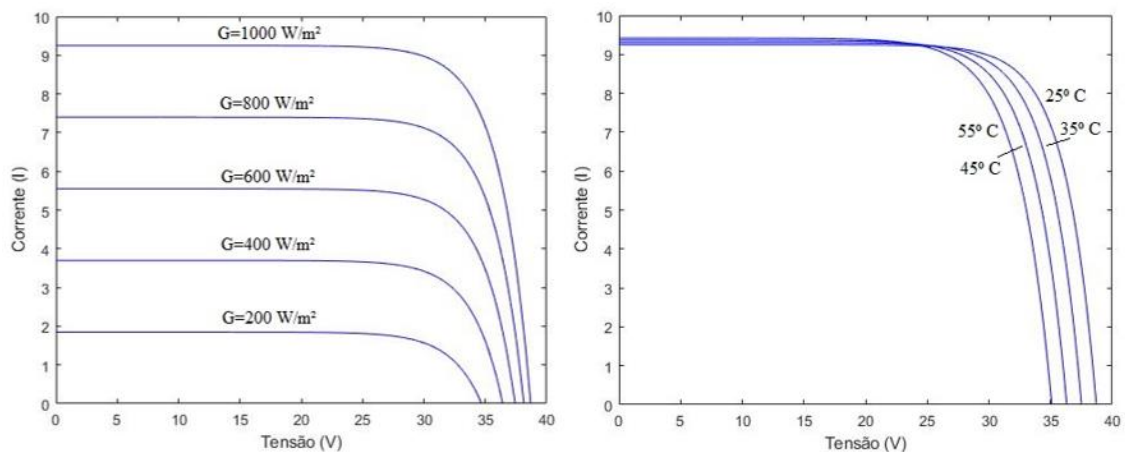


Figura 11 - Comportamento curvas I-V variando irradiação e temperatura. *MATLAB/Simulink*®.

Em geral, juntamente com uma avaria é observado uma diminuição do fator de forma (FF) resultante, que é um indicador da qualidade da célula. Esse fator é obtido com os valores de tensão e corrente no ponto de potência máxima e dos pontos críticos da curva

I_{sc} e V_{oc} . Esse índice mostra qual a proporção da potência máxima em relação ao produto de I_{sc} e V_{oc} [34] [35].

$$FF = \frac{P_{mpp}}{I_{sc}V_{oc}} = \frac{I_{mpp}V_{mpp}}{I_{sc}V_{oc}} \quad (3.12)$$

Nas matrizes (arrays) de módulos, a curva I-V correspondente depende do modo como os módulos estão conectados. O número de módulos em série das fileiras impacta diretamente na tensão de circuito aberto da curva e o número de fileiras em paralelo define a corrente de curto circuito [35] como exemplificado na Figura 12 [37].

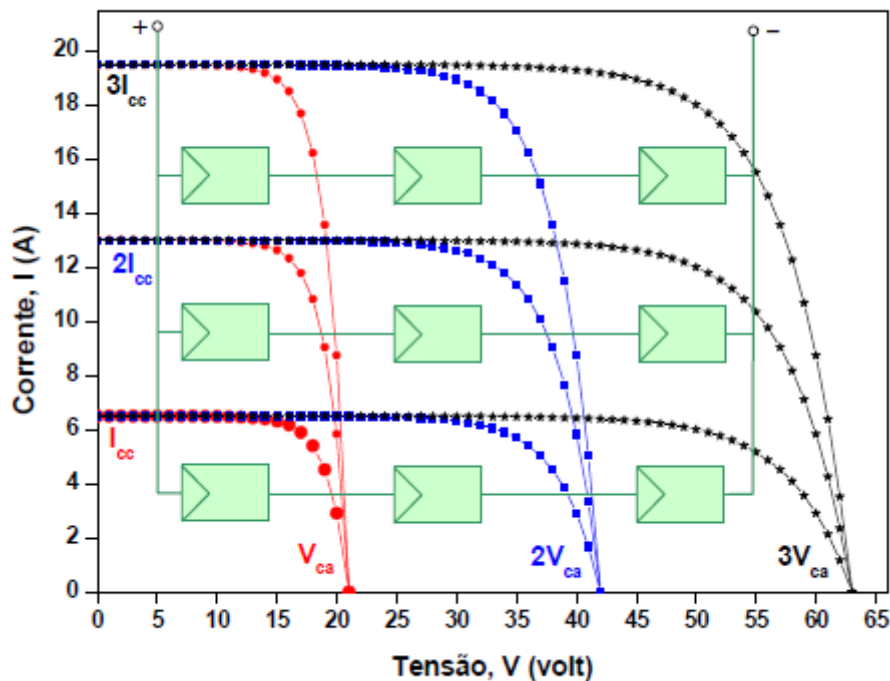


Figura 12 – Ilustração da mudanças na curva devido a associações de módulos [37].

3.3.2. Deformações na curva I-V

Uma curva I-V, obtida por um traçador de curvas, que apresenta algum desvio em sua forma, pode ter como causa: problemas no módulo a ser testado, ou pode ser resultado de algum parâmetro externo ao módulo (modelo incorreto no equipamento, configurações incorretas na medição ou nas conexões). Depois de conferidos todos os parâmetros

externos, é possível concluir se aquele desvio é proveniente de algum defeito ou degradação do módulo.

Cada falha afeta a curva de uma maneira diferente, deixando marcas distintas durante a operação, como mostra a Figura 13. As deformações que podem ser observadas na curva I-V podem ser definidas em cinco principais categorias, sendo que uma mesma curva pode apresentar mais de um destes desvios. Todos eles indicam uma redução da energia máxima produzida por aquele gerador [38].

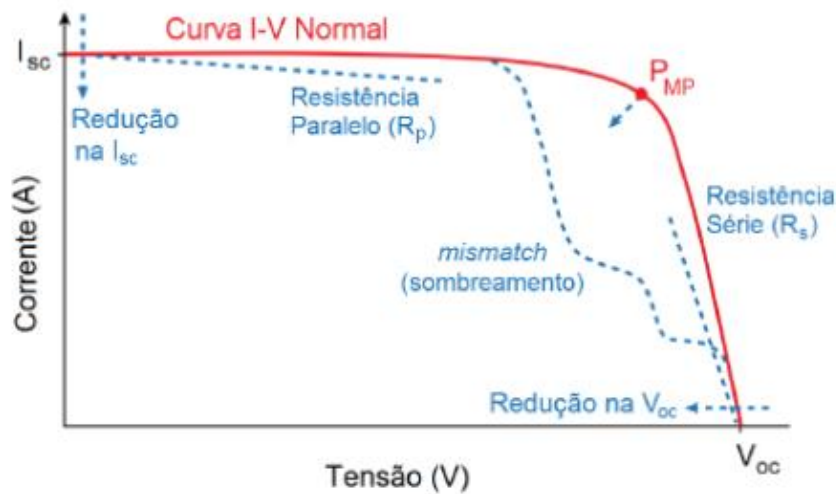


Figura 13 - Possíveis deformações na curva I-V [39].

- **Medições de corrente na curva I-V maior ou menor que o previsto:** Primeiramente é importante lembrar que a principal variável para mudanças na corrente é a irradiação, já que a corrente produzida pela célula é diretamente proporcional a quantidade de irradiação que chega até ela. Uma das causas para alteração no nível da corrente seria a fileira ou módulo com uma sujeira uniforme, que reduz a irradiação que efetivamente chega na célula, diminuindo a altura da curva. O mesmo efeito pode ser visto com algumas situações de sujeira não uniforme, por exemplo, se tiver uma faixa de sujeira na parte inferior de um módulo, onde são afetadas todas as fileiras igualmente. Outra possível causa para diminuição de corrente é a degradação dos módulos, essa degradação é comum

devido ao tempo de uso e devido as condições ambientais no qual o sistema se encontra.

- **Inclinação da curva I-V, perto da corrente de curto circuito, diferente do previsto:** A inclinação da curva I-V nesta região é principalmente afetada pela resistência *shunt*, ou resistência paralela, da fileira ou módulo. A diminuição da resistência *shunt* causa uma inclinação maior perto de I_{sc} , devida a mudanças dentro das células ou nos módulos fotovoltaicos, onde surge uma corrente de fuga. A corrente *shunt* é uma corrente que é desviada pela junção sem produzir energia, curto circuitando parte do módulo ou célula, a mesma pode surgir principalmente pelos *hot-spots* ou por defeitos nas células e/ou nas conexões que fazem a corrente circular de maneira indevida.

Outro fator é o descasamento da corrente I_{sc} dos módulos (*mismatch*), que também pode causar a redução da inclinação na curva I-V na região I_{sc} , os valores de corrente em condições reais possuem algum pequeno descasamento, seja por pequenas variações na produção, pequenas variações de ângulo na instalação ou sujeira parcial. O impacto deste efeito não é tão visível na curva, e pode ser observado como uma sutil mudança na inclinação e diminuição do fator de forma.

- **Inclinação da curva I-V, perto da tensão de circuito aberto, diferente do previsto:** A inclinação na região da curva I-V perto da tensão de circuito aberto está relacionada com o aumento da resistência série do módulo. O aumento da resistência série faz o degrau da curva ficar mais suave e conseqüentemente diminui o fator de forma.

Um dos fatores que pode levar ao aumento da resistência série é o mau dimensionamento da fiação do sistema fotovoltaico, ou a fiação possui alta resistência. Outras causas que podem fazer aumentar a resistência são as ligações externas. Todas as conexões pela fileira podem adicionar resistência elétrica para o circuito, portanto é bom verificar se estão em boas condições e se então bem conectadas.

Também se pode ter um aumento da resistência série dentro dos próprios módulos devido a degradação, ou pelo envelhecimento natural dos equipamentos.

- **A curva I-V possui “dentes” ou “degraus”:** Em geral esses degraus são causados por *mismatch* entre diferentes áreas de uma fileira ou módulo. Essa mudança indica que existe corrente passando por um ou mais díodos de *bypass* nos módulos afetados.

A mais comum causa de *mismatch* é o sombreamento parcial de um módulo ou células, já que naquelas células sombreadas a corrente é reduzida e isso limita a corrente produzida por todas as células conectadas em série a ela. Para prevenir que estas células afetadas limitem a produção de todo o módulo, existe o diodo de *bypass* que curto circuita essa fileira de células até que se normalize. Para um único módulo, a altura (corrente correspondente) de onde se encontra distorção ou degrau é a corrente de polarização do diodo conectado as células sombreadas, e a tensão de V_{oc} para este ponto está relacionado com o número de fileiras dentro do módulo que foram retirados.

Outro fator é a presença de células danificadas, quebradas ou com rachaduras, o que pode gerar os degraus na curva dependendo da gravidade do dano. Por fim, temos outra possível causa do defeito que são os próprios diodos de *bypass* que o coloquem em curto circuito, o que também causa o mesmo efeito visível na curva I-V.

- **Medições da tensão de circuito aberto na curva I-V maior ou menor que o previsto:** O fator que mais impacta na tensão de um gerador fotovoltaico é a temperatura das células. Quanto maior for a temperatura, menor será a tensão V_{oc} , o que consequentemente diminui a energia produzida.

Alterações no V_{oc} podem indicar que uma ou mais células estão totalmente sombreadas com alto nível de opacidade, pois um sombreamento mais leve pode causar os degraus ou dentes na curva como citado anteriormente. Nesse caso, como o sombreamento é opaco, a corrente nesse ponto do degrau é nula, o que aparenta na curva como uma diminuição do V_{oc} .

Outra falha que pode ser indicada neste tipo de deformação são as falhas nos diodos de *bypass*, que podem conduzir corrente mesmo sem ter algum sombreamento, nesse caso a forma da curva I-V pode parecer normal, exceto que o valor de V_{oc} é mais baixo do que o previsto. Diferentemente do caso anterior, neste, o diodo de *bypass* está polarizado em todos os pontos de operação do módulo.

É importante ressaltar que a degradação pode causar várias deformações na curva e muitas vezes possui característica inesperada e aleatória observadas nos parâmetros elétricos. Porém, é um processo lento e é mais identificado em módulos com maior

tempo de uso, portanto é preciso verificar os outros parâmetros que afetam a curva primeiro, como a irradiação, temperatura, sujeira e exatidão das medições antes de concluir que o módulo está degradado [38].

Capítulo 4 Metodologia

Este capítulo apresenta a metodologia utilizada nesta pesquisa, e começa com a apresentação dos equipamentos utilizados em 4.1, prosseguindo com a metodologia utilizada para validação da teoria em 4.2 e, por fim, a metodologia utilizada para a aplicação em contexto real, na secção 4.3. É importante ressaltar que nas medições realizadas para a validação se utilizou apenas um módulo novo onde falhas foram emuladas, já na aplicação dos métodos de diagnóstico, os testes foram realizados em sistemas fotovoltaicos encontrados no campus do Instituto Politécnico de Bragança para estudo de caso.

No desenvolvimento do trabalho realizaram-se diversos testes em condições reais de irradiação e temperatura com finalidade de traçar curvas características de módulos novos e também de fileiras fotovoltaicas em operação do IPB. As medições foram realizadas com o auxílio do traçador de curvas PVPM1000C. Este equipamento tem como finalidade obter o tracejamento de pontos de funcionamento do módulo fotovoltaico, resultando em uma curva de tensão *versus* corrente e outra de tensão *versus* potência.

E todos os testes com o traçador de curvas seguiu-se o seguinte processo: colocação da célula fotovoltaica de referência para valor de irradiação no mesmo plano que o módulo fotovoltaico, sensor de temperatura posicionado atrás da célula, com espera de 15 minutos para estabilização do valor da temperatura de funcionamento do módulo, como descrito em seu manual de instruções. Depois de obtidas as curvas e registados os dados são exportados para o computador pelo *software PVPMdisp*® e pós processados em *MATLAB/Simulink*®.

4.1. Equipamentos utilizados

Os equipamentos utilizados foram obtidos no Laboratório de Sistemas Eletromecatrônicos (LSE) da Escola Superior de Tecnologia e Gestão (ESTiG), onde foi desenvolvido o presente trabalho.

O traçador de curvas utilizado foi o PVPM1000 [40], equipamento apresentado na Figura 14.

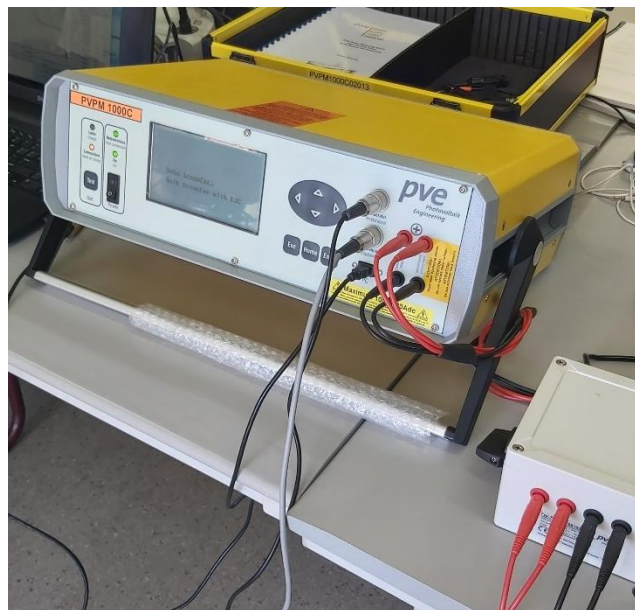


Figura 14 - Traçador de curvas PVPM1000 [40].

Foi utilizado também um módulo novo, modelo REC275PE, e as suas características elétricas encontram-se na Tabela 4 a seguir, e a Figura 15 apresenta a imagem do módulo em um dia de teste, com a célula PV para referência de irradiação já posicionada.

Tabela 4 - Dados folha de características REC275PE.

Características do módulo PV REC275PE

$I_{sc} - 9,25 \text{ A}$	$V_{mpp} - 31,5 \text{ V}$
$I_{mpp} - 8,74 \text{ A}$	$P_{mpp} - 275 \text{ Wp}$
$V_{oc} - 38,7 \text{ V}$	$n_c - 60 \text{ células policristalinas}$



Figura 15 - Fotografia módulo REC275PE.

Como mostra a Figura 15 e a Tabela 4, o módulo utilizado possui 60 células policristalinas ligadas em série e conectadas em sub-fileiras de 20 células cada, como mostra a Figura 16. Cada fileira tem um diodo de *bypass* em anti-paralelo, totalizando três diodos de proteção em sua caixa de junção. Esta configuração será relevante para o estudo de sombreamento de células.

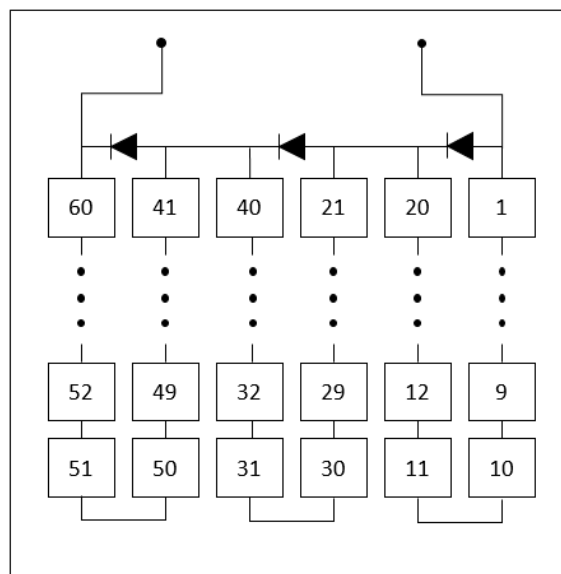


Figura 16 - Diagrama da configuração do módulo fotovoltaico REC275PE.

Para a emulação do processo de envelhecimento, que será descrito no subcapítulo 4.2.2, foram utilizadas resistências e um multímetro de bancada 889B *BK Precision*®, apresentados na Figura 17.



Figura 17 - Resistências e multímetro utilizados.

4.2. Testes com um módulo

Inicialmente, com o objetivo de validação da teoria acerca do funcionamento de módulos fotovoltaicos, e dos métodos de monitorização da R_s , realizaram-se diversos testes com o módulo REC275PE, que se encontrava sem uso, ou seja, seu nível de degradação e envelhecimento foi considerado nulo.

Em testes com emulação de falhas, é possível emular a falha e obter uma curva real tanto com a avaria como sem ela, o que é relevante no estudo para observar os efeitos causados. Porém, em caso real de diagnóstico não é possível a obtenção da curva sem a falha para análise e, nesse caso, a simulação ganha extrema importância, pois mesmo não sendo exatamente igual à curva real, é uma boa estimativa da curva característica do sistema sem falha. Portanto foram obtidas três aquisições de dados para cada condição em análise:

- **Curvas reais com falha:** Aquisição de dados com falha emulada no módulo;
- **Curvas reais sem falha:** Aquisição de dados sem falha;
- **Simulação:** Curvas simuladas em modelo *MATLAB/Simulink*®.

Em contexto real, não temos controlo acerca das condições de irradiação e temperatura exatas em que o módulo será submetido no momento do teste, e podem existir pequenas variações entre um teste e outro, portanto, foram definidos alguns valores de erro permitidos para a utilização das curvas. Sendo assim, admite-se um erro máximo de 3% na variação dos valores de irradiação e de 5% para variação de temperatura. No contexto da simulação, são utilizadas as condições ambientais dos testes reais.

4.2.1. Sombreamento

Os testes iniciaram-se com o estudo das falhas temporárias, como sombreamento e sujidade de módulos. Para isso foram emuladas algumas destas falhas, forçando sombreamentos parciais no módulo. O efeito da sujidade localizada, ou pontual, foi considerado similar ao do sombreamento, pelo que não foi simulada, partindo do pressuposto que seu efeito na curva é o mesmo devido ao bloqueio da chegada da irradiação sob a superfície das células, assim como um sombreamento. Dividiram-se os testes realizados da seguinte forma, como apresentado da Figura 18 até à Figura 21:

- Sombreamento de uma ou mais células de uma mesma fileira de células;

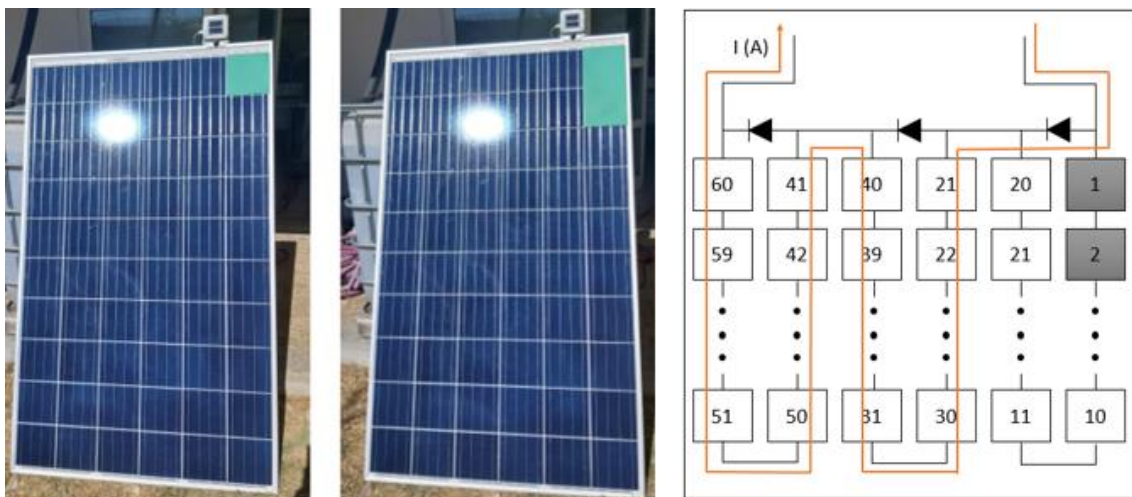


Figura 18 - Sombreamento de uma e duas células de uma mesma fileira.

- Sombreamento de uma ou mais células de duas fileiras de células diferentes;

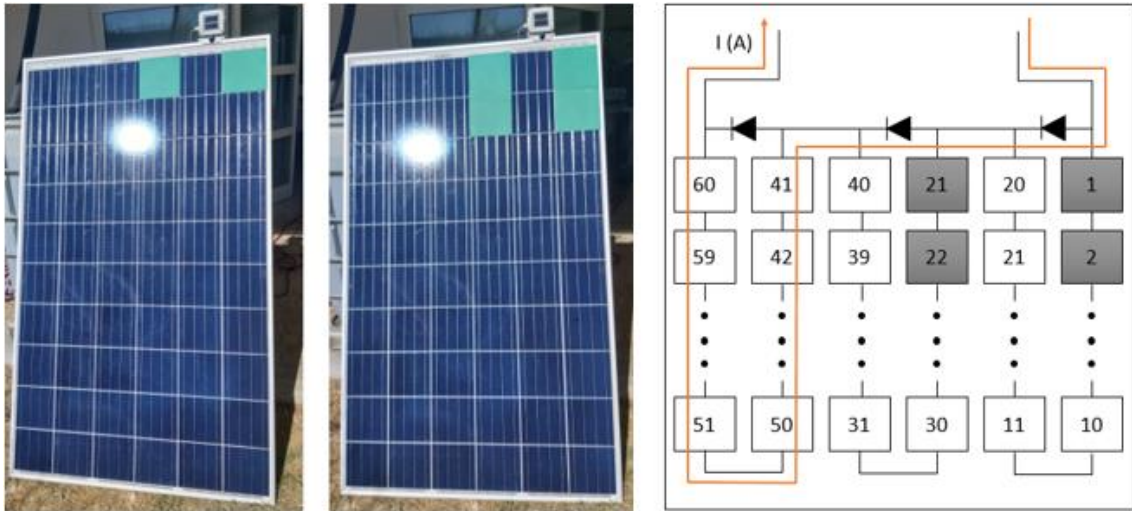


Figura 19 - Sombreamento de uma e duas células em duas fileiras distintas.

- Sombreamento de uma ou mais células de três fileiras de células diferentes e sombreamento total;

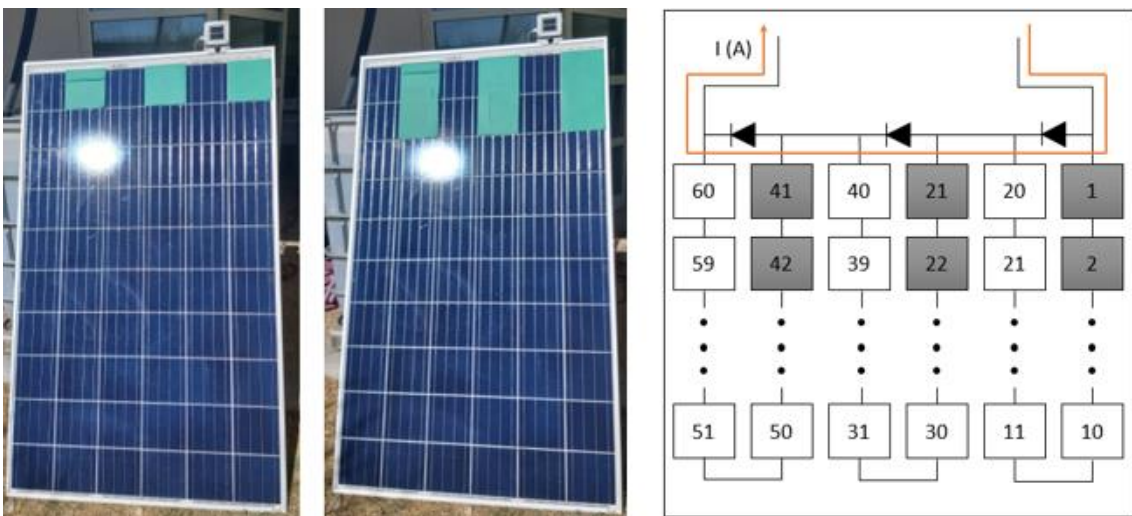


Figura 20 - Sombreamento uma e duas células em três fileiras diferentes.

- Sombreamento irregular ou aleatório;



Figura 21 - Sombreamento irregular.

O sombreamento foi realizado utilizando-se de um papel opaco com o tamanho de uma célula, afim de observar o efeito na curva característica cobrindo algumas células específicas.

4.2.2. Estimação da resistência série

Em seguida, os testes foram direcionados para as falhas de caráter permanente, porém estas apresentam maior dificuldade de simulação. Por serem irreversíveis torna-se inviável criar testes reais sem que o módulo fique danificado permanentemente. Com isso em mente, a simulação foi direcionada para a degradação, onde se pode emular um efeito da degradação adicionando-se resistências em série com o módulo.

Nesta fase também foi possível validar os métodos de monitorização deste parâmetro, já que o valor da resistência introduzida no teste é conhecido, e pode-se verificar a robustez de cada método em relação ao incremento na resistência.

Para a validação das técnicas de monitorização da R_s , principal parâmetro a ser analisado quando se trata de saúde do módulo, foi emulado um envelhecimento adicionando

resistências em série com o módulo. As resistências utilizadas foram de 0,340 Ω , 0,471 Ω , e 0,802 Ω , valores confirmados pelo multímetro de precisão 889B *BK Precision*®. A Figura 22 mostra a representação do sistema utilizado nessa fase de testes.

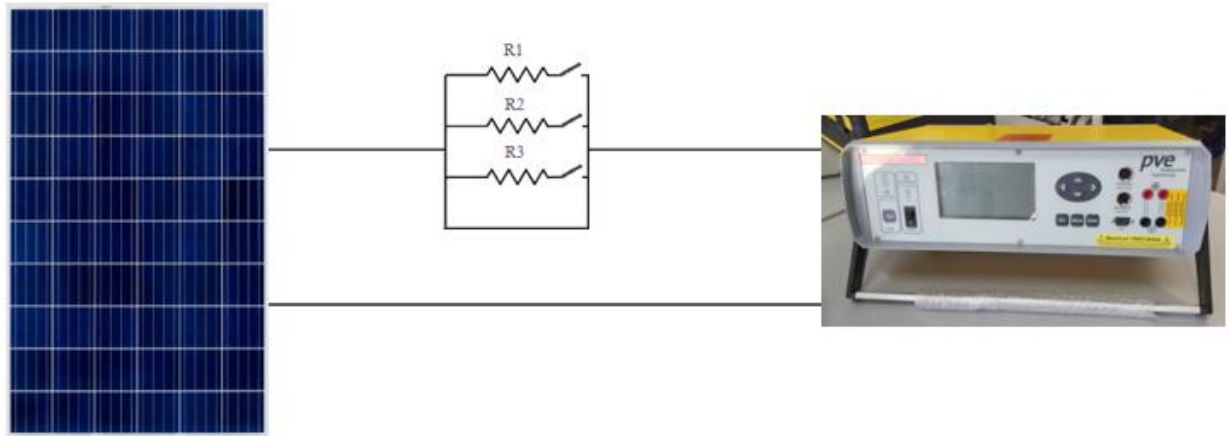


Figura 22 - Esquema do sistema utilizado para adicionar resistências.

Com a finalidade de verificar a robustez e eficiência em mais de uma condição, a obtenção das curvas foi feita em três níveis de irradiação diferentes: $G \approx 610 \text{ W/m}^2$, $G \approx 800 \text{ W/m}^2$ e $G \approx 1025 \text{ W/m}^2$. Por fim, como se sabe o valor de resistência adicionado, é possível verificar qual o erro associado a cada técnica.

Os testes com o módulo REC275PE foram todos realizados utilizando-se o traçador de curvas PVPM1000, onde as curvas características reais foram obtidas para futura análise dos parâmetros elétricos do equipamento e posterior comparação com a curva simulada feita a partir dos dados fornecidos pelos sensores de irradiação e temperatura, medidos pelo equipamento no momento do teste.

4.3. Testes com fileiras fotovoltaicas

Nesta parte da pesquisa o objetivo era a aplicação dos métodos em contexto real afim de realizar um estudo do estado de saúde dos sistemas em operação do Instituto Politécnico de Bragança, são eles: uma fileira de módulos instalada num seguidor solar, na Escola Superior de Tecnologia e Gestão – ESTiG, outra fileira fixa de 9 módulos instalados na

cobertura do laboratório LSE e um sistema fotovoltaico de 40 módulos, com 3 fileiras, localizado no telhado do edifício da ESTiG.

- **Fileira com seguidor solar:** os testes realizados com a fileira fotovoltaica foram obtidos com valores de radiação e temperatura de funcionamento dos módulos de, respetivamente, $G \approx 1027 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 47,3^\circ \text{ C}$.
- **Fileira fotovoltaica LSE:** os testes realizados com a fileira fotovoltaica foram obtidos com $G \approx 860 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 54,2^\circ \text{ C}$.
- **Sistema fotovoltaico ESTiG:** os testes realizados com a fileira fotovoltaica foram obtidos com $G \approx 850 \text{ W/m}^2$, $T \approx 45,0^\circ \text{ C}$.

Todos os testes consistem na obtenção da curva característica, com o traçador de curvas, e então é feita a exportação dos dados para o computador para análise dos dados e das curvas. Nessa fase, a simulação feita com a implementação do modelo computacional em *MATLAB/Simulink*® tem grande importância, pois não é possível a obtenção da curva real sem falha como nas emulações feitas em um módulo.

A análise realizada consistiu na comparação das curvas I-V e P-V reais com as curvas simuladas mesmas condições de radiação e temperatura. O diagnóstico foi feito recorrendo às técnicas de reconhecimento de falhas: monitorização da R_{se} da fileira, verificação de possíveis deformações na curva e inspeção visual.

4.3.1. Caracterização das fileiras fotovoltaicas em análise

Fileira com seguidor solar: o sistema em análise com seguidor solar de dois eixos é constituído por 16 módulos do modelo Kyocera 190GHT-2 em série, resultando em uma potência de pico de 3,04 kWp e um inversor fotovoltaico, *Sunny Boy 3000* com transformador, para injeção da energia na rede elétrica. O sistema foi instalado e está em funcionamento desde 2010. As características elétricas do módulo encontram-se na Tabela 5 a seguir.

Tabela 5 - Dados folha de características Kyocera 190GHT-2.

Características técnicas do módulo KYOCERA 190GHT-2

$I_{sc} - 8,08 \text{ A}$	$V_{mpp} - 26,10 \text{ V}$
$I_{mpp} - 7,28 \text{ A}$	$P_{mpp} - 190 \text{ Wp}$
$V_{oc} - 32,50 \text{ V}$	$n_c - 54 \text{ células policristalinas em série}$

Importante ressaltar que as 54 células são divididas em 3 fileiras de 18 células cada, e possui 3 díodos de *bypass*, um para cada fileira.



Figura 23 - Fileira do seguidor solar [41].

Fileira fotovoltaica da cobertura do LSE: o segundo sistema fotovoltaico em análise é constituído por 9 módulos em série, modelo FTS-220P, resultando em uma potência de pico de 1,98 kWp e um inversor fotovoltaico, *Sunny Boy 2100TL*, para injeção da energia na rede elétrica. O sistema foi instalado e está em funcionamento desde 2013. As características elétricas do módulo encontram-se na Tabela 6 a seguir.

Tabela 6 - Dados folha de características FTS-220P.

Características técnicas do módulo FTS-220P

$I_{sc} - 8,12 \text{ A}$	$V_{mpp} - 29,38 \text{ V}$
$I_{mpp} - 7,51 \text{ A}$	$P_{mpp} - 220 \text{ Wp}$
$V_{oc} - 36,76 \text{ V}$	$n_c - 60 \text{ células policristalinas em série}$

Importante ressaltar que as 60 células são divididas em 3 fileiras de 20 células cada, e possui 3 díodos de *bypass*, um para cada fileira.



Figura 24 - Fileira da cobertura do LSE.

Sistema fotovoltaico da cobertura da ESTiG: o terceiro sistema fotovoltaico em análise é constituído por 40 módulos, modelo GEVp-205-M, onde existe uma fileira de 14 módulos e duas fileiras ligadas em paralelo, cada uma com 13 módulos em série, resultando em uma potência de pico de 8,2 kWp e um inversor fotovoltaico, SMC 5000A, para injeção da energia na rede elétrica. O sistema foi instalado e está em funcionamento desde 2010. As características elétricas do módulo encontram-se na Tabela 7 a seguir.

Tabela 7 - Dados folha de características GEVp-205-M.

Características técnicas do módulo GEVP-205-M

$I_{sc} - 8,20 \text{ A}$	$V_{mpp} - 27,20 \text{ V}$
$I_{mpp} - 7,60 \text{ A}$	$P_{mpp} - 205 \text{ Wp}$
$V_{oc} - 33,00 \text{ V}$	$n_c - 54 \text{ células policristalinas em série}$

Importante ressaltar que as 54 células são divididas em 3 fileiras de 18 células cada, e possui 3 díodos de *bypass*, um para cada fileira.



Figura 25 - Sistema fotovoltaico da cobertura da ESTiG.

Capítulo 5 Utilização das Técnicas de Diagnóstico de Falhas

Este capítulo apresenta os resultados dos testes realizados de acordo com a metodologia descrita anteriormente quer para validação da teoria referente ao diagnóstico, quer para aplicação, em caso real, de duas fileiras fotovoltaicas localizadas no campus do Instituto. Foram utilizadas algumas das técnicas existentes na literatura.

5.1. Validação dos métodos de diagnóstico com um módulo

Para a validação da teoria encontrada na literatura, referente aos métodos de diagnóstico e monitorização dos parâmetros de um módulo fotovoltaico, foram realizados diversos testes com um módulo novo, ou seja, sem degradação, como consta no processo descrito no capítulo anterior.

No processo de emulação de falhas, é possível retirar a falha e obter uma curva real daquele módulo com e sem avaria, em condições ambientais, com pequenas variações, já que a obtenção de um valor constante de irradiação e temperatura só é possível em laboratório. Sabendo-se disso, admite-se pequenos erros nos valores medidos entre um teste real e outro, sendo os erros máximos encontrados nos testes de 1,7% para G e de 3,5% para T. Ambos os erros estão dentro dos limites estipulados para este estudo e foram calculados pela Equação 5.1.

$$E\% = \frac{\text{Valor Aproximado} - \text{Valor Exato}}{\text{Valor Exato}} \quad (5.1)$$

Onde o valor exato corresponde ao valor medido no teste sem a falha, que é o valor de referência para cálculo do erro e para as análises. E o valor aproximado é referente ao teste em que é adicionada a falha.

Com a simulação das falhas temporárias em um módulo sem degradação, como descrito na metodologia, foram obtidos os resultados apresentados na secção seguinte.

5.1.1. Falhas temporárias

Para as falhas temporárias, o foco foi o sombreamento, e para este estudo é importante ressaltar que o módulo fotovoltaico utilizado possui 3 fileiras de 20 células cada, e 3 díodos de *bypass*, um por fileira, como descrito anteriormente na secção 4.1.

5.1.1.1. Sombreamento

Sombreamento de uma ou mais células de uma mesma fileira de células: Para o sombreamento de apenas uma célula do módulo REC275PE foi observado um degrau nas curvas I-V e P-V, quando a tensão atinge aproximadamente 22 V, como mostra a Figura 26. Este valor corresponde a cerca de 1/3 a menos do seu valor de tensão V_{oc} que está próximo de 33 V, como observado nas curvas reais com e sem sombreamento, a vermelho e magenta, respectivamente. Já a curva azul, representa a simulação do comportamento do módulo para as condições no gráfico da Figura 26 e Figura 27.

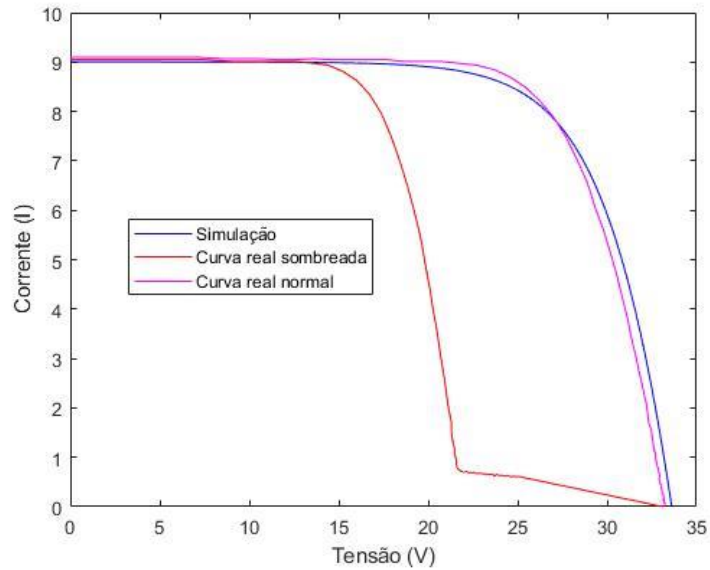


Figura 26 – Curva I-V com sombreamento de uma célula de uma mesma fileira com papel opaco. Condições ambientais do teste: $G \approx 950 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 64^\circ \text{ C}$.

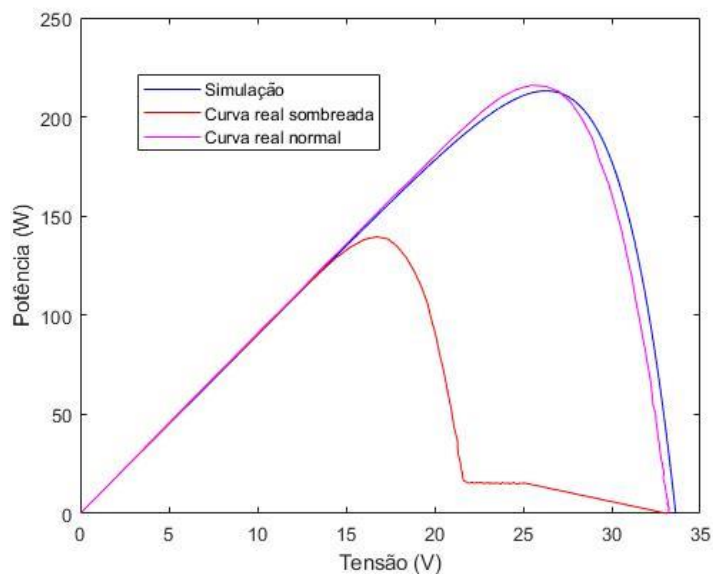


Figura 27 – Curva P-V com sombreamento de uma célula de uma mesma fileira com papel opaco. Condições ambientais do teste: $G \approx 950 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 64^\circ \text{ C}$.

Quando sombreadas mais células da mesma fileira do módulo, a curva I-V obtida teve o mesmo comportamento de quando foi coberta apenas uma célula da fileira, como mostra a Figura 28. Isto acontece porque o sombreamento de uma célula na mesma fileira afeta o mesmo diodo de bypass, ou seja, o efeito é o mesmo tendo apenas 1 célula ou as 20 sombreadas. Para a curva P-V foi observada também o degrau na tensão, com isso, o ponto de máxima potência reduz.

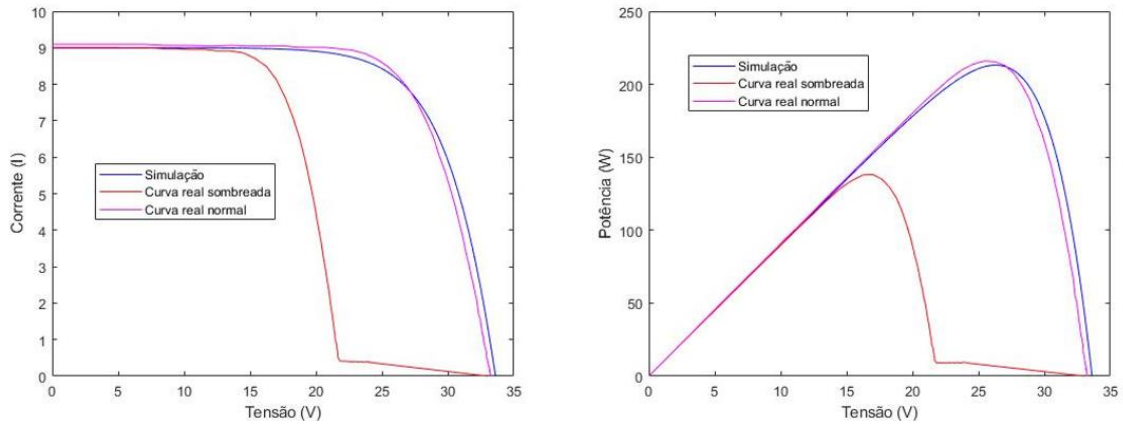


Figura 28 - Teste sombreamento de duas células de uma mesma fileira com papel opaco. Condições ambientais do teste: $G \approx 945 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 64,4^\circ \text{ C}$.

Sombreamento de uma ou mais células de duas fileiras de células diferentes: Para o sombreamento que atinja duas fileiras de um mesmo módulo, a tensão referente ao degrau da curva é reduzida em aproximadamente $2/3$, para o módulo em teste, devido as duas fileiras operando de forma limitada devido ao sombreamento, como observado nas curvas I-V e P-V, na Figura 29 e Figura 30. Como esperado, ao sombrear pelo menos uma célula de fileiras distintas, dois díodos de bypass entram em funcionamento e tensão cai para $2/3$. Para a potência foi observada também o degrau na tensão, com isso, o ponto de máxima potência reduz.

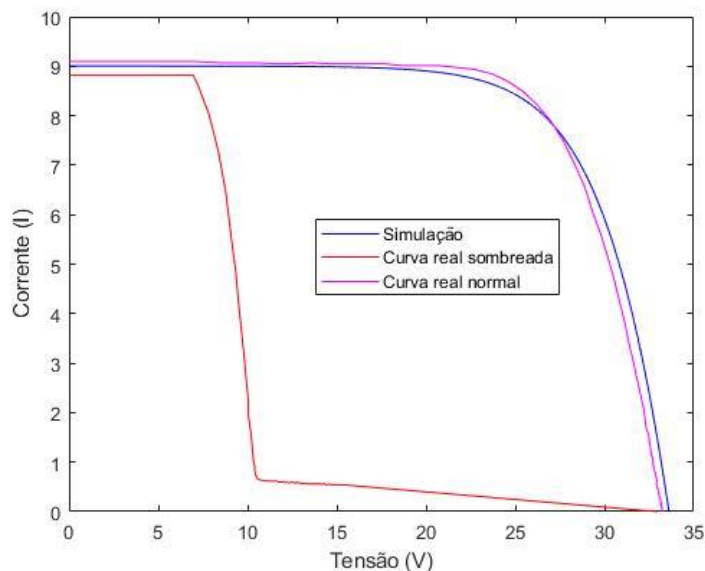


Figura 29 - Curva I-V com sombreamento de duas células de duas fileiras diferentes, com papel opaco. Condições ambientais do teste: $G \approx 944 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 65^\circ \text{ C}$.

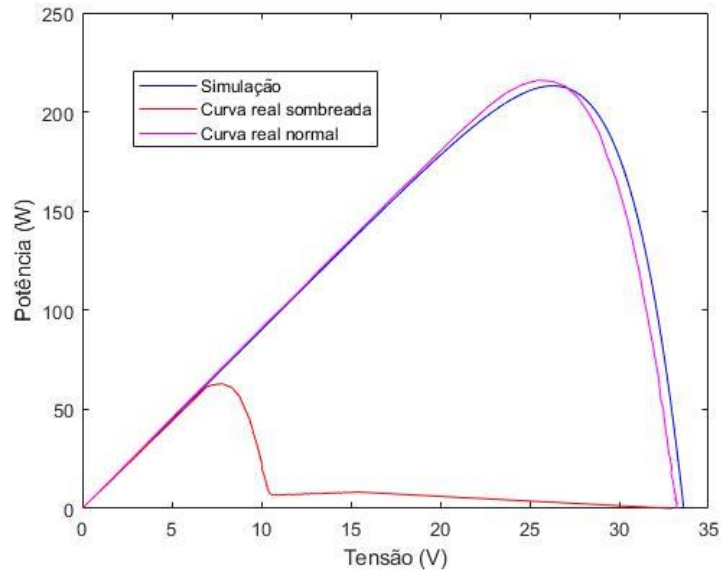


Figura 30 - Curva P-V com sombreamento de duas células de duas fileiras diferentes, com papel opaco. Condições ambientais do teste: $G \approx 944 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 65^\circ \text{ C}$.

O fenômeno será o mesmo se forem cobertas mais células nas mesmas fileiras, não tendo mudanças significativas com um maior número de células sombreadas como observado na Figura 31.

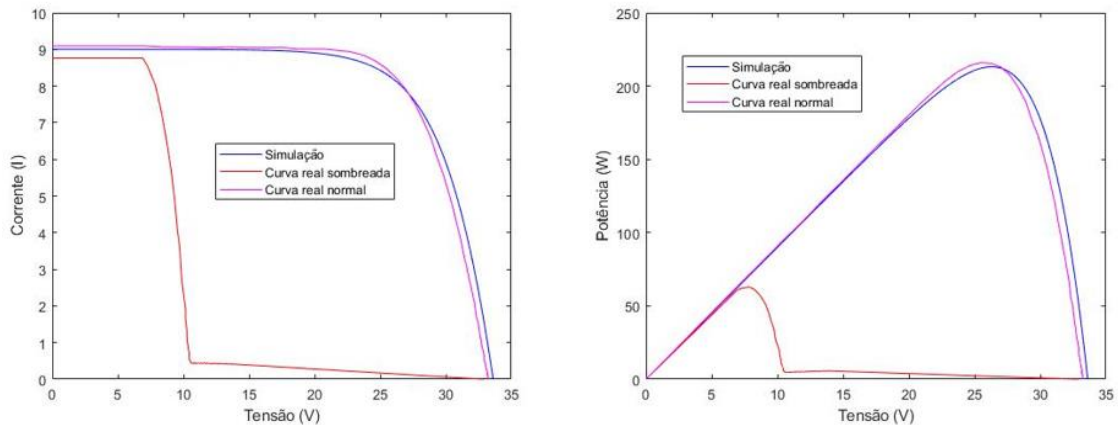


Figura 31 - Teste de sombreamento de quatro células de duas fileiras diferentes com papel opaco. Condições ambientais do teste: $G \approx 939 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 65^\circ \text{ C}$.

Sombreamento total de uma ou mais células de três fileiras de células diferentes: No sombreamento de 3 células, de fileiras distintas, a sua produção é praticamente nula. Isto ocorre devido aos díodos de *bypass*, já que todos eles se polarizam devido ao sombreamento. Devido a sua configuração o resultado é como se não houvesse

praticamente nenhuma irradiação incidente sob a superfície do módulo, mesmo tendo apenas 3 células cobertas, como observado na Figura 32 e Figura 33.

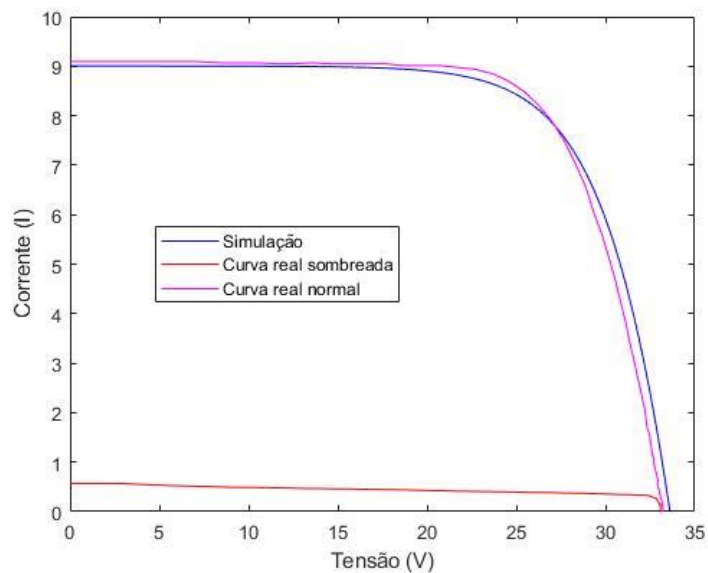


Figura 32 - Curva I-V com sombreamento de três células de três fileiras diferentes, com papel opaco. Condições ambientais do teste: $G \approx 939 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 65,5^\circ \text{ C}$.

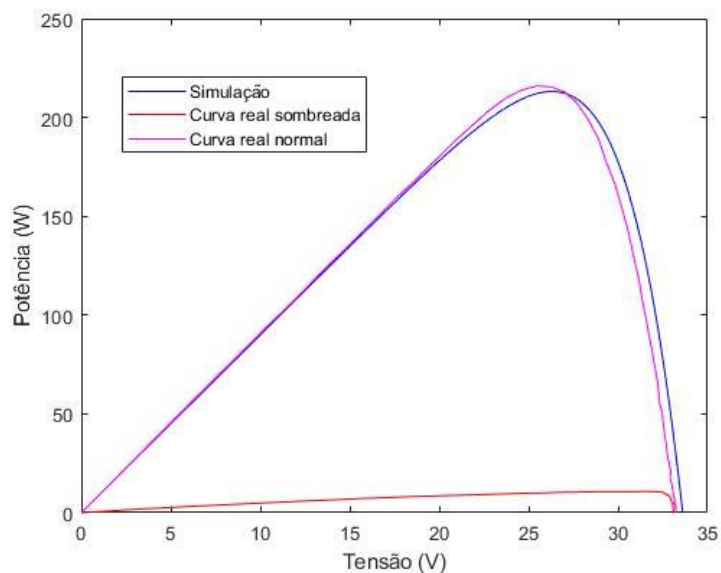


Figura 33 - Curva P-V com sombreamento de três células de três fileiras diferentes com papel opaco. Condições ambientais do teste: $G \approx 939 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 65,5^\circ \text{ C}$.

O efeito observado, adicionando-se sombreamentos a mais células ou em todo o módulo, é o mesmo do teste anterior com 3 células em 3 fileiras como mostra a Figura 34.

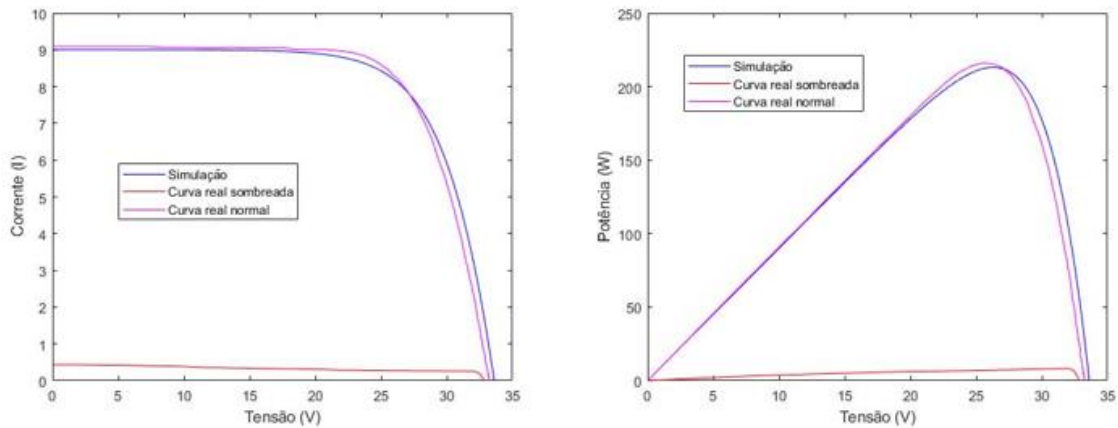


Figura 34 - Teste sombreamento de seis células de três fileiras diferentes com papel opaco. Condições ambientais do teste: $G \approx 934 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 65,3^\circ \text{ C}$.

Sombreamento irregular ou aleatório: Para este teste o objetivo foi de observar o efeito de um sombreamento irregular na curva I-V e P-V do módulo, já que na maioria dos casos não temos um sombreamento regular como os simulados nos testes anteriores. O efeito do sombreamento irregular é o de surgimento de vários degraus na curva I-V como pode ser observado na Figura 35 a seguir. Já na Figura 36 fica evidenciado, na curva de potência, a existência de dois picos de potência. O ponto a ser escolhido pelo inversor depende do seu algoritmo de rastreamento do ponto máximo de potência MPPT (*Maximum Power Point Tracking*).

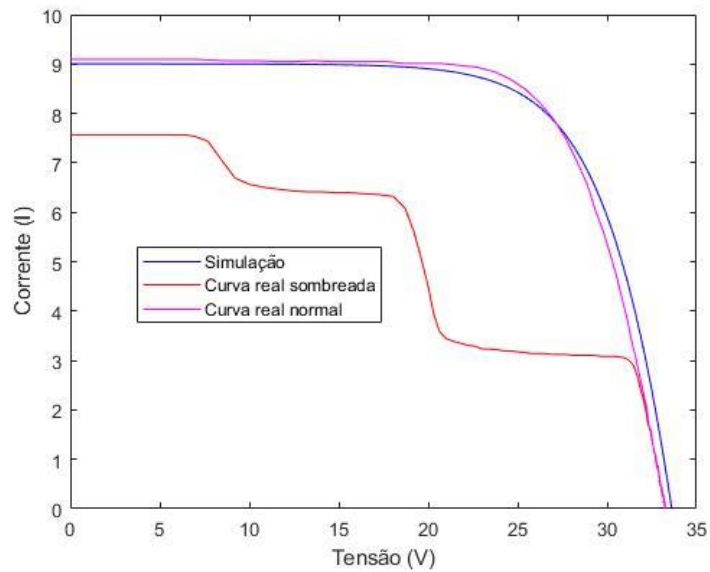


Figura 35 - Curva I-V com sombreamento irregular com papel opaco. Condições ambientais do teste: $G \approx 927 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 66^\circ \text{ C}$.

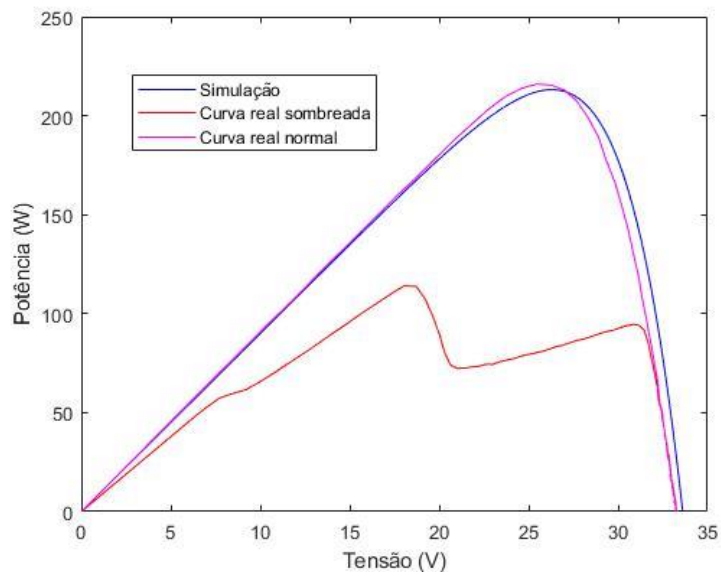


Figura 36 - Curva P-V com sombreamento irregular com papel opaco. Condições ambientais do teste: $G \approx 927 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 66^\circ \text{ C}$.

Pode-se observar a influência do sombreamento na potência máxima entregue pelo módulo e sua variação percentual para as situações de sombreamento emuladas na Tabela 8, considerando o valor de $P_{\text{mpp}} = 216,1 \text{ Wp}$, para a curva normal sem sombreamento, obtido pelo traçador de curvas.

Tabela 8 - Perda na potência entregue em situações de sombreamento.

	<i>1 Fileira sombreada</i>	<i>2 Fileiras sombreadas</i>	<i>3 Fileiras sombreadas</i>	<i>Sombra irregular</i>
<i>P_{mpp} Sombra</i>	139,6 Wp	63,0 Wp	11,4 Wp	114,1 Wp
<i>Perda em %</i>	35,4%	70,8%	94,7%	47,2%

5.1.2. Falhas permanentes

Nesta fase do trabalho, o principal objetivo é a monitorização da R_s , parâmetro de grande relevância para o estudo, como já citado anteriormente. Valores elevados da resistência série do módulo indicam possíveis falhas e é o principal sinal de envelhecimento e degradação no equipamento. Os testes realizados emulam um envelhecimento do módulo, de pequeno, médio e longo prazo, o que foi feito com o aumento gradativo das resistências adicionadas ao módulo, cujos valores adicionadas estão na Tabela 9 a seguir.

Tabela 9 - Valores das resistências adicionadas.

<i>$R0$</i>	<i>$R1$</i>	<i>$R2$</i>	<i>$R3$</i>
<i>0Ω</i>	<i>0,340 Ω</i>	<i>0,471 Ω</i>	<i>0,802 Ω</i>

Na obtenção das curvas reais, com e sem as resistências, os valores de irradiação e temperatura foram mantidos aproximadamente constantes, com variações aceitáveis de no máximo 3% e 5%, respectivamente, assim obtendo uma comparação do efeito causado ao adicionar resistência série nas curvas I-V e P-V para cada nível de irradiação utilizado. Os resultados são apresentados da Figura 37 à Figura 42.

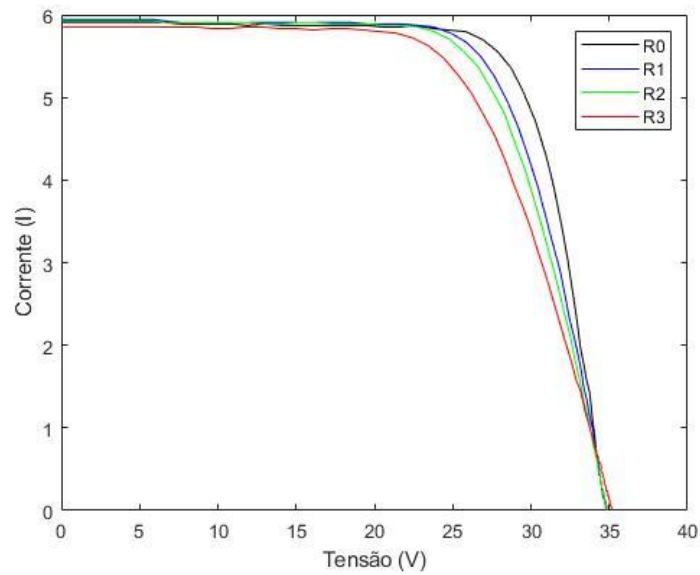


Figura 37 - Curvas I-V para cada resistência adicionada. Condições ambientais do teste: $G \approx 610 \text{ W/m}^2$, $T \approx 46,3^\circ\text{C}$.

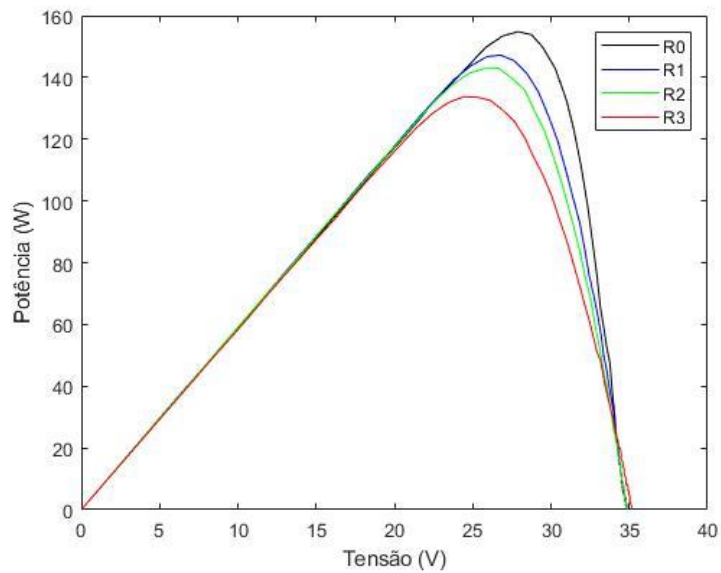


Figura 38 - Curvas P-V para cada resistência adicionada. Condições ambientais do teste: $G \approx 610 \text{ W/m}^2$, $T \approx 46,3^\circ\text{C}$.

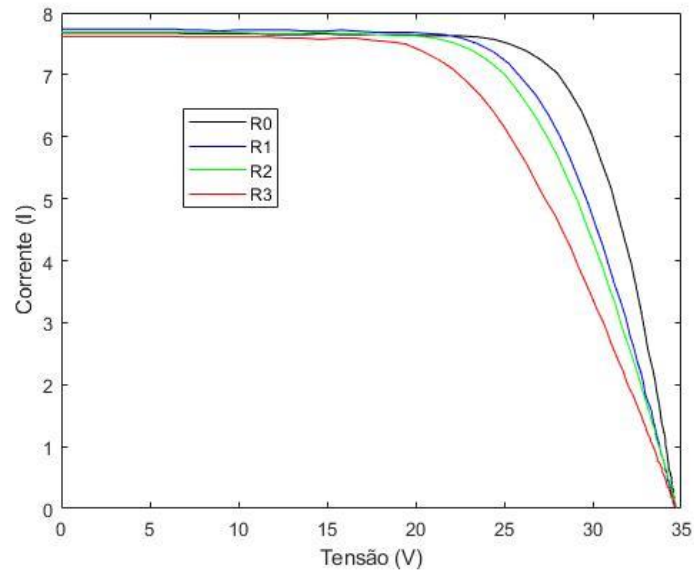


Figura 39 - Curvas I-V para cada resistência adicionada. Condições ambientais do teste: $G \approx 800 \text{ W/m}^2$, $T \approx 53,5^\circ\text{C}$.

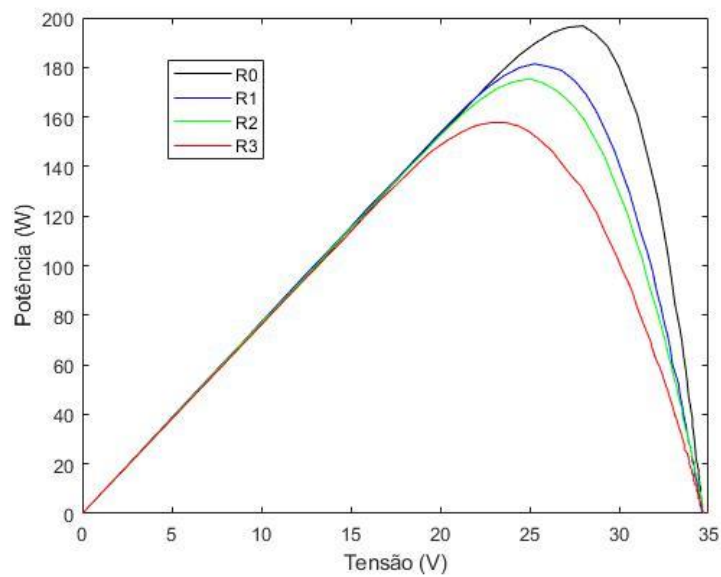


Figura 40 - Curvas P-V para cada resistência adicionada. Condições ambientais do teste: $G \approx 800 \text{ W/m}^2$, $T \approx 53,5^\circ\text{C}$.

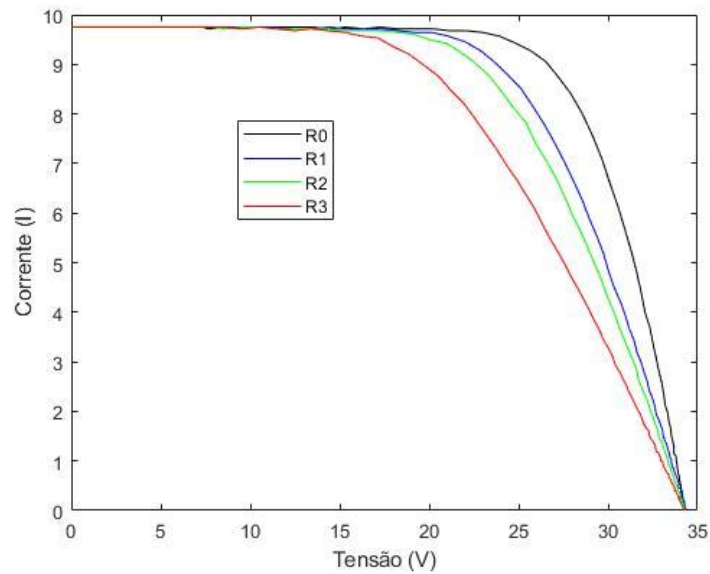


Figura 41 - Curvas I-V para cada resistência adicionada. Condições ambientais do teste: $G \approx 1025 \text{ W/m}^2$, $T \approx 56,3^\circ\text{C}$.

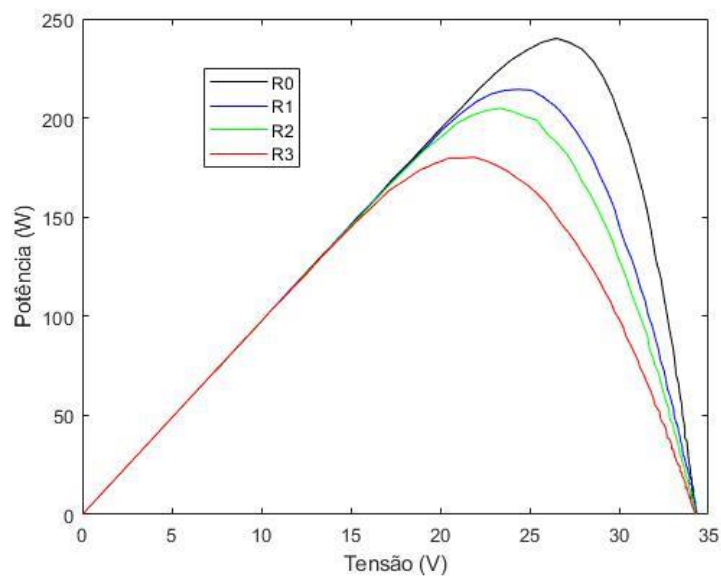


Figura 42 - Curvas P-V para cada resistência adicionada. Condições ambientais do teste: $G \approx 1025 \text{ W/m}^2$, $T \approx 56,3^\circ\text{C}$.

Com a degradação emulada, ocorre uma diminuição do valor da potência entregue pelo módulo. A perda percentual da P_{mpp} em cada resistência apresenta comportamento linear variando a irradiação. Também se verificou que, para valores maiores de irradiação e de degradação, as perdas aumentam, como mostra a Figura 43.

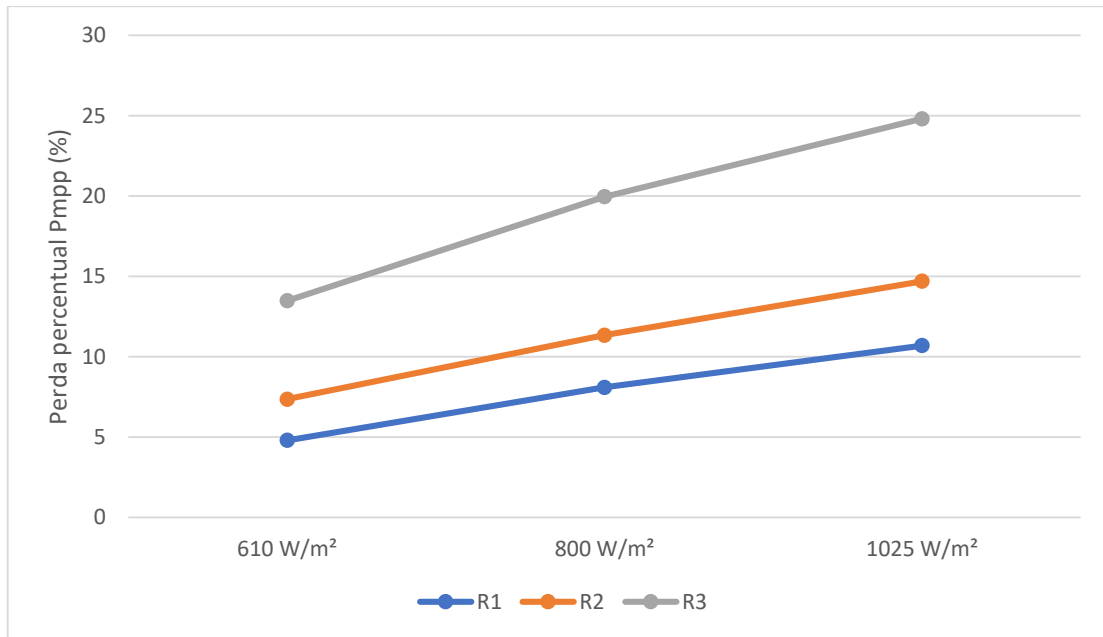


Figura 43 - Variação da perda percentual da potência máxima em função irradiação e o incremento de R_s .

5.1.2.1. Comparação métodos de monitorização do R_s

Aplicando os métodos apresentados na secção 3.2.1 e comparados também com o valor de resistência calculado pelo traçador de curvas PVPM1000C, foi possível verificar a robustez e precisão destes métodos em diferentes níveis de irradiação e resistências adicionais como descrito na metodologia da secção 4.2.

Tabela 10 - Métodos utilizados para estimação da resistência adicionada.

<i>Método 1</i>	<i>Método 2</i>	<i>Método 3</i>	<i>Método 4</i>
PVPM1000C	Cálculo Analítico	Incremento ΔR_s	Inclinação da curva no ponto V_{oc}

Para o cálculo do erro foi utilizada a Equação 5.1, em cada caso apresentado acima. O erro é referente ao valor do incremento adicionado e os resultados obtidos encontram-se a seguir para os diferentes níveis de irradiação.

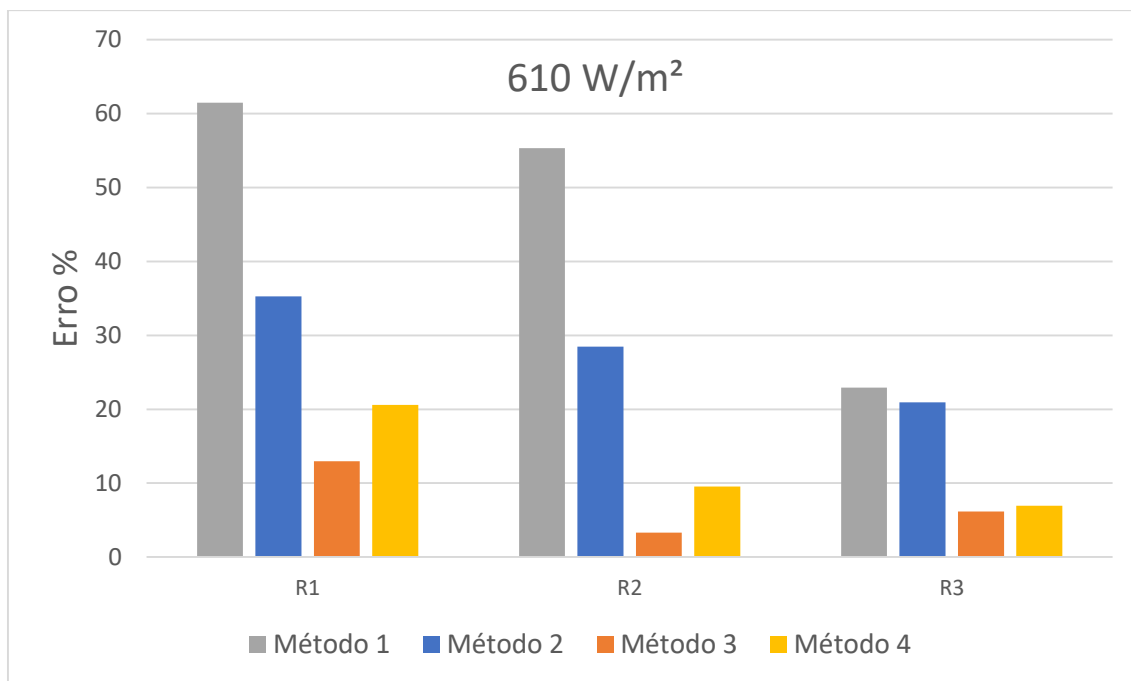


Figura 44 - Gráfico de erro em relação aos métodos para estimativa do incremento da resistência série. Condições ambientais do teste: $G \approx 610 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 42^\circ\text{C}$.

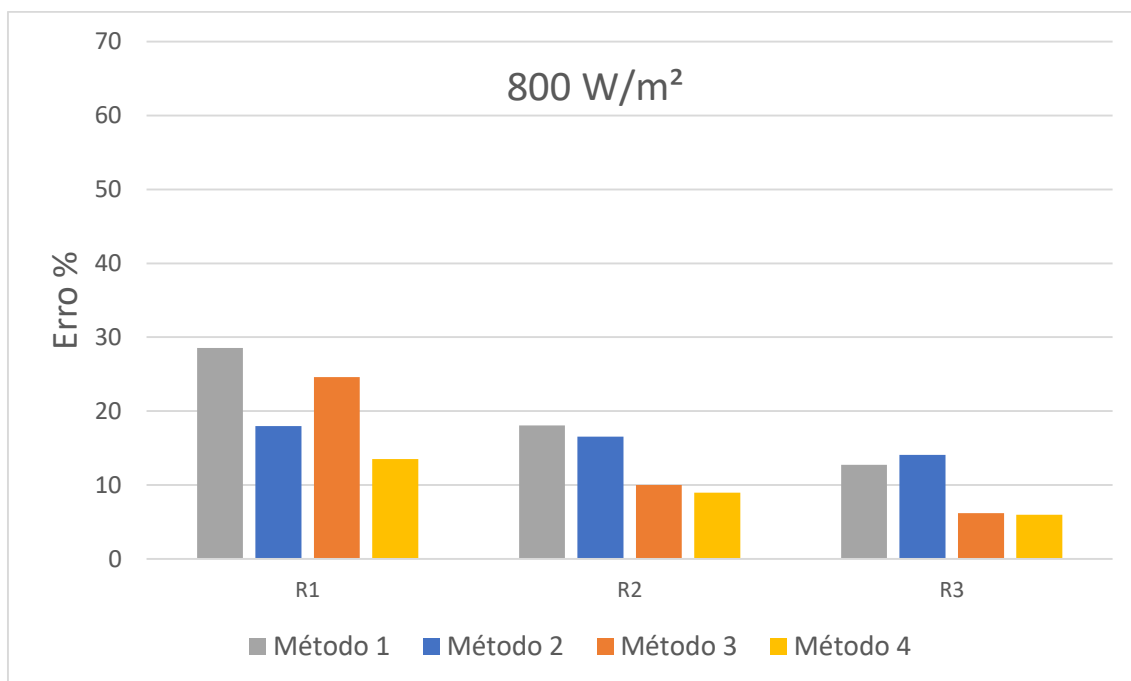


Figura 45 - Gráfico de erro em relação aos métodos para estimativa do incremento da resistência série. Condições ambientais do teste: $G \approx 800 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 45,5^\circ\text{C}$.

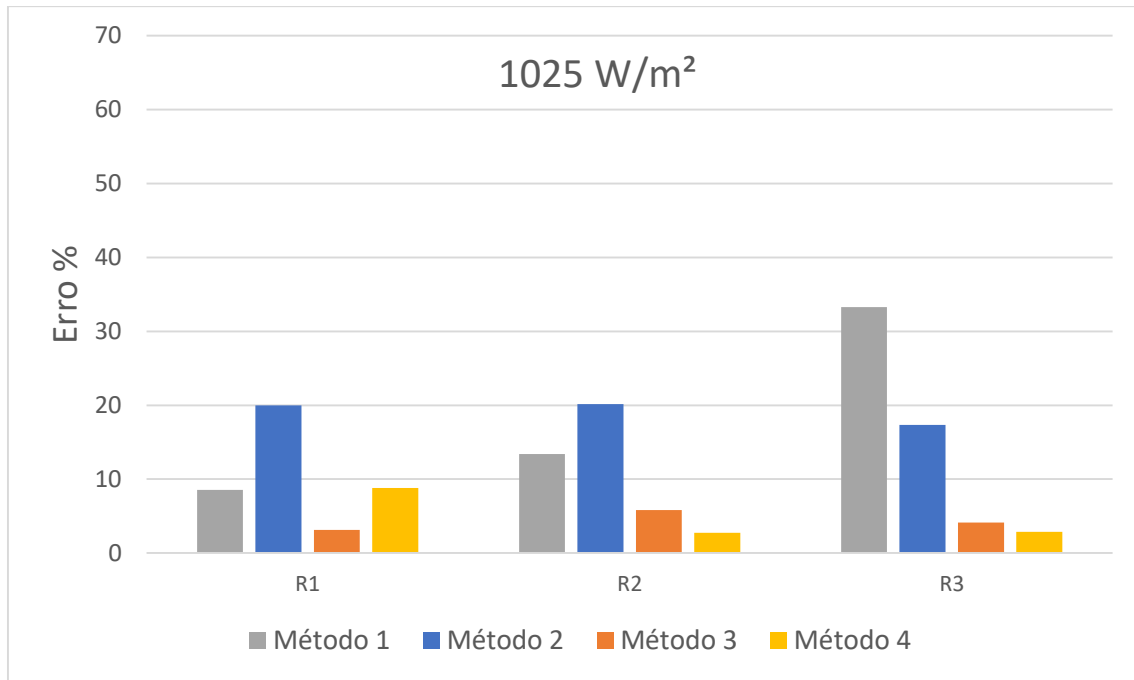


Figura 46 - Gráfico de erro em relação aos métodos para estimação do incremento da resistência série. Condições ambientais do teste: $G \approx 1025 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 55,2^\circ\text{C}$.

Pela análise dos gráficos anteriores pode concluir-se que o Método 4 baseado na inclinação da curva I-V é o mais robusto, porém o Método 3 também apresenta bons resultados pela estimação do incremento R_s .

5.2. Aplicação dos métodos de diagnóstico em contexto real

Para a aplicação real, foram feitas três análises: a análise da curva I-V real em comparação com sua simulação nas mesmas condições, a análise feita através da monitorização da R_{se} da fileira, e a verificação de possíveis deformações na curva e inspeção visual.

Para a monitorização da resistência série, é necessário escolher o método mais eficiente para as condições onde o teste será realizado. Neste caso, a curva foi obtida num momento de alta irradiação, e o método com menor erro para irradiações elevadas foi o da inclinação I-V, descrito na secção 3.2.1.1, pelo que este será o método utilizado para o estudo de caso.

5.2.1. Resultados com a fileira do seguidor solar

As condições ambientais, no momento do teste com a fileira do seguidor solar, de irradiação e temperatura foram, respectivamente, $G \approx 1027 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 47,3^\circ\text{C}$. O resultado da curva real e simulada encontram-se na Figura 47 (I-V) e Figura 48 (P-V) a seguir.

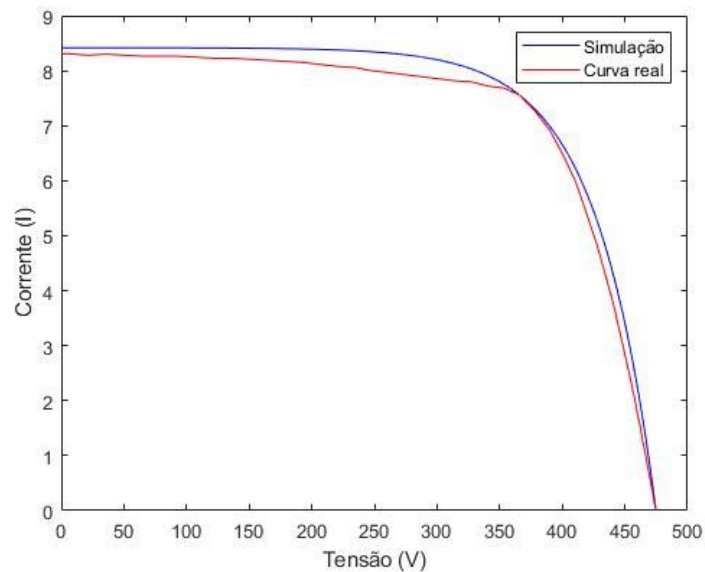


Figura 47 - Curva I-V real e simulada da fileira do seguidor solar.

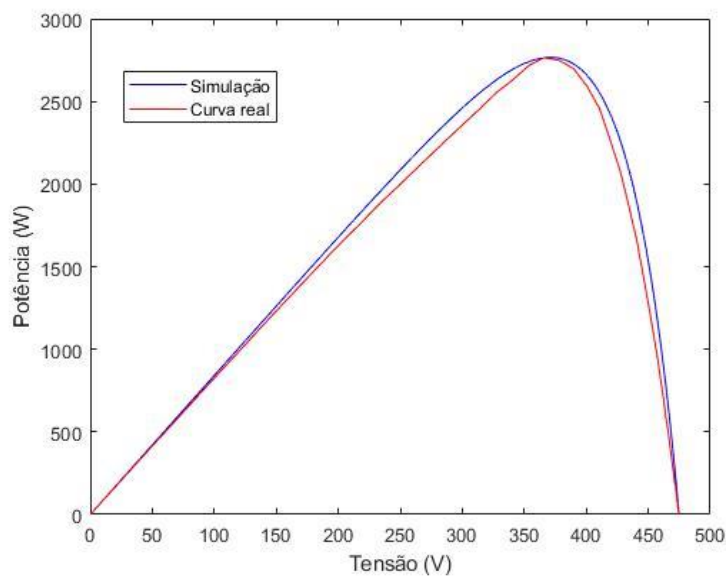


Figura 48 - Curva P-V real e simulada da fileira do seguidor solar.

Para estimação do valor da resistência série, foi observado que existe muito ruído na curva I-V, perto de V_{oc} , como mostra a Figura 49. Uma má escolha de pontos poderia resultar numa R_{se} incorreta, portando, a sua inclinação foi definida por uma curva de tendência linear nesta região crítica, com variação de aproximadamente 1V, como visto na secção 3.2.1.1.

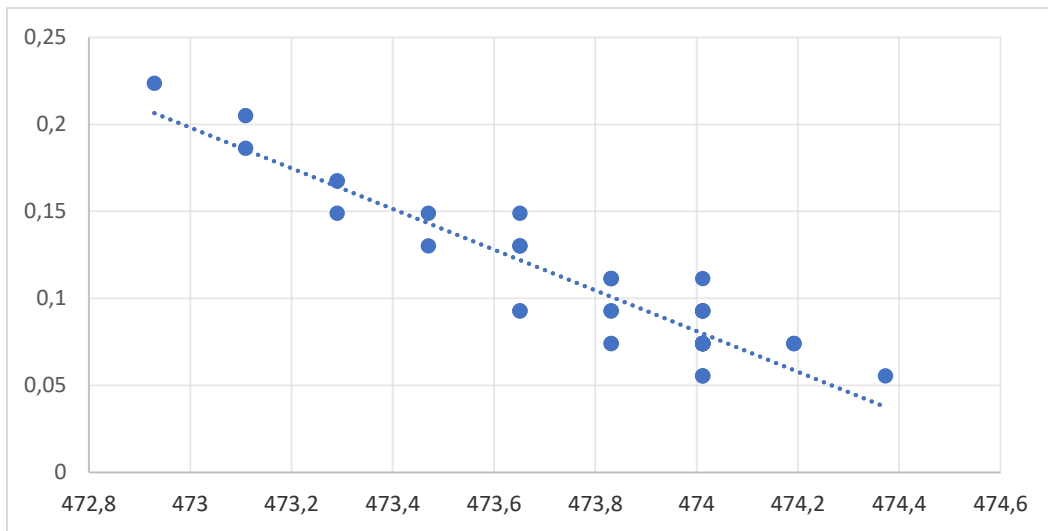


Figura 49 - Zoom na curva em seus pontos críticos e curva de tendência.

Aplicando-se o método de estimação da R_{se} pela inclinação, apresentado na secção 3.2.1.1, e recorrendo à normalização para as condições STC, como visto em 3.2.1.3, foi possível obter os valores estimados da resistência série para a fileira neste teste, e o valor correspondente às condições padrão de teste. Com estes valores é possível obter o incremento médio na resistência por módulo, a partir da diferença entre o R_{se} STC e R_{se} STC ideal. Onde a resistência ideal é calculada baseada nos valores de tensão e corrente do *datasheet*, ou seja, nas condições STC para os módulos novos.

Tabela 11 - Resistência série estimada para a fileira fotovoltaica do seguidor solar.

	R_{se}	R_{se} STC	R_{se} STC ideal	Incremento por módulo
Fileira do seguidor solar	8,55 Ω	8,70 Ω	6,40 Ω	0,14 Ω

Com os valores obtidos da Tabela 11, observa-se que a fileira teve incremento na resistência série em STC comparativamente com a resistência STC para o módulo novo, e o incremento médio por módulo foi de $0,14 \Omega$ para os 16 módulos da fileira.

5.2.2. Resultados com a fileira fotovoltaica LSE

Primeiramente, pela inspeção visual, não foi observada nenhuma degradação visível nas células fotovoltaicas. Porém, os módulos apresentavam bastante sujeira. As condições ambientais, no momento do teste na fileira fotovoltaica da cobertura do LSE, de irradiação e temperatura, foram, respectivamente, $G \approx 860 \text{ W/m}^2$ e $T \approx 55,2^\circ\text{C}$. Os resultados da curva real e simulada encontram-se na Figura 50 (I-V) e Figura 51 (P-V).a seguir.

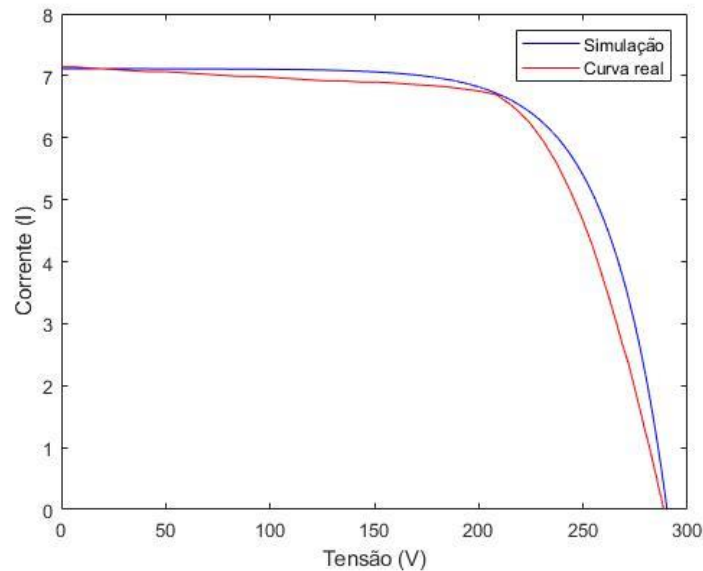


Figura 50 - Curva I-V real e simulada com a fileira fotovoltaica da cobertura do LSE.

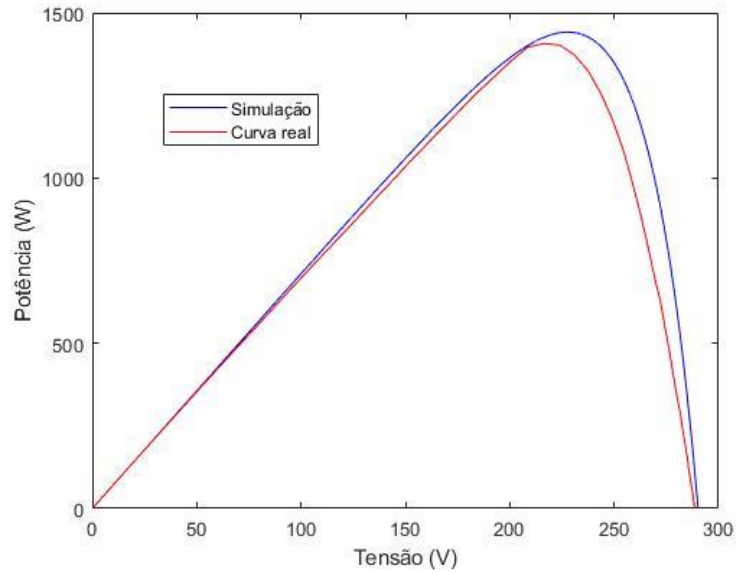


Figura 51 - Curva P-V real e simulada da fileira fotovoltaica da cobertura LSE.

Também foi observado ruído perto de V_{oc} , como observado na Figura 52, e foi feita a linearização dos pontos para cálculo da derivada nesta região crítica, com variação de aproximadamente 1V, como visto no método da secção 3.2.1.1.

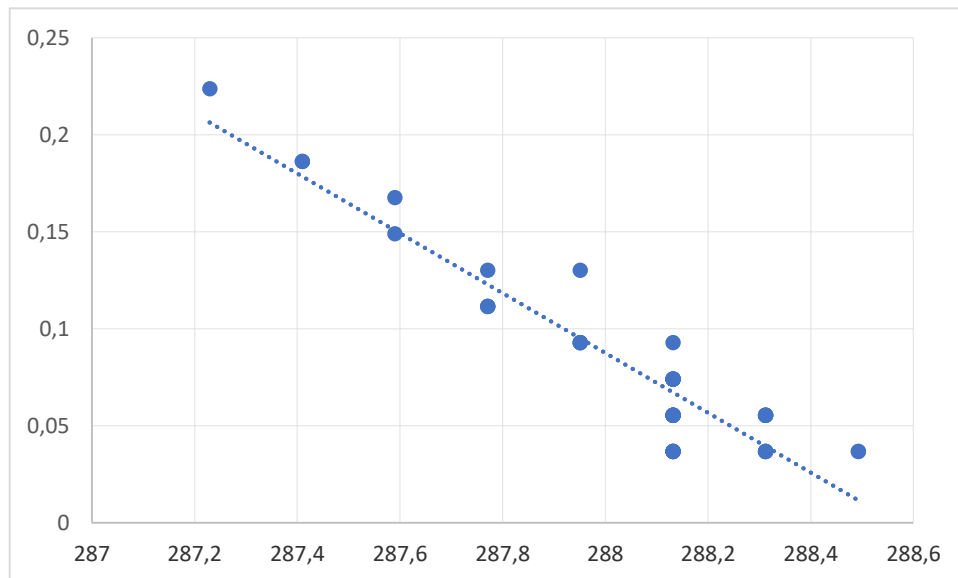


Figura 52 - Zoom na curva em seus pontos críticos e curva de tendência da fileira do LSE.

Tal como anteriormente, para estimação da resistência aplicou-se o método de estimação da R_{se} apresentado na secção 3.2.1.1, e recorrendo à normalização para as condições STC,

como visto em 3.2.1.3. Por fim, é calculado o incremento médio na resistência por módulo, a partir da resistência ideal nas condições STC para os módulos novos.

Tabela 12 - Resistência série estimada para a fileira fotovoltaica do LSE.

	<i>R_{se}</i>	<i>R_{se STC}</i>	<i>R_{se STC ideal}</i>	<i>Incremento por módulo</i>
<i>Fileira LSE</i>	6,49 Ω	6,72 Ω	3,82 Ω	0,32 Ω

Com os valores obtidos da Tabela 12, observa-se que a fileira teve incremento na resistência série em STC comparativamente com a resistência STC para o módulo novo, e o incremento médio por módulo foi de 0,32 Ω para os 9 módulos da fileira.

5.2.3. Resultados com o sistema fotovoltaico ESTiG

Neste sistema fotovoltaico foram analisadas três fileiras fotovoltaicas, duas de 13 módulos e uma de 14. Por inspeção visual inicial foi verificado que na fileira 1, de 14 módulos, existe um módulo com dano aparente como mostra a Figura 53.



Figura 53 - Módulo com célula visivelmente danificada.

Devido ao dano encontrado no módulo, além da curva característica das fileiras, viu-se a necessidade de analisar a curva desde módulo separadamente, e também foi traçada a curva de um módulo de mesmo modelo ao danificado, porém sem danos aparentes, ambos do mesmo sistema, os resultados obtidos para o módulo danificado seguem na Figura 54 (I-V) e Figura 55 (P-V).

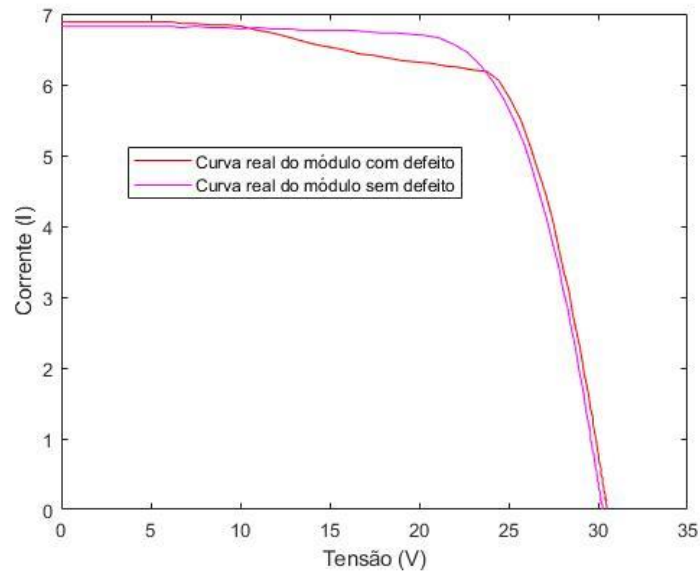


Figura 54 - Curva I-V do módulo danificado. Condições ambientais do teste: $G \approx 865 \text{ W/m}^2$, $T \approx 42,4^\circ\text{C}$.

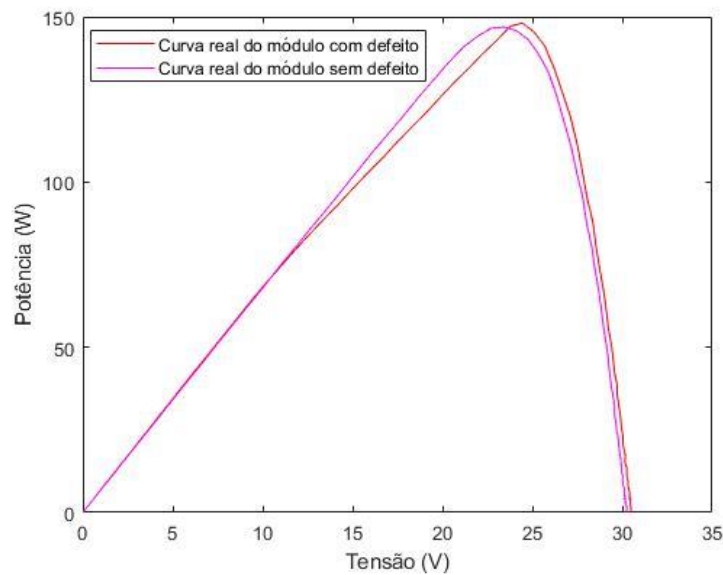


Figura 55 -Curva P-V módulo danificado. Condições ambientais do teste: $G \approx 865 \text{ W/m}^2$, $T \approx 42,4^\circ\text{C}$.

Também foi realizada a obtenção de curvas variando o valor da irradiação incidente ao módulo, e os resultados adquiridos também mostraram essa distorção perto do ponto do I_{sc} . Os resultados das curvas I-V e P-V das fileiras 1 a 3 estão apresentados a seguir da Figura 56 até a Figura 61 juntamente com suas respectivas simulações.

5.2.3.1. Fileira 1 - 14 módulos

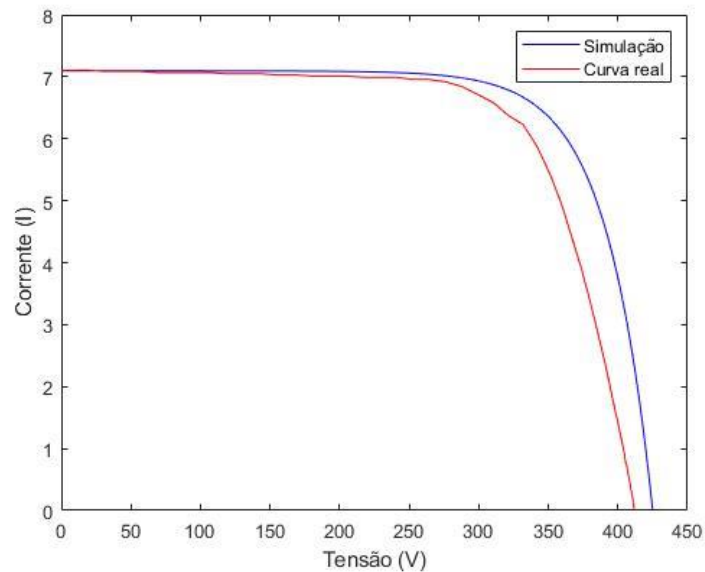


Figura 56 - Curva I-V fileira 1 da ESTiG. Condições ambientais do teste: $G \approx 855 \text{ W/m}^2$, $T \approx 45,0^\circ\text{C}$.

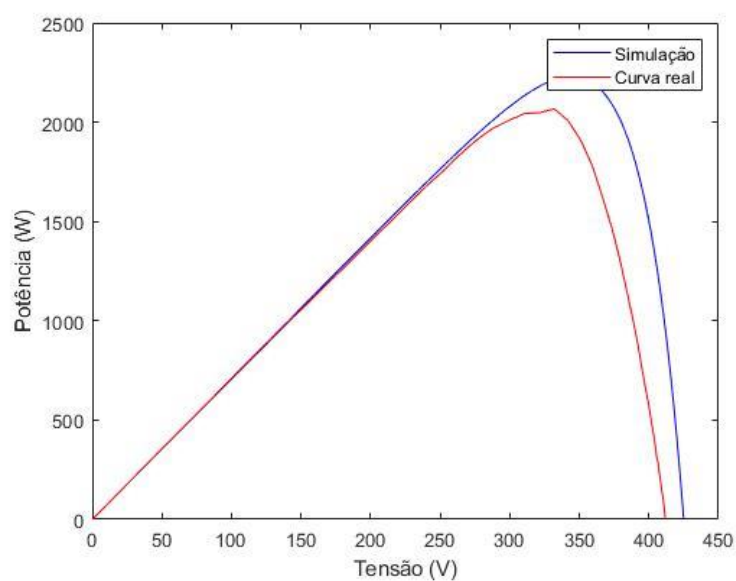


Figura 57 - Curva P-V fileira 1 da ESTiG. Condições ambientais do teste: $G \approx 855 \text{ W/m}^2$, $T \approx 45,0^\circ\text{C}$.

5.2.3.2. Fileira 2 - 13 módulos

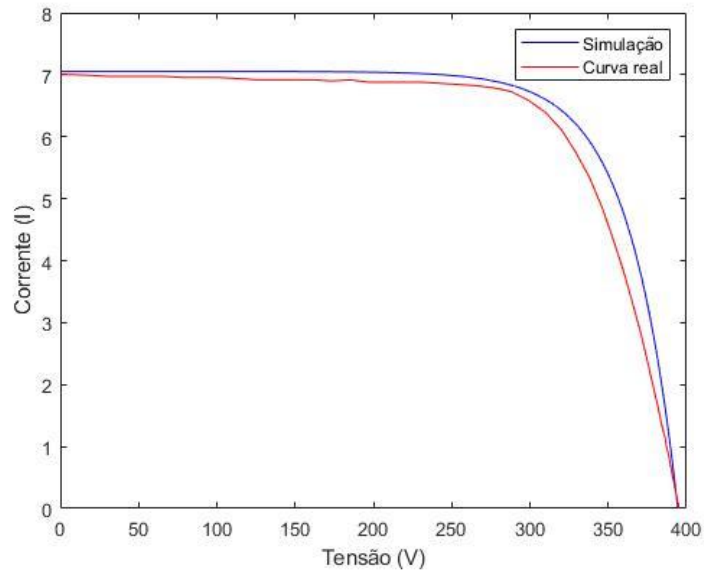


Figura 58 - Curva I-V da fileira 2 da ESTiG. Condições ambientais do teste: $G \approx 855 \text{ W/m}^2$, $T \approx 45,0^\circ\text{C}$.

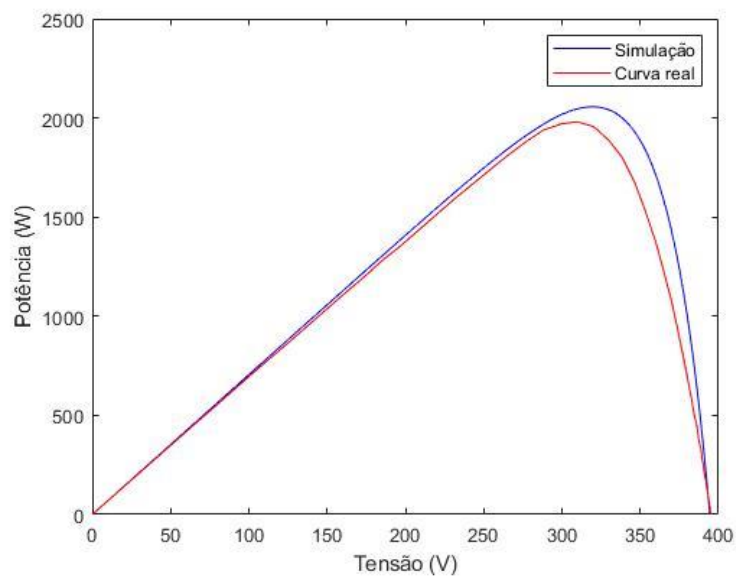


Figura 59 - Curva P-V fileira 2 ESTIG. Condições ambientais do teste: $G \approx 855 \text{ W/m}^2$, $T \approx 45,0^\circ\text{C}$.

5.2.3.3. Fileira 3 - 13 módulos

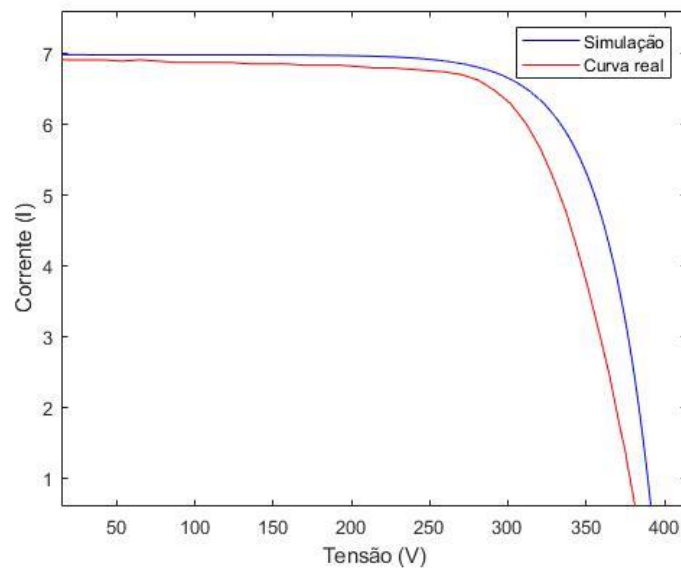


Figura 60 - Curva I-V fileira 3 ESTIG. Condições ambientais do teste: $G \approx 845 \text{ W/m}^2$, $T \approx 45,0^\circ\text{C}$.

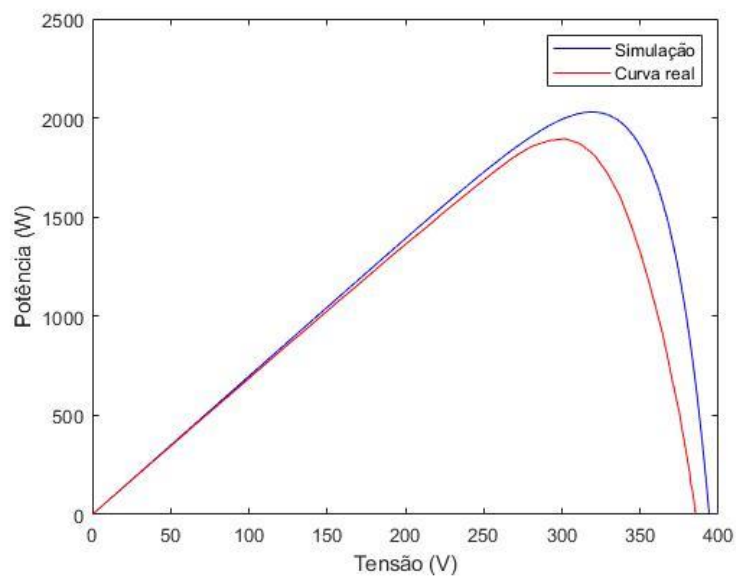


Figura 61 - Curva I-V fileira 3 ESTIG. Condições ambientais do teste: $G \approx 845 \text{ W/m}^2$, $T \approx 45,0^\circ\text{C}$.

Também foi realizada a obtenção de curvas das 3 fileiras para diferentes valores da irradiação incidente sobre módulo, e as curvas obtidas confirmaram o que foi visto no teste com alta irradiação.

Assim como nas fileiras anteriores, foi observado ruído perto de V_{oc} , e foi feita linearização dos pontos para cálculo da derivada nesta região crítica, com variação de aproximadamente 1V, apresentadas na Figura 62 até a Figura 64 como visto no método da secção 3.2.1.1.

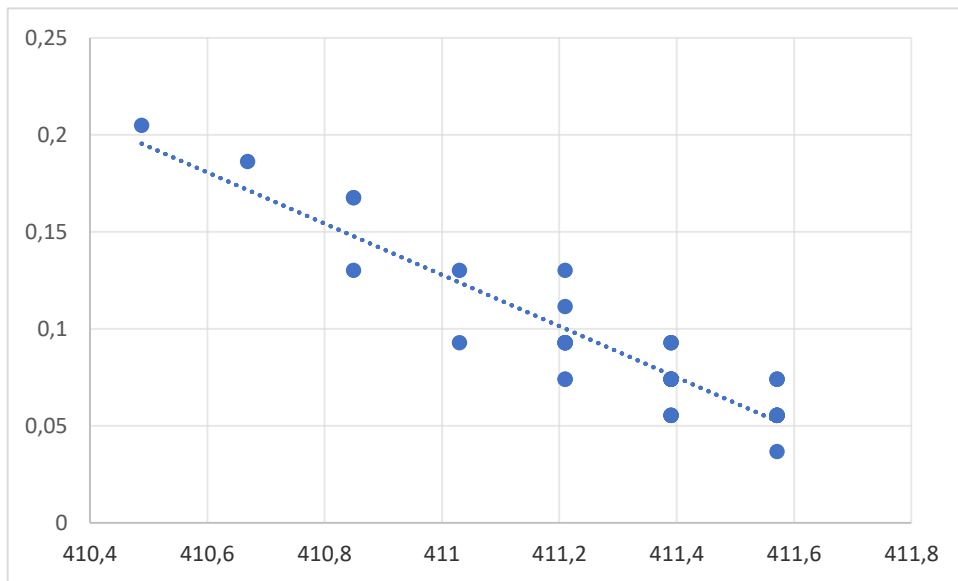


Figura 62 - Zoom na curva em seus pontos críticos e curva de tendência fileira 1 ESTIG.

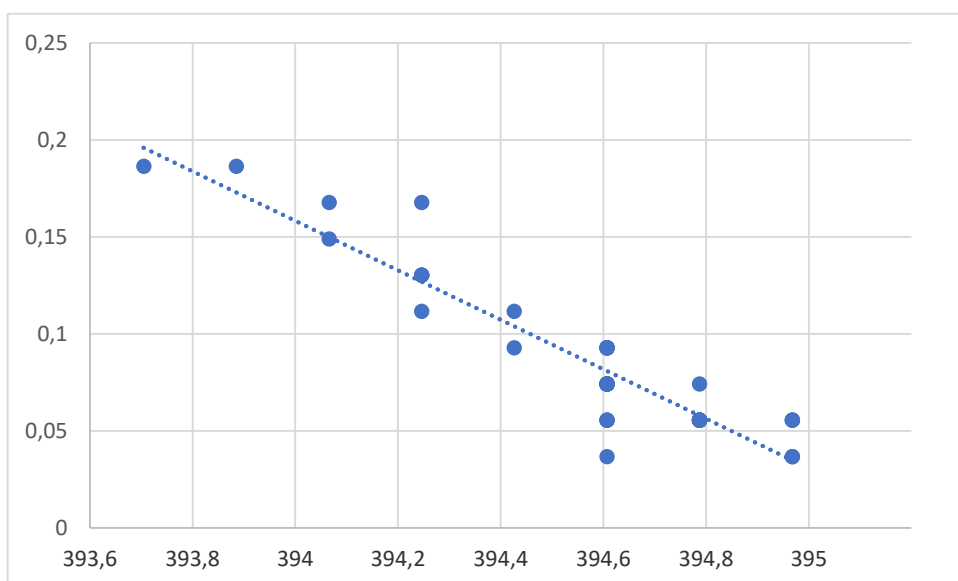


Figura 63 - Zoom na curva em seus pontos críticos e curva de tendência fileira 2 ESTIG.

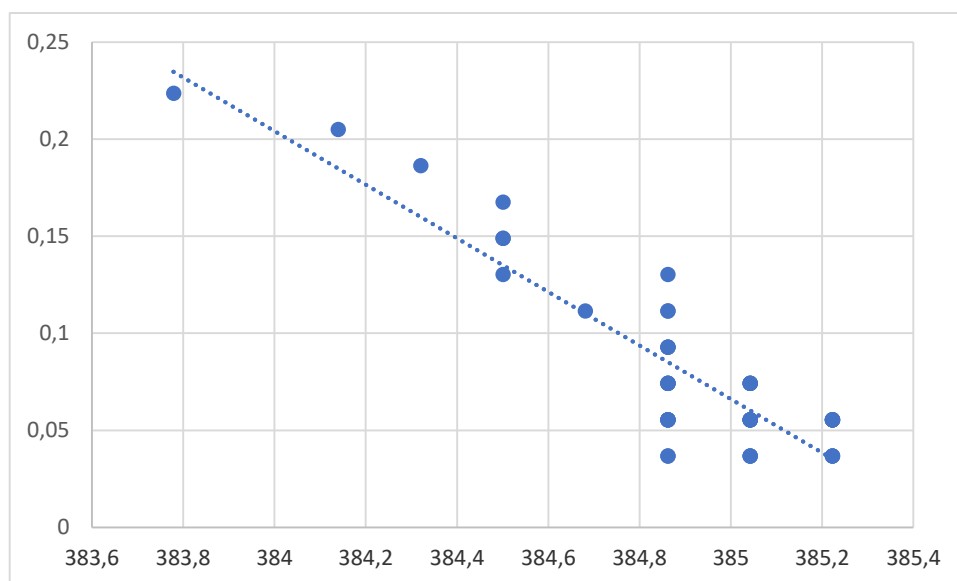


Figura 64 - Zoom na curva em seus pontos críticos e curva de tendência fileira 3 ESTIG.

Assim como nos testes anteriores, aplicando-se o método de estimação da ser, apresentado na secção 3.2.1.1, e fazendo a normalização para as condições STC, como visto em 3.2.1.3, foram obtidos os valores estimados da resistência série para o teste e para as condições STC e, por fim, o incremento médio na resistência por módulo, a partir da resistência ideal calculada baseada em seu *datasheet*.

Tabela 13 - Resistência série estimada para o sistema fotovoltaico ESTIG.

	<i>R_{se}</i>	<i>R_{se STC}</i>	<i>R_{se STC ideal}</i>	<i>Incremento por módulo</i>
<i>Fileira 1 – 14 módulos</i>	7,57 Ω	7,68 Ω	4,37 Ω	0,24 Ω
<i>Fileira 2 – 13 módulos</i>	7,84 Ω	7,95 Ω	4,06 Ω	0,30 Ω
<i>Fileira 3 – 13 módulos</i>	7,24 Ω	7,36 Ω	4,06 Ω	0,25 Ω

Concluí-se dos valores obtidos da Tabela 13, que as 3 fileiras tiveram incremento na resistência série em STC comparativamente com a resistência STC para o módulo novo, e o incremento médio por módulo foram valores próximos para as 3 fileiras, o que era esperado já que todas estão em mesmas condições de instalação.

Capítulo 6 **Análise e Discussão de Resultados**

Este capítulo apresenta uma análise crítica aos resultados apresentados no capítulo anterior, tanto na fase de validação, como na aplicação para estudo de caso em fileiras fotovoltaicas reais.

6.1. Validação dos métodos de diagnóstico com um módulo

6.1.1. Sombreamento

Com os resultados dos testes de sombreamento pode-se verificar o impacto de uma sombra, mesmo que aparentemente pequena, em toda a produção. Também verificou-se a importância do diodo de *bypass* nos módulos fotovoltaicos, como mostra o exemplo de um módulo típico de 3 fileiras na Figura 65.

O efeito do sombreamento na curva I-V depende principalmente de quantas fileiras foram afetadas, o que é observado pelo degrau em valor de tensão correspondente ao número de fileiras afetadas. A corrente neste ponto é referente à corrente de polarização do diodo de *bypass*, ou seja, valores acima de I_p , colocam o diodo em condução para proteção da fileira sombreada. Caso não houvesse a presença dos diodos de proteção, a corrente de todo o módulo seria limitada pelo I_p .

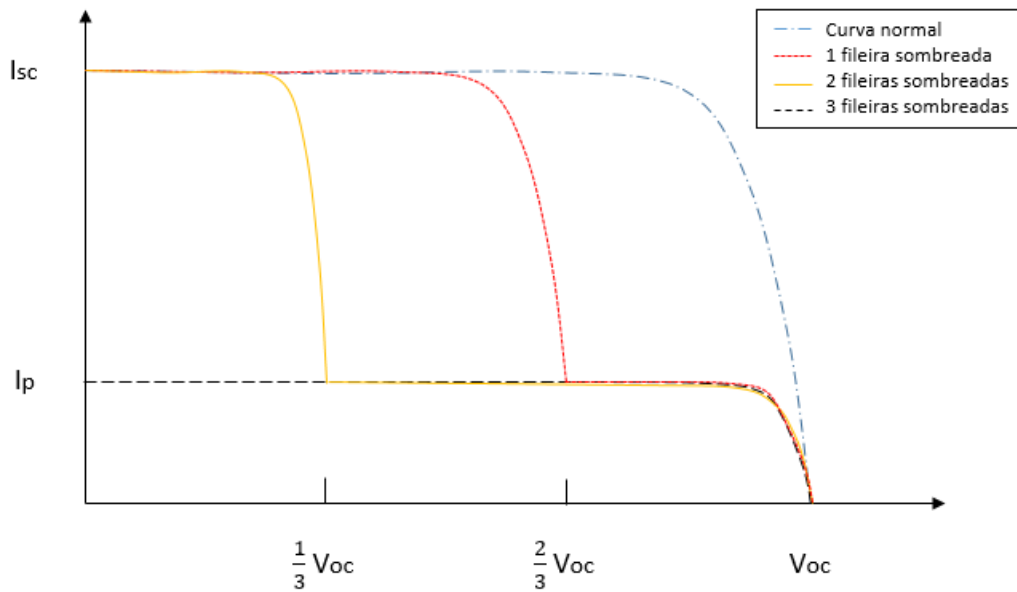


Figura 65 - Efeito do sombreamento parcial em um módulo típico de 3 fileiras.

Com isto fica claro o cuidado necessário ao pensar no posicionamento do módulo, pois se existir sombreamento em parte do módulo no local de instalação ele deve ser posicionado de maneira a afetar menos fileiras de células, evitando assim maiores perdas de produção de energia. Como observado, por exemplo, no teste em que apenas três células, mas de fileiras diferentes, estão sombreadas, o resultado é uma perda de 94,7% da sua potência máxima devido à ação de bloqueio do diodo quando a corrente ultrapassa seu valor de polarização.

Outro caso que merece atenção é em locais onde pode existir acumulação de neve. Um módulo posicionado na horizontal tem apenas parte de sua potência afetada, porém se o mesmo for instalado na posição vertical afeta todo o módulo, como apresenta a Figura 66.



Figura 66 - Posicionamento de um módulo fotovoltaico de maneira horizontal (a) e vertical (b) com acumulação de neve [37].

Como exemplificado na imagem, a posição (b) afeta todo o módulo, e conseqüentemente a sua produção seria baixa. Já na posição (a), mesmo com perdas de uma fileira sombreada pela neve, o restante do módulo pode operar normalmente.

Outro fator importante acerca do sombreamento é a possível existência de mais de um pico de potência, o que foi observado no teste de sombreamento irregular, o que pode levar o inversor a operar num ponto de potência máxima local e não global.

Porém, existem diversas propostas de algoritmos MPPT, encontrados na literatura, que visam o melhor aproveitamento em casos de sombreamento parcial e irradiação uniforme que podem ser aplicados [42] [43]. Alguns artigos utilizam o termo GMPP (*Global Maximum Power Point*) [44] [45], referindo-se ao ponto de maior potência, quando existem outros picos de potência com máximos locais, como ilustrado na Figura 67. Para melhorar eficiência, o objetivo destes algoritmos otimizados é encontrar este pico global para operação.

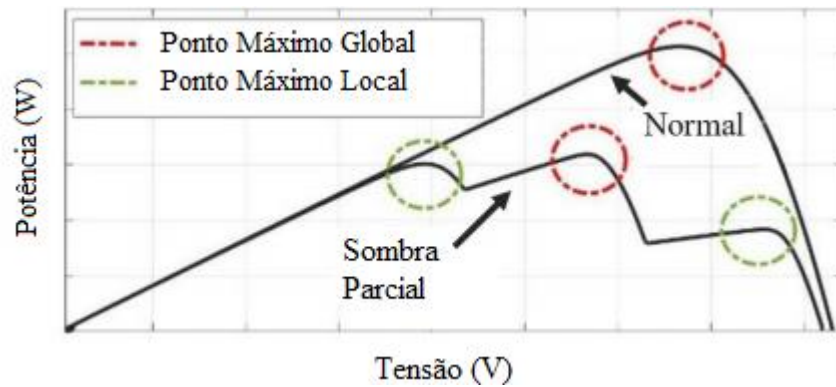


Figura 67 - Exemplo de uma curva P-V com mais de um pico de potência. Adaptado de [45].

6.1.2. Estimação do R_{se}

Observando o comportamento das técnicas de monitorização do R_{se} , observa-se que o traçador PVPM1000C possui resultados imprecisos e dispersos com a variação da irradiação e com o aumento do valor adicionado de resistência, chegando a erros de até 61,47%. Esse erro é associado ao método que o equipamento utiliza para calcular a resistência, apresentado em [46], o qual não considera variações de irradiação e de temperatura no tracejamento da curva [36]. Em comparação com os outros métodos para estimação do incremento, o equipamento foi o com pior desempenho.

A estimação por meio do cálculo analítico apresentado na secção 3.2.1.2 é bastante simplificada, pois o seu cálculo é uma aplicação direta dos parâmetros V_t e R_s do modelo matemático de 4 parâmetros, juntamente com os dados dos principais pontos da curva. Apesar de não ser uma técnica tão confiável, devido à sua simplificação, ela pode ser útil para um cálculo aproximado. Os erros atrelados a esta técnica se mantiveram em torno de 20% e 30% para os casos analisados.

Em relação ao cálculo do incremento R_s , apresentado na secção 3.2.2, obtiveram-se resultados favoráveis a esta técnica, pois esta, assim como no cálculo analítico, não necessita de toda a curva I-V, e mesmo assim se mostrou suficientemente eficiente na validação dos métodos, mesmo quando aplicada em baixo valor de irradiação, tendo erro máximo encontrado de 24,6%, como mostra a Figura 44 até à Figura 46.

Por fim, a técnica utilizando-se da inclinação da curva I-V, apresentada na secção 3.2.1.1, foi a que produziu resultados mais favoráveis em todos os valores de irradiação e do

incremento, mantendo os erros em torno de 10%, com exceção do caso de menor irradiação e menor degradação, onde teve seu erro máximo de 20,5%. Porém, para a sua utilização é preciso ter vários pontos da curva para cálculo da derivada perto do ponto V_{oc} .

O método ideal para aplicação depende de quais dados temos disponíveis e qual a condição ambiental em que será realizado o teste. O método de estimação pela inclinação está com os menores erros associados, mesmo com menor nível de irradiação. Contudo, existe a necessidade de se obter vários pontos da curva por meio de um traçador de curvas, o que pode ser inviável devido ao preço do equipamento. Uma alternativa para este problema é a utilização de traçadores de curvas *low-cost*, o que já é encontrado de diversas formas na literatura [47] [48] [49].

Caso não seja possível a obtenção da curva, o método de incremento da resistência só necessita dos principais pontos, o que pode ser obtido de maneira mais simples. Esse método apresentou bons resultados em relação à sua robustez, principalmente em casos de um incremento alto na resistência, ou seja, quanto maior a degradação, mais precisa será a estimação.

Em relação à perda de potência devido a degradação, foi observado que possui comportamento linear, e a degradação é mais nítida com maior irradiação mesmo mantendo o mesmo valor de degradação ao módulo. Esta variação é interessante pois, em melhores condições para produção a perda é mais evidente, isso é comprovado também pela diminuição do fator de forma com o aumento da irradiação, pois a inclinação é maior.

6.2. Aplicação dos métodos de diagnóstico em contexto real

Pelos resultados obtidos nos testes é possível verificar que já existem sinais de degradação nos módulos das fileiras devido ao alto valor de resistência série estimado pelo método de inclinação da curva I-V no ponto de circuito aberto, tanto para as condições do teste quanto para a resistência equivalente traduzida nas condições STC. Essa degradação é devido ao envelhecimento dos equipamentos devido ao tempo de utilização das fileiras, 6 anos para a fileira do LSE e 9 anos para as fileiras da cobertura da ESTiG e do seguidor.

O aumento no R_s é observado também na inclinação das curvas em V_{oc} comparativamente com suas respectivas simulações.

A aplicação da técnica baseada na inclinação da curva obteve resultados promissores, porém, para aplicação em fileiras fotovoltaicas é necessária cautela, pois, uma má escolha de pontos pode indicar um valor de resistência incorreto devido aos ruídos no intervalo em que é feita a análise, para filtrar estes ruídos, a linearização dos pontos perto de V_{oc} foi suficiente para evitar esses erros, com uma variação de aproximadamente 1V ou 2V foi suficiente para essa linearização e cálculo de derivada.

Em relação ao incremento médio por módulo das fileiras, o método apresentou resultados interessantes pois o maior incremento observado foi na fileira do LSE, mesmo com menor tempo de instalação, o que pode ser explicado devido a sujidade apresentada nos módulos desta fileira, que pode resultar em acúmulos pontuais de sujeira que geram pontos quentes e aumentam a resistência da fileira, o que poderia facilmente ser solucionado com limpezas ocasionais sempre que necessário. Além de que, a longo prazo, estes pontos quentes podem degradar permanentemente as células fotovoltaicas.

Outro fator interessante observado foi um leve aumento na inclinação perto de I_{sc} nas fileiras do seguidor solar e na fileira do LSE, o que indicia fuga de corrente pelas células danificadas. Essa diminuição pode ser causada também devido a degradação em que imperfeições na junção também podem desviar corrente, causando diminuição da resistência paralela.

Em relação ao módulo com dano aparente na fileira 1, como observado no módulo da Figura 53, em que a curva apresentada na Figura 54 tem problemas na região de potência máxima, onde o amarelamento da célula bloqueia a luz causando um efeito de sombreamento parcial. Ainda que, na curva com mais módulos na fileira 1, o defeito presente seja menos visível, é possível observar uma leve deformação também na região de potência máxima devido a esta célula degradada.

Nas fileiras 1 e 3 do sistema fotovoltaico da ESTiG, o valor de V_{oc} medido foi menor que o valor esperado em aproximadamente 11 V nas curvas da Figura 56 e Figura 60, respectivamente. Essa ordem de grandeza de 11 V indicia uma fileira de células fora de funcionamento, as causas podem ser por um alto nível de degradação em alguma célula

que coloque as outras células ligadas em série ao mesmo diodo fora de operação, ou também um defeito no próprio diodo de *bypass*.

Capítulo 7 Conclusões

Este capítulo tem como finalidade concluir e resumir o que foi apresentado durante o desenvolvimento desta dissertação, com as conclusões gerais do tema e do estudo de caso realizado em 7.1, e algumas sugestões para trabalhos futuros que poderiam complementar o que foi realizado em 7.2.

7.1. Conclusões gerais

Este trabalho foi iniciado com uma breve contextualização sobre a energia solar e potenciais da fonte, seguindo então para a importância de um diagnóstico para garantir alta eficiência e confiabilidade dos sistemas PV, o que definiu os objetivos. Para isso foram apresentados os principais modelos matemáticos e meios de extração dos parâmetros de uma célula fotovoltaica, dando ênfase aos métodos de extração dos principais parâmetros. Também foi apresentada o equacionamento para compensação dos parâmetros para diversas condições ambientais além das STC.

Em sequência, foi indicada uma classificação das principais falhas encontradas em módulos fotovoltaicos e quais as consequências nos parâmetros e na curva característica para que possamos identifica-las. Seguindo, então, com a metodologia proposta para os testes reais, os quais proporcionaram os resultados de forma como era expectável: validação das técnicas e um estudo de caso de sistemas fotovoltaicos da universidade.

Com o trabalho conclui-se que os módulos fotovoltaicos por estarem expostos as condições ambientais, e pela degradação natural do equipamento, podem apresentar diversas falhas que reduzem sua eficiência. Fazer um diagnóstico correto acerca da falha

e do agente causador permite que se tenha informações sobre o sistema caso seja necessária alguma troca de equipamento ou melhorias.

Dentre os parâmetros do modelo da célula fotovoltaica, o parâmetro mais relevante para avaliação da saúde do equipamento é a resistência série. A monitorização da R_s pode ser feita de maneira mais eficaz por meio da sua estimação pelo método baseado na inclinação da curva I-V, com o auxílio de um traçador de curvas, ou utilizando-se apenas dos pontos principais da curva pela estimação do incremento da resistência, que apresentou resultados satisfatórios nas estimações para um módulo. Para avaliação da resistência em fileiras fotovoltaicas, o traçador de curvas apresenta muito ruído, principalmente na região de circuito aberto para o intervalo considerado, e para aplicação da técnica apresentada em 3.2.1.1, é necessária a linearização destes pontos.

Valores altos para resistência série, diminuição no V_{oc} e deformações na curva similar ao efeito de sombreamento parcial foram os sinais de degradação mais encontrados nas fileiras em contexto real de operação, tendo até mesmo um módulo visivelmente defeituoso devido a uma célula queimada, avaria que resultou em distorções na curva na região de potência máxima, o que indica que a célula escurecida estava recebendo menos luz, causando o mesmo efeito de sombreamento parcial. O método de avaliação pela curva também se mostrou um meio eficaz para diagnóstico.

Por fim, conclui-se que o diagnóstico pode ser feito de forma eficiente com diferentes abordagens, por exemplo, em casos onde não se tem acesso aos módulos para uma inspeção visual, pela curva e seus principais parâmetros é possível saber a situação do sistema com robustez. O melhor cenário é a combinação de mais de uma técnica para verificação da degradação do módulo, para evitar que alguma falha passe despercebida. Por exemplo, a combinação de uma análise visual dos módulos, com análise da curva e estimação da resistência série seria um cenário ideal para diagnóstico.

7.2. Sugestões para trabalhos futuros

Como sugestão para trabalhos futuros, a serem realizados dentro ou fora da instituição, existe o estudo de diagnóstico de falhas e degradação de inversores e demais equipamentos relacionados aos sistemas fotovoltaicos.

Outro tema que poderia ser abordado como continuação desta temática de pesquisa é o estudo aprofundado dos algoritmos MPPT para otimização do sistema em caso de mais de um pico de potência, como em casos de sombreamento e falhas.

Por fim, outra sugestão de continuação para estudo de sombreamento e do funcionamento do diodo de *bypass*, seria a realização de testes emulando sombreamentos uniformes e não opacos nos módulos, analisando seu efeito na curvas I-V e P-V.

Bibliografia

- [1] T. Huld e I. Pinedo-Pascua, “<https://re.jrc.ec.europa.eu>,” European Commission Joint Research Centre, 2017. [Online]. [Acesso em 24 Abril 2019].
- [2] “<https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>,” Associação Portuguesa de Energias Renováveis , 2019. [Online]. [Acesso em 24 Abril 2019].
- [3] D. Séra, *Real-time Modelling, Diagnostics and Optimised MPPT*, Aalborg: Aalborg University Institute of Energy Technology, 2009.
- [4] “<http://www.lsi.usp.br/~eletroni/milton/depl.htm>,” Laboratório de Sistemas Integráveis Universidade de São Paulo. [Online]. [Acesso em Maio 2019].
- [5] J. Peroza e G. A. Rampinelli, “Análise de desempenho e atuação de diodos de bypass em um módulo fotovoltaico comercial,” em *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*, Gramado, 2018.
- [6] E. Díaz-Dorado , A. Suárez-García e C. Carrillo, “Influence of the shadows in photovoltaic systems with different configurations of bypass diodes,” em *SPEEDAM 2010 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, Pisa, 2010.
- [7] W. Shockley, “The theory of p-n junctions in semiconductors and p-n junction,” *Bell Labs Technical Journal*, vol. 28, nº 3, p. 435–489, 1949.
- [8] M. Suthar, G. Singh e R. Saini, “Comparison of Mathematical Models of Photovoltaic (PV) Module and effect of various Parameters on its Performance,” em *2013 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability*, Nagercoil, India, 2013.
- [9] B. K. Dey, I. Khan, N. Mandal e A. Bhattacharjee, “Mathematical Modelling and Characteristic Analysis of Solar PV Cell,” em *2016 IEEE 7th Annual Information Technology, Electronics and Mobile Communication Conference (IEMCON)*, Vancouver, 2016.
- [10] L. D. Partain, *Solar cells and their applications*, vol. 5, Fuel and Energy Abstracts, 1995, p. 349.
- [11] D. Sera, R. Teodorescu e P. Rodriguez, “Photovoltaic Module Diagnostics by Series Resistance Monitoring and Temperature and Rated Power Estimation,” *34th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics*, nº 34, pp. 2195-2199, 2008.
- [12] Y. Chaibia, M. Salhia, A. El-jounib e A. Essadkic, “A new method to extract the equivalent circuit parameters of a photovoltaic panel,” *International Solar Energy Society*, vol. 163, pp. 376-386, 2018.

- [13] G. Kunz e A. Wagner, “Internal Series Resistance Determined Of Only One IV-Curve Under Illumination,” em *19th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Paris, 2004.
- [14] W. Xiao, W. G. Dunford e A. Capel, “A novel modeling method for photovoltaic cells,” *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual, IEEE*, vol. 3, p. 1950–1956, 2004.
- [15] G. Walker et al, “Evaluating mppt converter topologies using a matlab pv model,” *Journal of Electrical & Electronics Engineering, Australia*, vol. 21, n° 1, p. 49, 2001.
- [16] M. Chegaar, Z. Ouennoughi e A. Hoffmann, “A new method for evaluating illuminated solar cell parameters,” *Solid-state electronics*, vol. 45, n° 2, p. 293–296, 2001.
- [17] A. Wagner, *Photovoltaik engineering: Die methode der effektiven solarzellen-kennlinie*, Springer-Verlag, 2013.
- [18] U. Eicker, *Solar Technologies for Buildings*, John Wiley & Sons, 2006.
- [19] D. Sera, R. Teodorescu e P. Rodriguez, “Pv panel model based on datasheet values,” *Industrial Electronics, 2007. ISIE 2007. IEEE International Symposium on*, p. 2392–2396, 2007.
- [20] J. Accarino, G. Petrone, C. Ramos-Paja e G. Spagnu, “Symbolic algebra for the calculation of the series and parallel resistances in pv module model,” *Clean Electrical Power (ICCEP), 2013 International Conference on, IEEE*, pp. 62-66, 2013.
- [21] E. W. Weisstein, Lambert w-function, 2002.
- [22] D. Sera e R. Teodorescu, “Robust series resistance estimation for diagnostics of photovoltaic modules,” *Industrial Electronics, 2009. IECON'09. 35th Annual Conference of IEEE*, p. 800–805, 2009.
- [23] W. Beckman, S. Klein e W. De Soto, “Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance,” *Solar energy*, vol. 80, n° 1, p. 78–88, 2006.
- [24] C.-H. Chang, J.-J. Zhu e H.-L. Tsai, “Model-based performance diagnosis for pv systems,” *SICE Annual Conference 2010, Proceedings of, IEEE*, pp. 2139-2145, 2010.
- [25] M. G. Villalva, J. R. Gazoli e E. Ruppert Filho, “Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays,” *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 24, n° 5, p. 1198–1208, 2009.
- [26] D. K. Schroder, *Semiconductor material and device characterization*, John Wiley & Sons, 2006.
- [27] A. Virtuani, E. Lotter e M. Powalla, “Performance of cu (in, ga) se 2 solar cells under low irradiance,” *Thin Solid Films*, vol. 431, p. 443–447, 2003.

- [28] J. Bai, S. Liu, Y. Hao, Z. Zhang, M. Jiang e Y. Zh, “Development of a new compound method to extract the five parameters of pv modules,” *Energy Conversion and Management*, vol. 79, p. 294–303, 2014.
- [29] S. Sarikh, M. Raoufi, A. Bennouna, A. Benlarabi e B. Ikken, “Fault Diagnosis in a Photovoltaic system through I-V Characteristics Analysis,” em *The 9th International Renewable Energy Congress (IREC 2018)*, Hammamet, Tunisia, 2018.
- [30] A. Mellita, G. Tinac e S. Kalogiroud, “Fault detection and diagnosis methods for photovoltaic systems: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews 91 (2018)*, pp. 1-17, 2018.
- [31] J. del Cueto, “Method for analyzing series resistance and diode quality factors from field data of photovoltaic modules,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 55, pp. 291-297, 1998.
- [32] D. S. H. Chan, “Analytical Methods for the Extraction of Solar-Cell,” *IEEE Transactions on Electron Devices*, vol. 2, n° 34, pp. 286-293, 1987.
- [33] D. Bastidas-Rodríguez, E. Franco, G. Petrone, C. A. Ramos-Paja e G. Spagnuolo, “Model-Based Degradation Analysis of Photovoltaic Modules Through Series Resistance Estimation,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, n° 11, pp. 7256-7265, 2015.
- [34] C. Honsberg e S. Bowden, “<https://www.pveducation.org/>,” 2019. [Online]. [Acesso em Maio 2019].
- [35] J. Morais, *Sistemas fotovoltaicos da teoria a prática*, Porto: Publinústria, 2009.
- [36] F. Albuquerque, *Avaliação de Diferentes Métodos para Estimação da Resistência Série de Módulos Fotovoltaicos*, Bragança, 2017.
- [37] J. Carneiro, *Módulos Fotovoltaicos Características e Associações*, Universidade do Minho, 2010.
- [38] Solmetric, *Guide To Interpreting I-V Curve Measurements of PV Arrays*, Solmetric PVA-600 PV Analyzer, 2011.
- [39] J. T. Pinho e M. A. Galdino, *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*, CRESESB, 2014.
- [40] PVE Photovoltaik Engineering, *Peak Power Measuring Device and Curve Tracer for Photovoltaic Modules, PVPM-1000C*, Iserlohn: PV-Engineering GmbH, 2013.
- [41] Instituto Politécnico de Bragança, “Ver Campus IPB,” 2007. [Online]. Available: http://vercampus.ipb.pt/portal/page?_pageid=495,291936&_dad=portal&_schema=PORTAL.
- [42] W. Min, Z. Xiaoli, L. Xiaoqin, D. Zhengang e Y. Jun, “Design of MPPT algorithm under partial shadows,” em *2011 International Conference on Electric Information and Control Engineering*, Wuhan, 2011.

- [43] J. Gosumbonggot, N. Duy-Dinh e G. Fujita, “Short-ranged Maximum Power Point Tracking Algorithm for Series Connected Photovoltaics in Partial Shading Situation,” em *2018 12th South East Asian Technical University Consortium (SEATUC)*, Yogyakarta, 2018.
- [44] Y. Sun, Z. Lou, Z. Xi, Z. Bao, X. Li e W. Yan, “Composite MPPT Control Algorithm with Partial Shading on PV arrays,” em *2018 IEEE 4th Information Technology and Mechatronics Engineering Conference (ITOEC 2018)*, Hangzhou, 2018.
- [45] J. Gosumbonggot e G. Fujita, “Partial Shading Detection and Global Maximum Power Point Tracking Algorithm for Photovoltaic with the Variation of Irradiation and Temperature,” *Energies*, vol. 12, nº 202, 2019.
- [46] C. Bendel e A. Wagner, “Photovoltaic measurement relevant to the energy yield,” *Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of 3rd World Conference*, vol. 3, p. 2227–2230, 2003.
- [47] “Low-cost iv tracer for photovoltaic modules and strings,” *Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM), 2014 International Symposium on, IEEE*, p. 971–976, 2014.
- [48] E. Duran, M. Piliouline, M. Sidrach-de-Cardona, J. Galan e J. Andujar, “Different methods to obtain the I - V curve of PV modules: a review,” em *2008 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, San Diego, 2008.
- [49] S. Sarikh, M. Raoufi, A. Bennouna, A. Benlarabi e B. Ikken, “Design of an I-V Characteristic Tracer For Photovoltaic Systems,” em *International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC'2017)*, Tânger, 2017.