

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE MINAS GERAIS
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

Denio Alves Cassini

**ESTUDO DA QUALIDADE, DURABILIDADE E CONFIABILIDADE DE
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EM DIFERENTES ZONAS CLIMÁTICAS**

Belo Horizonte
2025

Denio Alves Cassini

**ESTUDO DA QUALIDADE, DURABILIDADE E CONFIABILIDADE DE
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EM DIFERENTES ZONAS CLIMÁTICAS**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do título de Doutor em Engenharia Mecânica.

Orientadora: Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz

Belo Horizonte

2025

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Biblioteca da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais

C345e Cassini, Denio Alves
Estudo da qualidade, durabilidade e confiabilidade de módulos fotovoltaicos em diferentes zonas climáticas / Denio Alves Cassini. Belo Horizonte, 2025.
165 f. : il.

Orientadora: Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz
Tese (Doutorado) - Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

1. Células fotovoltaicas - Deterioração. 2. Células solares - Deterioração. 3. Durabilidade (Engenharia). 4. Confiabilidade (Engenharia). 5. Controle de qualidade. 6. Classificação climática - Minas gerais. 7. Sistema de energia fotovoltaica. 8. Geração de energia fotovoltaica. I. Diniz, Antônia Sônia Alves Cardoso. II. Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. III. Título.

SIB PUC MINAS

CDU: 620.91(815.1)

Ficha catalográfica elaborada por Daniela Luzia da Silva Gomes - CRB 6/2505

Denio Alves Cassini

**ESTUDO DA QUALIDADE, DURABILIDADE E CONFIABILIDADE DE
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EM DIFERENTES ZONAS CLIMÁTICAS**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do título de Doutor em Engenharia Mecânica.

Prof.^a Dr.^a Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz – PUC Minas - Orientadora

Prof.^a Dr.^a Vanessa de Freitas Cunha Lins – UFMG

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho – UFC

Dr.^a Suellen Caroline Silva Costa – Matrix Energia

Dr. Lawrence Lee Kazmenski - University of Colorado-Boulder, CO, USA

Prof.^a Dr.^a Cristiana Brasil Maia - PUC MINAS/ PPGEM

Belo Horizonte, 25 de abril de 2025

AGRADECIMENTOS

A todos que contribuíram para a realização deste trabalho, em especial à Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), à Associação Estadual de Desenvolvimento Ambiental e Social (AEDAS), através do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - PROP&D da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica (PPGEM) e ao Grupo de Estudos em Energia (GREEN Solar) da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG), deixo aqui expressos os meus sinceros agradecimentos.

Aos meus filhos, Clara e Bruno, pelo carinho e amor imensuráveis, por sempre me incentivarem e pela certeza de que "...o destino é agente quem faz!".

À Cristina, minha querida e amada esposa e companheira, pelo apoio incondicional, pela companhia e pelo carinho, com a convicção de que "...nada acontece por obra do acaso...!".

Aos meus familiares, que sempre torceram por mim, em especial, à memória dos meus pais.

À professora e orientadora, Dr.^a Antônia Sônia, pela confiança, pela oportunidade e pelos conselhos valiosos, que foram imprescindíveis nesta jornada. Ao professor Lawrence Lee Kazmerski, pelos conselhos que foram importantes para o meu crescimento profissional.

Aos amigos, em especial, Alexandre Heringer, Fabiana Borges, Márcio Eli, Bruno Verly, Sérgio Santana, Luís Henrique Shikasho, Davidson Andreoni e Geraldo Gusmão, pela confiança e apoio e em mim depositados.

A toda a equipe do GREEN Solar PUC Minas, em especial, Vinícius Camatta e Daniel Sena, pelo apoio e colaboração, que me fizeram capaz de chegar até aqui.

Agradeço também ao Sr. Francisco da Fazenda Brasil, em Cristalina- GO, ao José Carlos Tormim, da MTEC Engenharia, ao Oberdan Savaris e Leandro Misael de Souza, da Mil Engenharia, pelo apoio recebido durante este período.

A todos que, de alguma forma, contribuíram para esta etapa da minha vida, meu eterno agradecimento.

RESUMO

O diagnóstico da qualidade do módulo fotovoltaico precoce é fundamental para implementar procedimentos que evitem potenciais problemas de desempenho a longo prazo ou até mesmo falhas catastróficas. Normalmente, a prática para determinar a taxa de degradação de módulos fotovoltaicos em operação consiste na comparação dos parâmetros elétricos medidos neste dispositivo com os dados fornecidos no manual do fabricante. No entanto, sabe-se que o comportamento de módulos fotovoltaicos do mesmo modelo pode variar entre séries de fabricação e até mesmo dentro de uma mesma série (com ênfase no descasamento). O uso de dados fornecidos pelos manuais do fabricante, isoladamente, pode levar a interpretações errôneas significativas das taxas de degradação. O objetivo e inovação deste trabalho é desenvolver, interpretar e discutir a metodologia para identificar e determinar com precisão as taxas de degradação e o desempenho de sistemas fotovoltaicos em solo e em flutuadores. Isso inclui a avaliação dos mecanismos específicos de degradação de módulos fotovoltaicos que operam em diferentes condições de zonas climáticas. Locais específicos de usinas fotovoltaicas em operação foram selecionados para atender às diferentes condições climáticas necessárias para quantificar problemas de durabilidade e confiabilidade que podem estar associados a esses distintos fatores meteorológicos. A metodologia rigorosa inclui inspeções visuais usando procedimentos padronizados, imagens termográficas (infravermelho), mapeamento de eletroluminescência (EL) e parâmetros elétricos (características I-V e P-V), bem como determinações de resistências série - R_s e paralela - R_{sh} . Os indicadores Índice de Desempenho Energético (*Energy Performance Index - EPI*) e Taxa de Desempenho (*Performance Ratio - PR*), denominados Indicadores Chave de Desempenho (*Key Performance Indicators - KPIs*), foram comparados e usados para estabelecer o status operacional e a qualidade desses sistemas. Os indicadores PR e EPI foram apurados em duas UFVs com sistemas instalados em solo sendo uma com sistema de estruturas fixas e a outra com seguidores. Para os módulos fabricados até o ano 2000, os principais modos de degradação identificados para eles foram delaminação e descoloração do encapsulante, para os módulos com células solares de silício monocristalino e multicristalino, enquanto para os módulos de filmes finos foram delaminação da camada antirreflexo e corrosão das grades metálicas. As taxas de degradação média identificadas para as tecnologias de silício foram de 7,71%a.a. para monocristalino e 2,41%a.a. para multicristalino. Já para as tecnologias em filmes finos, as taxas de degradação médias foram de 5,49%a.a. para amorfo e 4,53%a.a. para o telureto de cádmio. Para os módulos fotovoltaicos fabricados após 2020, instalados nas usinas solares fotovoltaicas em solo e em flutuadores, foi

analisado a qualidade, durabilidade e confiabilidade dos mesmos, tendo sido identificadas perdas devido aos modos de degradação LID, LeTid e PID-*shunt*. Estes são correlacionados com as condições climáticas e, em alguns casos, com os componentes do sistema (por exemplo, tipos de inversores). Os resultados fornecem comparações dos modos de degradação entre sistemas fotovoltaicos flutuantes e fixos em solo. As taxas de degradação média identificadas para as tecnologias de Si monocristalino instalados em flutuadores foi de 6,86%a.a. e de 1,88%a.a. Já para as instalações nas estruturas em solo, foi de 1,29%a.a. e 1,19%a.a. Na avaliação dos índices de desempenho para a UFV de sistemas fixos, o PR medido foi de 77,00% e o esperado de 86,00%, enquanto para a UFV com seguidores, o PR medido foi de 92,00% e o esperado de 81,00%. Os valores de EPI foram de 96,3% para a UFV com estrutura fixa e de 97,60% para a UFV com seguidores. Os desvios observados no EPI foram de 1,75% para a UFV em Lontra e de -0,77% para a UFV em Corinto. O impacto deste estudo inclui a melhoria da identificação dos mecanismos de degradação, o desenvolvimento de processos de detecção precoce de problemas, o desenvolvimento e aprimoramento de métodos de análises de desempenho, além de informações importantes para os desenvolvedores e operadores das usinas sobre essas questões relevantes.

Palavras-chave: Qualidade. Confiabilidade. Degradação. KPIs. Módulos Fotovoltaicos. Indicadores de qualidade. EPI. PR. Condições Climáticas.

ABSTRACT

Early diagnosis of photovoltaic module quality is essential for implementing procedures that prevent potential long-term performance issues or even catastrophic failures. Typically, the practice to determine the degradation rate of photovoltaic modules in operation consists of comparing the electrical parameters measured in the device with the data provided in the manufacturer's manual. However, it is known that the behavior of photovoltaic modules of the same model can vary between manufacturing batches and even within the same batch (with an emphasis on mismatch). The use of data provided solely by manufacturers' manuals can lead to significant misinterpretations of degradation rates. The objective and innovation of this study is to develop, interpret, and discuss a methodology to accurately identify and determine degradation rates and the performance of photovoltaic systems installed on land and on floating platforms. This includes assessing specific degradation mechanisms in photovoltaic modules operating under different climatic zone conditions. Specific operating photovoltaic plant locations were selected to match the various climate conditions needed to quantify durability and reliability issues that may be associated with these different weather factors. The rigorous methodology includes visual inspections using standardized procedures, thermographic (infrared) imaging, electroluminescence (EL) mapping, and electrical parameter measurements (I-V and P-V characteristics), as well as determinations of series (R_s) and shunt (R_{sh}) resistances. The indicators Energy Performance Index (EPI) and Performance Ratio (PR), referred to as Key Performance Indicators (KPIs), were compared and used to establish the operational status and quality of these systems. PR and EPI indicators were evaluated at two PV plants with systems installed on land—one with fixed-structure systems and the other with tracking systems. For modules manufactured up to the year 2000, the main degradation modes identified were delamination and encapsulant discoloration for monocrystalline and multicrystalline silicon solar cells, while for thin-film modules, delamination of the anti-reflective coating and corrosion of metal grids were predominant. The average degradation rates identified for silicon technologies were 7.71% per year for monocrystalline and 2.41% per year for multicrystalline modules. For thin-film technologies, the average degradation rates were 5.49% per year for amorphous silicon and 4.53% per year for cadmium telluride. For photovoltaic modules manufactured after 2020, installed in ground-mounted and floating solar power plants, quality, durability, and reliability were analyzed. Degradation losses were identified due to LID, LeTID, and PID-shunt modes. These are correlated with climatic conditions and, in some cases, with system components (e.g., inverter types). The results

provide comparisons of degradation modes between floating and ground-mounted photovoltaic systems. The average degradation rates identified for monocrystalline Si technologies installed on floating platforms were 6.86% per year and 1.88% per year. For ground-mounted installations, they were 1.29% per year and 1.19% per year, respectively. In the performance index evaluation for the fixed-structure PV plant, the measured PR was 77.00% and the expected PR was 86.00%, while for the tracking system PV plant, the measured PR was 92.00% and the expected PR was 81.00%. EPI values were 96.3% for the fixed-structure PV plant and 97.60% for the plant with trackers. The observed EPI deviations were 1.75% for the PV plant in Lontra and -0.77% for the one in Corinto. The impact of this study includes improvements in identifying degradation mechanisms, development of early fault detection processes, enhancement of performance analysis methods, and the provision of critical information for plant developers and operators regarding these key issues.

Keywords: Quality. Reliability. Degradation. KPIs. Photovoltaic Modules. Quality Indicators. EPI. PR. Climatic Conditions.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Espessuras relativas de diferentes materiais em células solares	26
Figura 2 – Estrutura física de uma célula solar convencional de homojunção de silício	26
Figura 3 - Características físicas de células solares de silício cristalino	27
Figura 4 – Célula fotovoltaica de Si-amorfo de junção tripla	30
Figura 5 – Célula solar fotovoltaica de CdTe de heterojunção.....	31
Figura 6 – Comparação entre a composição de um módulo fotovoltaico cristalino e filme fino	31
Figura 7 – Atuais módulos fotovoltaicos mais eficientes.....	33
Figura 8 - UFV em solo e exemplo de esquema básico dos arranjos elétricos	36
Figura 9 - Arranjos solares fotovoltaicos instalados em estrutura do tipo seguidor.....	36
Figura 10 - Gerador fotovoltaico em flutuadores exemplo de esquema básico dos arranjos elétricos.....	37
Figura 11 - Aspectos intrínsecos que possibilitam a avaliação de módulos fotovoltaicos	38
Figura 12 - Fases da vida útil hipotética de módulo fotovoltaico em função do tempo.....	44
Figura 13 - Perdas em função da confiabilidade e durabilidade de sistemas solares fotovoltaicos em função do tempo	46
Figura 14 - Degradações típicas: delaminação e corrosão das interconexões das células solares	46
Figura 15 - Fluxograma do envelhecimento de módulos por meio de descoloração	50
Figura 16 - Relação entre temperatura e taxa de degradação para módulos fotovoltaicos de silício multicristalino e filme fino	51
Figura 17 – Módulo fotovoltaico nº1 mono-Si - termografia e curvas I-V e P-V	53
Figura 18 - Módulo fotovoltaico nº2 mono-Si - termografia e curvas I-V e P-V	54
Figura 19 - Curva de irradiância espectral da radiação solar terrestre	66
Figura 20 - Circuito elétrico equivalente do modelo de um diodo.....	67
Figura 21 – Espectro de absorção para células solares.....	74
Figura 22 - Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico.....	75
Figura 23 - Coeficiente térmico para diferentes tecnologias fotovoltaicas	77
Figura 24 - Influência da resistência série (R_s) e paralela (R_{sh}) na curva I-V de um módulo fotovoltaico.....	79
Figura 25 - Bancadas para realização de ensaios em módulos fotovoltaicos.....	86
Figura 26 - Módulo em ensaios de resistência de isolamento – R_{ISO} (+/-).....	87

Figura 27 - Módulo em ensaios de eletroluminescência – EL	88
Figura 28 - Módulos em filme finos selecionados para ensaios elétricos e térmicos.....	89
Figura 29 - Módulos fotovoltaicos em ensaios termográficos – IR	92
Figura 30 - Classificação climática de Köppen-Geiger para o Estado Minas Gerais.....	100
Figura 31 - Classificação climática de Köppen-Geiger para o Estado de Goiás.....	101
Figura 32 - Arranjos fotovoltaicos da implantados na UFV em Corinto.....	102
Figura 33 - Arranjos fotovoltaicos da implantados na UFV em Lontra	104
Figura 34 - Detalhes dos flutuadores utilizados na UFVf em Cristalina.....	105
Figura 35 - Detalhes do arranjo fotovoltaico da UFVf em Cristalina	106
Figura 36 - Conjunto de flutuadores da UFVf em Grão Mogol com os módulos fotovoltaicos	107
Figura 37 - Vista do gerador fotovoltaico da UFVf em Grão Mogol	108
Figura 38 - Sistema auxiliar de aquisição de dados referente à temperatura de operação	109
Figura 39 - Módulo fotovoltaico 1- m.Si SP70 Wp resultados dos ensaios: IR, EL, I-V e P-V	111
Figura 40 - Módulo fotovoltaico 2 - m.Si SL50 resultados dos ensaios: IR, EL, I-V e P-V..	111
Figura 41 - Módulo fotovoltaico 3 - KC50 resultados dos ensaios: IR, EL, I-V e P-V	112
Figura 42 - Módulo fotovoltaico nº4 em de CdTe 110 Wp e curvas I-V e P-V	114
Figura 43 - Modos de degradação em módulo fotovoltaico nº 5 de CdTe 32 Wp e respectivas curvas I-V e P-V	115
Figura 44 - Módulo fotovoltaico nº 6 a-Si de 64 Wp, termografia e curvas I-V e P-V	116
Figura 45 – Módulo fotovoltaico nº 7 a-Si de 32 Wp, termografia e curvas I-V e P-V.....	116
Figura 46 - Módulo fotovoltaico nº 8 a-Si de 22 Wp, termografia e curvas I-V e P-V	117
Figura 47 - Módulo fotovoltaico – termografia, eletroluminescência e curva – I-V.....	121
Figura 48 – Módulo fotovoltaico sob ensaios elétricos para avaliação da LID	122
Figura 49 - Detalhe da termografia aérea - UFV em Corinto.....	128
Figura 50 - Detalhe em termografia aérea - UFV em Lontra	129
Figura 51 - Detalhe da termografia manual - UFV em Lontra.....	129
Figura 52 - Detalhe de termografia aérea em módulos fotovoltaicos - UFV em Lontra.....	130
Figura 53 - Imagens com detalhes de módulos fotovoltaico - UFV em Lontra	131
Figura 54 - Imagens com detalhes de módulos fotovoltaicos - UFV em Lontra.....	131
Figura 55 - Detalhe da termografia aérea do gerador solar fotovoltaico da UFVf em Grão Mogol	132
Figura 56 - Detalhe termografia em módulo fotovoltaico – UFVf em Grão Mogol.....	133

Figura 57 - Detalhe termografia em módulo fotovoltaico – UFVf em Grão Mogol.....	134
Figura 58 – Localização dos sensores de temperatura na UFVf em Grão Mogol.....	134
Figura 59 - Módulo fotovoltaico 01 - pontos quentes e falência do diodo de desvio	136
Figura 60 - Módulo fotovoltaico 02 - presença de pontos quentes	136

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Potência global acumulada de sistemas fotovoltaicos	19
Gráfico 2 – Resultados de ensaios de LID em laboratório certificador RTEC 2023.....	34
Gráfico 3 - Curvas T_c e T_{amb} da UFV em Corinto	103
Gráfico 4 - Curvas T_c e T_{amb} da UFV em Lontra.....	104
Gráfico 5 - Curvas T_c e T_{amb} da UFVf em Grão Mogol	109
Gráfico 6 – Temperaturas de Operação Média Mensal entre 06:00 e 18:00 nas UFVs em Lontra, em Corinto e UFVf em Grão Mogol	127
Gráfico 7 – Temperaturas Média Mensal de Operação entre 11:00 e 14:00 nas UFVs em Lontra, em Corinto e UFVf em Grão Mogol	127
Gráfico 8 – T_c em módulo fotovoltaico na UFVf em Grão Mogol	135
Gráfico 9 - Valores do indicador EPI durante o ano de 2023 em UFVs.....	138
Gráfico 10 - EPI-medido e simulado para a UFV em Lontra durante o ano de 2023	139
Gráfico 11 - EPI Medido e Simulado para a UFV em Corinto em 2023.....	140
Gráfico 12 - Valores medidos para o indicador PR durante o ano de 2023 nas UFVs em solo	141
Gráfico 13 - Valores medidos e simulados do indicador PR para a UFV em Lontra	142
Gráfico 14 - Valores apurados e simulados e do indicador PR para a UFV em Corinto.....	142

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Modos de falhas típicos, seus efeitos e mecanismos em módulos fotovoltaicos	41
Tabela 2 – Resumo dos modos e taxas de degradação para diferentes tecnologias fotovoltaicas instalados em diferentes zonas climáticas do Brasil.....	52
Tabela 3 - Valores relativos entre I_{SC} e V_{OC} medidos e os respectivos valores esperados	95
Tabela 4 – Relação de equipamentos e suas incertezas	96
Tabela 5 - Localização e características das UFVs avaliadas.....	101
Tabela 6 - Parâmetros elétricos e térmicos de módulos fotovoltaicos de Silício multicristalino	112
Tabela 7 - Parâmetros elétricos e térmicos obtidos em ensaios e as correspondentes taxas de degradação em módulos fotovoltaicos em Filmes Finos.....	118
Tabela 8 – Taxas de degradação média anual em módulos fotovoltaicos por tecnologia	119
Tabela 9 - Dados elétricos e térmicos de módulos fotovoltaicos da UFVf em Grão Mogol..	120
Tabela 10 – Resultados da degradação induzida pela luz – LID em módulos fotovoltaicos .	122
Tabela 11 - Avaliação da degradação potência nominal – DPN.....	125
Tabela 12 - Resultados dos ensaios em módulos fotovoltaicos substituídos.....	137

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
B-O	Boro-oxigênio
BOS	<i>Balance of System</i> - Sistema de Balanço Operacional
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CIGS	<i>Copper Indium Gallium Selenide</i> - Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio
CIS	<i>Copper Indium Selenide</i> - Disseleneto de Cobre e Índio
CPTEC	Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos
DPN	Degradação da Potência Nominal
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPI	<i>Energy Performance Index</i> - Índice de Desempenho Energético
EVA	Etileno-Acetato de Vinila
FDI	Fator de Dimensionamento de Inversores
FF	Fator de Forma
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GIZ	<i>Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit</i> - Agência Alemã de Cooperação Internacional
HJT	Heterojunção
IEA	Agência Internacional de Energia
IITB	<i>Indian Institute of Technology Bombay</i>
IPUC	Instituto Politécnico da Universidade Católica
ITRPV	<i>International Technology Roadmap for Photovoltaic</i>
KPIs	<i>Key Performance Indicators</i> - Indicadores Chave de Desempenho
LID	Degradação Induzida pela Luz
LETID	Degradação Induzida pela Temperatura Elevada e Pela Luz
NCPRE	<i>National Centre for Photovoltaic Research and Education</i>
NISE	<i>National Institute of Solar Energy</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
OPV	Fotovoltaico Orgânico
PERC	<i>Passivated Emitter and Rear Contact</i>

PERT	<i>Passivated Emitter And Rear Totally Diffused</i>
PID	<i>Potential-Induced Degradation</i> – Degradação por Potencial Induzido
PID- <i>shunt</i>	<i>Potential-Induced Degradation of Shunting Type</i> - Degradação da Resistência Paralela Induzida pelo Potencial
PNE	Plano Nacional Energético
PR	<i>Performance Ratio</i> – Taxa de Desempenho
RETC	<i>Renewable Energy Test Center</i>
SFVf	Sistema Solar Fotovoltaico em Flutuadores
STC	<i>Standard Test Conditions</i> - Condições de Teste Padrão
TCO	Óxido Condutor Transparente
UFV	Usina Fotovoltaica
UFVf	Usina Fotovoltaica em Flutuadores
UG	Unidade de Geração
VANT	Veículo Aéreo Não Tripulado

LISTA DE SÍMBOLOS

°C	Grau Celsius
W/m ²	Watt por metro quadrado
%	Porcentagem
%/hora	Porcento por hora
a-Si	Silício amorfo
a-Si:H	Silício amorfo hidrogenado
As	Clima tropical úmido
Aw	Clima tropical seco
CdTe	Telureto de cádmio
Cfa	Clima subtropical úmido
Cfb	Clima temperado oceânico
I _{sc}	Corrente de curto-circuito
m-Si	Silício monocristalino
p-Si	Silício multicristalino
P _{max}	Potência máxima
R _s	Resistência série
R _{sh}	Resistência paralela ou <i>shunt</i>
Si	Silício
T _{amb}	Temperatura ambiente
T _c	Temperatura de operação da célula fotovoltaica
T _{max}	Temperatura máxima
T _{med}	Temperatura média
V	Volts
V _{oc}	Tensão de circuito aberto

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	19
1.1. Objetivos.....	21
1.2. Justificativa	22
1.3. Descrição dos capítulos	23
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	25
2.1. Células solares.....	25
2.1.1. <i>Células solares de silício cristalino</i>	26
2.1.2. <i>Células solares de filme finos</i>	29
2.2. Módulos fotovoltaicos.....	31
2.3. Usinas solares fotovoltaicas	35
2.4. Qualidade e confiabilidade	37
2.4.1. <i>Degradação de módulos fotovoltaicos</i>	44
2.4.2. <i>A degradação da potência nominal – DPN</i>	57
2.4.3. <i>Indicadores de qualidade em usinas solares fotovoltaicas</i>	58
2.4.4. <i>Influência da sujidade no desempenho de módulos fotovoltaicos</i>	60
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	64
3.1. Radiação solar.....	64
3.2. Espectro da radiação solar.....	66
3.3. Parâmetros elétricos de um módulo fotovoltaico.....	66
3.4. Relação da corrente-tensão (I-V) em um módulo fotovoltaico.....	72
3.4.1. <i>Circuito equivalente de uma célula solar</i>	72
3.4.2. <i>Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico</i>	74
3.4.3. <i>Influência da temperatura e da irradiância solar no desempenho do fotovoltaico</i>	76
3.4.4. <i>Modelo de correção da corrente de curto circuito para condições de sujidade dos módulos fotovoltaicos</i>	77
3.4.5. <i>Modos de degradação</i>	79
3.5. Indicadores do desempenho energético de sistemas fotovoltaicos	80
3.6. Cálculo de incerteza para as medições de um determinado ensaio	81
4. MATERIAIS E MÉTODOS	85
4.1. Estudo da degradação de módulos fotovoltaicos em silício multicristalino e filmes finos em laboratório	85

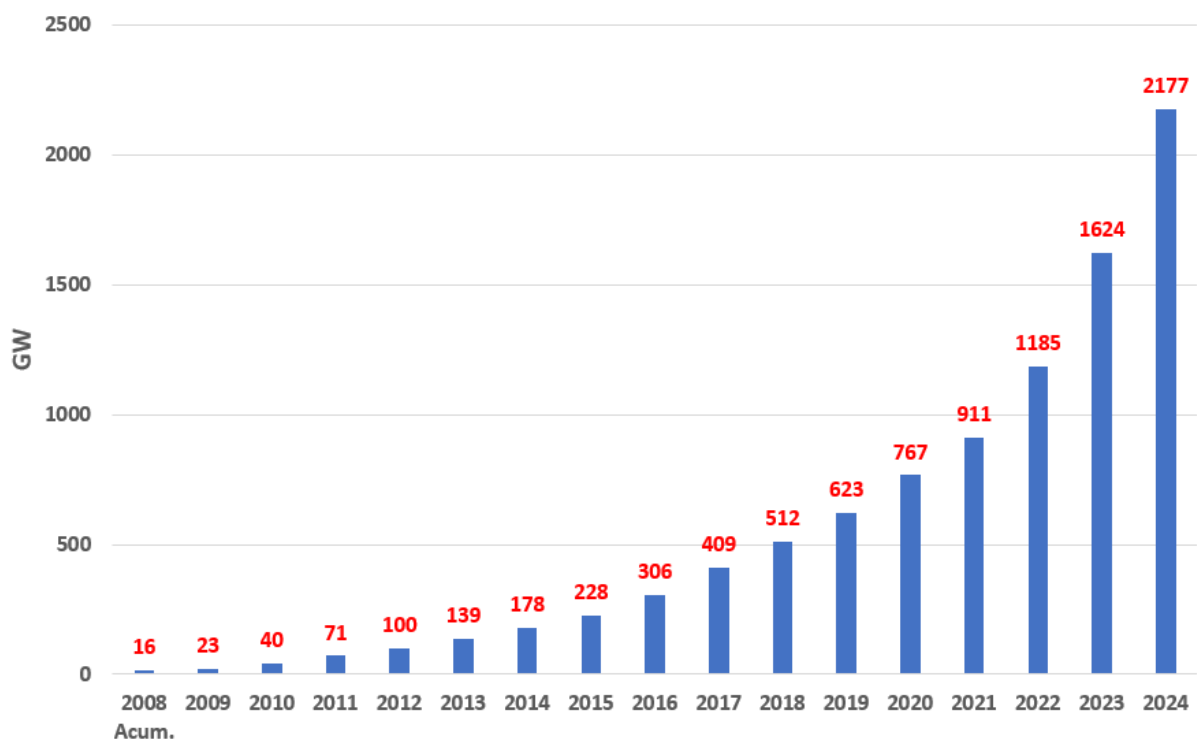
4.2.	Inspeção de módulos fotovoltaicos	86
4.3.	Medições elétricas, térmicas e de eletroluminescência.....	87
4.4.	Estudo da confiabilidade de módulos fotovoltaicos em usinas solares	90
4.4.1.	<i>Estudo da Degradação Induzida pela Luz – LID</i>	90
4.5.	Estudo da confiabilidade dos parâmetros elétricos - Comissionamento usinas solares	94
4.5.1.	<i>Estudo da qualidade de módulos fotovoltaicos em usinas solares</i>	97
4.6.	Indicadores de qualidade EPI e PR em usinas fotovoltaicas com módulos fotovoltaicos instaladas em solo.....	98
4.6.1.	<i>Taxa de Desempenho - PR</i>	98
4.6.2.	<i>Índice de Desempenho Energético - EPI</i>	99
4.7.	Estudo da confiabilidade de módulos fotovoltaicos em usinas solares fotovoltaicas.....	100
4.7.1.	<i>Usinas solares fotovoltaicas em solo</i>	102
4.7.2.	<i>Usinas solares fotovoltaicas em flutuadores - UFVf</i>	105
5.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	110
5.1.	Degradação em módulos fotovoltaicos de silício cristalino e de filmes fino fabricados antes do ano 2000.....	110
5.1.1.	<i>Análise dos modos de degradação em módulos fotovoltaicos com células solares de silício cristalino</i>	110
5.1.2.	<i>Resultados dos ensaios elétricos e térmicos realizados em módulos fotovoltaicos de filme finos</i>	114
5.2.	Estudo da qualidade em módulos fotovoltaicos de silício cristalino das usinas solares fotovoltaicas em solo (UFV) e em flutuadores (UFVf)	120
5.3.	Avaliação da confiabilidade e durabilidade dos módulos fotovoltaicos em UFV em solo e UFVf em flutuadores	121
5.3.1.	<i>Avaliação da degradação induzida pela luz – LID</i>	121
5.3.2.	<i>Avaliação da degradação induzida por luz e temperatura elevada - LeTID</i>	123
5.3.3.	<i>Avaliação da degradação por potencial induzido - PID</i>	124
5.3.4.	<i>Avaliação da degradação da resistência paralela induzida pelo potencial - PID-shunt</i>	124
5.3.5.	<i>Avaliação da degradação da potência nominal - DPN</i>	125
5.3.6.	<i>Ensaio Termográficos na UFV em Corinto</i>	128
5.3.7.	<i>Ensaio Termográficos na UFV em Lontra</i>	129

5.3.8.	<i>Ensaio Termográfico na UFVf em Grão Mogol</i>	131
5.4.	Estudo do Desempenho Energético (EPI) de Usinas Solares Fotovoltaicas em Solo	137
5.5.	Estudo da Taxa de Desempenho (PR) de Usinas Solares Fotovoltaicas em Solo	140
6.	CONCLUSÕES.....	144
	REFERÊNCIAS	146
	ANEXO I.....	162

1. INTRODUÇÃO

A capacidade instalada de energia solar fotovoltaica global acumulada alcançou, em 2024, 2177 GW de potência instalada (IEA, 2024), com a Ásia e o Pacífico respondendo por 62%, com destaque para a China, que acumulou 1002 GW. Já o Brasil acumulou 52,1 GW de capacidade instalada. O Gráfico 1 mostra a evolução da capacidade instalada global acumulada de sistemas fotovoltaicos no mundo até 2024.

Gráfico 1- Potência global acumulada de sistemas fotovoltaicos



Fonte: Adaptado de IEA-Global Energy (2025).

O aumento da potência instalada acumulada de sistemas fotovoltaicos pode ser justificado como consequência do aprimoramento das tecnologias, associado à redução dos custos de equipamentos, materiais e serviços, além de políticas públicas que visam reduzir impactos ambientais e as emissões de gases de efeito estufa. Além disso, há um incentivo para a geração distribuída, baseada em fontes renováveis, tornando essa tecnologia de geração de energia elétrica cada vez mais atrativa quando comparada com tecnologias tradicionais com fontes oriundas de combustíveis fósseis.

A expansão do mercado de energia solar fotovoltaica ocorreu principalmente na modalidade de sistemas conectados à rede elétrica, podendo ser em usinas centralizadas ou na

modalidade de geração distribuída, entretanto dependendo da localização dos mesmos, podem ser na categoria isolados ou híbridos com mini redes (ABSOLAR, 2024). A maioria das usinas solares fotovoltaicas são instaladas em solo, fixa ou em rastreadores, porém, uma nova modalidade de sistema solar fotovoltaicos centralizados denominado de Sistema Solar Fotovoltaico em Flutuadores (SFVfs) estão sendo instalados em cima de reservatórios de água. Foi utilizada, pela primeira vez, na Califórnia com finalidade comercial, e já no final de 2018 agregou 1,1 GW à capacidade global total instalada (WORLD BANK, 2018). Países como Coreia do Sul, Japão e Singapura, entre outros, que possuem densidade populacional elevada e sem áreas disponíveis, têm optado pela implantação de sistemas solares fotovoltaicos em flutuadores, a fim de evitar o uso de seus escassos recursos terrestres para geração de energia elétrica.

Além da questão da não ocupação de terras, a implantação de SFVf em lagos, reservatórios de água ou em baías limita a evaporação d'água, reduzindo a proliferação de algas e macrófitas e, conseqüentemente, melhorando a qualidade da água. Conforme observou Sahu (2016), a implantação de módulos fotovoltaicos sobre o espelho de reservatórios d'água pode contribuir para a redução da temperatura de operação (T_c) dos módulos fotovoltaicos e da limpeza dos mesmos, favorecendo o aumento do desempenho destes dispositivos.

Atentos a esse segmento e ciente do grande potencial existente em território brasileiro para a implantação de SFVf, setores da sociedade ligados a administração pública, pesquisadores, agências reguladoras e provedores de soluções estão se empenhando para incluir o Brasil também neste mercado mundial. Desta forma, a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, alinhada ao Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - PROP&D da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, acolheu o projeto “Veredas Solares - uma alternativa para o múltiplo aproveitamento energético em reservatórios de usinas hidrelétricas na região do semiárido mineiro”, cujo o principal objetivo era a implementação de um sistema fotovoltaico instalado em flutuadores - SFVf, visando a proposição de solução híbrida para o aumento do fator de capacidade de usinas hídricas, em paralelo a um SFVf. Para tanto, foi implementada uma UFVf com potência instalada de 1,2 MWp a qual o gerador fotovoltaico está fixado em flutuadores sobre o espelho d'água do reservatório da PCH Santa Marta, localizada no município de Grão Mogol, no Estado de Minas Gerais.

Ressalta-se que o projeto foi inovador, considerando o objetivo de identificar as vantagens e desvantagens da utilização de geradores fotovoltaicos em flutuadores, bem como a identificação de processos de degradação referente a este tipo de aplicação para diferentes

tecnologias fotovoltaicas sob influência das variáveis climáticas para clima semiárido e condições de variação do bioma aquático.

Neste cenário, este trabalho visa estudar a qualidade e confiabilidade de módulos fotovoltaicos instalados em solo e em flutuadores, além de avaliar a qualidade de módulos fotovoltaicos em diferentes tecnologias e condições operacionais.

A qualidade é definida como a capacidade do módulo fotovoltaico de apresentar um desempenho elétrico e térmico conforme estabelecido em ensaios de certificação e informado por seus fabricantes. Para comercialização de séries de módulos fotovoltaicos, amostras retiradas destas séries devem ser submetidas a um processo de certificação, fornecendo dados de referência como os informados pelo fabricante nas folhas de dados destes dispositivos (ficha de dados). Estes dados técnicos de referência são utilizados em estimativas de produção de energia, bem como em análises de perdas de desempenho.

A confiabilidade do módulo fotovoltaico está relacionada à probabilidade de este realizar sua função pretendida adequadamente durante a sua vida útil, sob as condições de operação encontradas em campo. Neste caso, a confiabilidade pode ser afetada devido ao surgimento de modos de degradação, podendo causar impactos significativos no desempenho do módulo fotovoltaico. É esperado que o desempenho de módulos fotovoltaicos instalados em solo e em flutuadores apresentem desempenhos diferentes, tendo em vista a influência das condições do entorno, podendo inclusive apresentar diferentes aspectos quanto a degradação.

Neste contexto é esperado que este estudo forneça resultados relevantes para a área solar fotovoltaica, podendo contribuir para o aumento da confiabilidade quanto a utilização da tecnologia fotovoltaica e a implantação de sistema solar fotovoltaico em flutuadores e em solo em diversos locais no Brasil.

1.1. Objetivos

O objetivo desse estudo é identificar e aferir a qualidade e confiabilidade de módulos fotovoltaicos de tecnologias diferentes em condições operacionais distintas, sob influência de diferentes zonas climáticas.

Os objetivos específicos são:

- a) Estudar as condições climatológicas dos locais de instalação das usinas sob análise segundo definições Köppen-Geiger e topologias;
- b) Identificar e analisar os modos de degradação de módulos fotovoltaicos de várias tecnologias instaladas em diferentes zonas climáticas distintas;

- c) Determinar a taxa de degradação para módulos fotovoltaicos dos geradores de usinas em condição operacional e localização climática;
- d) Correlacionar o desempenho das usinas solares fotovoltaicas instaladas em solo e em flutuadores em condições operacionais de zonas climáticas distintas.

1.2. Justificativa

O ineditismo deste trabalho consiste em avaliar a confiabilidade modos de degradação em módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias de forma abrangente, considerando as especificidades climáticas encontradas no Estado de Minas Gerais, que possui o maior número de usinas fotovoltaicas instaladas em diferentes zonas climáticas.

A confiabilidade está intrinsecamente relacionada aos custos e ao desempenho das usinas fotovoltaicas, ao longo da vida útil dos módulos fotovoltaicos, em função do tempo. Neste trabalho foi incluído o estudo da qualidade dos módulos fotovoltaicos que possam garantir a durabilidade e o desempenho previsto dos mesmos, ao longo da sua vida útil, possibilitando o retorno esperado dos investimentos devido a redução dos custos de implantação de usinas solares fotovoltaicas.

Atualmente, a geração proveniente de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil é dominada principalmente pelas instalações terrestres, sendo que ela atingiu 50,6 TWh de energia gerada em sistemas centralizados e de geração distribuída (EPE – Balanço Energético Nacional - BEN, 2024). Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em abril de 2025, a potência total em sistemas fotovoltaicos no Brasil alcançou a marca de 55 GW de potência instalada sendo 34,4 GW em Geração Distribuída (GD) e 17,6 GW em Geração Centralizada (GC). Este cenário demonstra que a implantação de energia solar fotovoltaica é bastante intensiva em terra, e a ampliação dos tamanhos do projeto requer grandes parcelas de terrenos contíguos, o que pode tornar um desafio em muitas situações. Dessa forma, visando manter o ritmo de desenvolvimento compatível aos observados nos últimos anos no país, alternativas devem ser exploradas e estabelecidas. O sistema solar fotovoltaico em flutuadores (SFVf) é uma dessas alternativas, que começou a ganhar força em todo o mundo e com forte tendência para os próximos anos (WORLD BANK, 2018).

Os resultados obtidos neste estudo podem contribuir para o avanço e aprimoramento da tecnologia fotovoltaica, considerando que os dados obtidos podem impulsionar o aumento das exigências relativas à qualidade e confiabilidade dos módulos fotovoltaicos por parte de empreendedores. Isso poderá estimular o crescimento seguro do desenvolvimento da energia

solar fotovoltaica no Brasil, além de prover informações relevantes quanto ao funcionamento, desempenho e principais preocupações, como a degradação, em sistemas fotovoltaicos em flutuadores.

1.3. Descrição dos capítulos

O capítulo 2 realiza uma análise detalhada da literatura existente sobre as tecnologias de células solares, módulos fotovoltaicos e usinas solares fotovoltaicas, com foco na confiabilidade e na qualidade do desempenho desses sistemas. São abordados os diferentes tipos de células solares, como as de silício cristalino e filmes finos, e suas características. Além disso, são discutidos os desafios relacionados à degradação da potência nominal (DPN) e a influência de fatores externos, como a sujidade, no desempenho dos módulos fotovoltaicos. O capítulo também explora indicadores importantes para avaliar a eficiência de usinas solares fotovoltaicas, como a taxa de desempenho (PR) e o Índice de Desempenho Energético (EPI).

No capítulo 3 são apresentados os conceitos e fundamentos que embasam a pesquisa. São abordados aspectos relacionados à radiação solar, como seu espectro e o efeito fotovoltaico que possibilita a conversão da luz solar em energia elétrica. Além disso, são detalhados os parâmetros elétricos de módulos fotovoltaicos e a relação corrente-tensão (I-V) que define o desempenho do sistema. O capítulo também explora os diferentes modos de degradação que os módulos fotovoltaicos podem sofrer ao longo do tempo, afetando sua eficiência e confiabilidade. Neste capítulo também é apresentado o modelo de cálculo de incertezas.

No capítulo 4 são descritos os métodos e materiais utilizados na pesquisa. O capítulo explica as metodologias adotadas para o estudo da degradação dos módulos fotovoltaicos, tanto em condições de laboratório quanto em ambientes reais, como usinas solares fotovoltaicas. São apresentados os procedimentos de inspeção dos módulos fotovoltaicos, as medições realizadas, incluindo elétricas, térmicas e de eletroluminescência, além dos estudos sobre confiabilidade, perdas elétricas, a degradação induzida pela luz (LID) nos módulos fotovoltaicos, degradação por potencial induzido (PID), a degradação induzida por luz e temperatura elevada (LeTID) e a degradação da resistência paralela induzida pelo potencial (PID-*shunt*).

O capítulo 5 apresenta uma análise detalhada da confiabilidade dos módulos fotovoltaicos em diferentes tipos de usinas solares fotovoltaicas. São investigadas usinas solares fotovoltaicas em solo, com estudos de casos específicos em Corinto e Lontra, bem como usinas solares fotovoltaicas em flutuadores, como as localizadas em Cristalina e Grão Mogol. O

capítulo explora como as condições de instalação, operação e climatológicas afetam a durabilidade e o desempenho dos módulos fotovoltaicos ao longo do tempo.

O capítulo 6 apresenta os resultados obtidos a partir dos estudos realizados, começando pela análise da degradação de módulos fotovoltaicos de silício cristalino e filmes finos. São discutidos os modos de degradação, os resultados dos ensaios elétricos e térmicos realizados e a análise da qualidade dos módulos fotovoltaicos em diferentes condições de instalação (solo e flutuadores). O capítulo também aborda a avaliação da qualidade, confiabilidade e durabilidade dos módulos fotovoltaicos, incluindo testes específicos, como os ensaios elétricos e térmicos em usinas solares fotovoltaicas.

Na conclusão, são apresentados os principais achados da pesquisa, destacando as contribuições do estudo para o entendimento da degradação e confiabilidade dos módulos fotovoltaicos. São discutidos os impactos dos resultados para o futuro das usinas solares fotovoltaicas, com sugestões para melhorar a eficiência e prolongar a vida útil dos módulos fotovoltaicos, além de indicar direções para futuras pesquisas no campo da energia solar.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo será apresentado o levantamento bibliográfico que deu embasamento ao desenvolvimento deste trabalho, mostrando conceitos referentes às investigações feitas quanto a análise de qualidade, e da degradação de módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias; aos estudos referentes à configuração e funcionamento de usinas solares fotovoltaicas em solo e em flutuadores; a influência das condições climáticas locais sobre o desempenho dos SFV, além do efeito da deposição de sujidades no desempenho de módulos fotovoltaicos, visando mostrar o impacto na confiabilidade destes dispositivos podendo resultar em interpretações errôneas dos dados medidos durante monitoramento e inspeção do módulo fotovoltaico.

2.1. Células solares

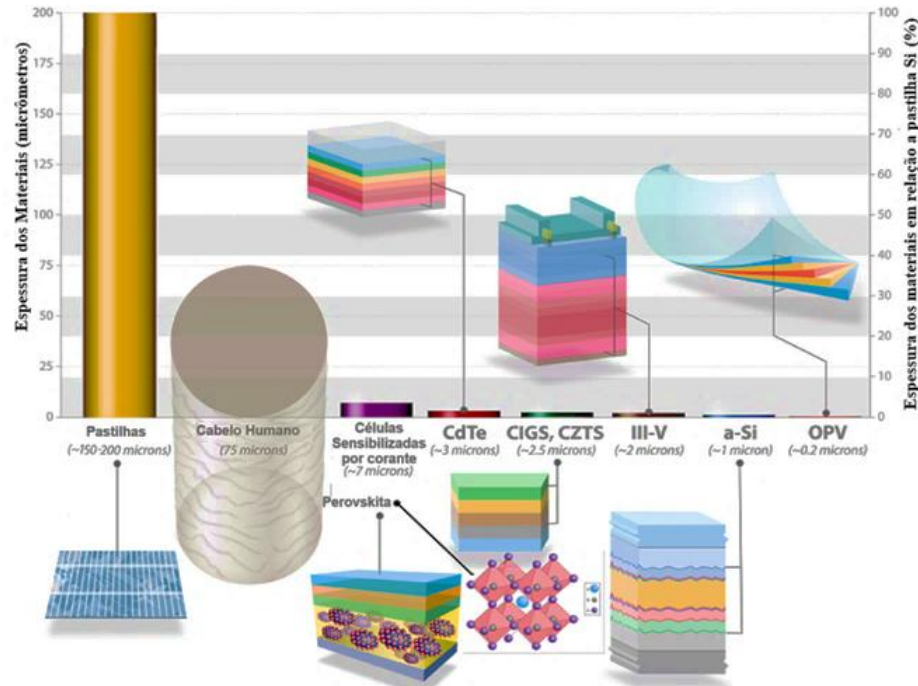
Ao longo dos últimos 60 anos foram desenvolvidas várias tecnologias de fabricação de células solares. Na primeira geração estão as homojunções, com o mesmo semicondutor nos dois lados da junção (por exemplo: p-Si/n-Si; p-GaAs/n-GaAs) (FAHRENBRUCH & BUBE, 1983). A tecnologia de silício cristalino, atualmente, domina o mercado mundial responsável por praticamente 95% de todo mercado de energia solar fotovoltaica.

A segunda geração de células solares é representada pelos filmes finos composta por heterojunções, isto é, com semicondutores diferentes nos dois lados da junção. Dentre as tecnologias de filmes finos representativos de tecnologias fotovoltaicas destacam-se no mercado os filmes finos as heterojunções, representadas pelas células solares de silício amorfo hidrogenado (a-Si:H), telureto de cádmio – CdTe (n-CdSe / p-CdTe), disseleneto de cobre e índio (*Copper Indium Selenide* - CIS) (n-CdZnS / p-CuInSe₂) e disseleneto de cobre, índio e gálio (*Copper Indium Gallium Selenide* - CIGS) (Fahrenbruch & Bube, 1983).

Com a evolução tecnológica aparecem a terceira geração de células solares, com multijunções de alta eficiência; de materiais orgânicos; sensibilizadas por corante (DS.SC – *Dye - Sensitized Solar Cells*); orgânicas (OPV); Perovskita (*Perovskite Solar Cells*) e metamórficas invertidas (IMM), dentre outras.

Devido aos processos complexos de fabricação, as células solares de filme finos possuem espessuras mais finas que as correspondentes de silício cristalino. A Figura 1 apresenta as diferenças em estrutura e espessura entre as células solares das diversas gerações.

Figura 1 - Espessuras relativas de diferentes materiais em células solares

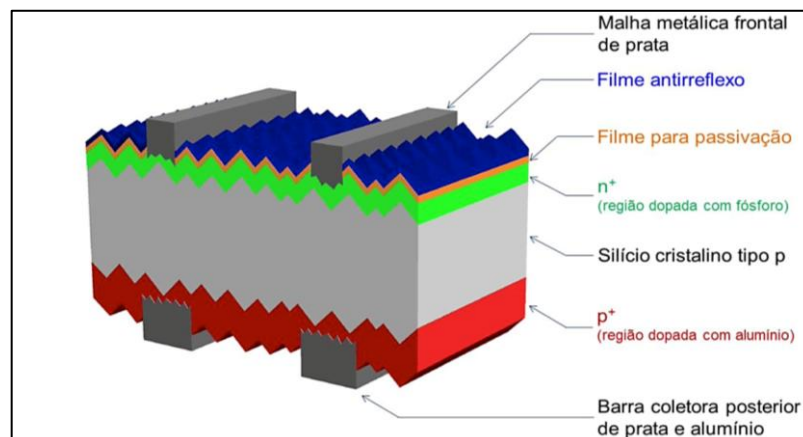


Fonte: Adaptado de Kazmerski (2024).

2.1.1. Células solares de silício cristalino

As células solares de silício cristalinos são fabricadas com o silício grau solar (Si-gS), com 99,9999% (6N- seis graus de pureza), obtido por meio do processo Siemens modificado, a partir do silício grau metalúrgico (Si-gM), que possui pureza de ~99%, obtido da sílica (SiO₂) em fornos a arco elétrico numa temperatura que pode atingir 1780°C, utilizando como matéria prima quartzo (Fahrenbruch & Bube, 1983). A Figura 2 mostra a estrutura física de uma célula solar convencional de homojunção de silício.

Figura 2 – Estrutura física de uma célula solar convencional de homojunção de silício



Fonte: Pinho *et al.* (2014).

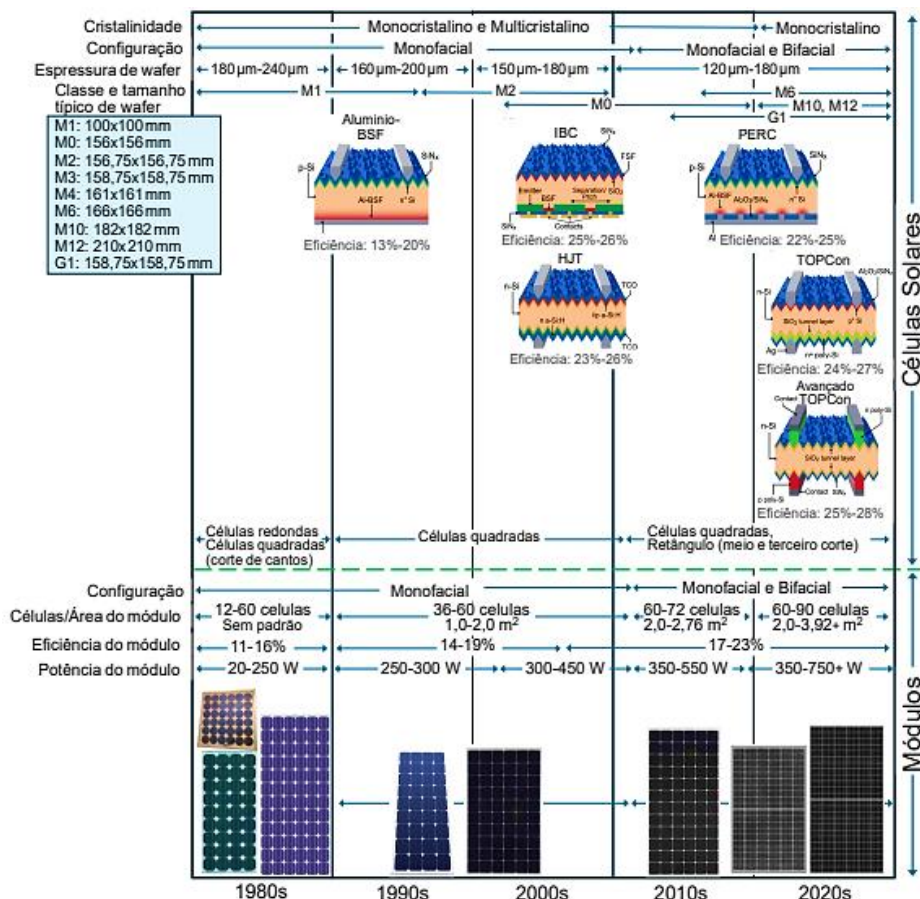
O silício usado na fabricação das células solares pode ser monocristalino (m-Si), obtido pelo método Czochralski (Si-Cz) ou também pela técnica de fusão zonal flutuante (Si-FZ, *Float Zone*). Em seguida, os lingotes de m-Si tipo Si-Cz são cortados e obtidas lâminas que formarão a junção p-n das células solares. (Fahrenbruch & Bube, 1983).

No silício multicristalino (p-Si), o material é solidificado em forma de um bloco composto de pequenos cristais, com dimensões da ordem de centímetros, seguido pelo corte do bloco de p-Si a partir do qual são obtidas lâminas, nas quais são fabricadas as células solares. (Fahrenbruch & Bube, 1983).

As lâminas de silício usadas atualmente têm espessura da ordem de 0,15 mm, mas o objetivo das pesquisas em andamento para 2023 é obter lâminas de até 0,12 mm de espessura, a fim de reduzir os custos de fabricação. (Bardizza, 2024).

A Figura 3 apresenta de forma esquemática a evolução das células solares e dos módulos fotovoltaicos de silício cristalino, incluindo cristalinidade, configuração, espessura e tamanho das células solares, bem como a composição dos módulos fotovoltaicos. Todas as células solares são monofaciais.

Figura 3 - Características físicas de células solares de silício cristalino



Fonte: Adaptado de Kazmenski (2024).

Com a evolução tecnológica das células solares de silício, as do tipo multicristalino foram gradativamente substituídas pela indústria, por tipo PERC (*Passivated Emitter and Rear Contact*). Esta célula solar é caracterizada por ter uma espessura mais fina e ter uma camada extra de passivação, conferindo maior eficiência em função da redução da recombinação de elétrons, aumentando a absorção ótica. Também está presente no mercado a tecnologia *Half Cell*, que apresenta maior tolerância a sombreamento (Bardizza, 2024).

Atualmente, as células solares de silício cristalino representam aproximadamente 90% do mercado mundial e a eficiência alcançada em laboratório é de 25%, incluindo os módulos com células solares PERC. (NREL, 2024). Em 2020, as estruturas da configuração PERC representaram 80% do mercado de células solares (ITRPV, 2021).

Os fabricantes de células solares de silício cristalino tipo PERC estão em transição para a seleção de pastilhas de silício dopadas com gálio em substituição das células solares de silício dopadas com boro, principalmente devido a defeitos internos na dopagem do silício com boro. O relatório da *Internacional Technology Roadmap for Photovoltaic* (ITRPV) publicado em 2020 revela uma participação de mercado de aproximadamente 70% com pastilhas de silício tipo “p”, dopados com gálio para células solares PERC, e prevê-se que chegue a 100% até 2031. Espera-se que este material traga ganhos de desempenho a longo prazo, aumentando a confiabilidade de implantações em climas com temperaturas elevadas reduzindo a degradação induzida por luz. (ITRPV, 2021).

Os módulos fotovoltaicos bifaciais produzem mais eletricidade do que os módulos monofaciais do mesmo tamanho, possuem um menor custo nivelado de energia e proporcionam retornos econômicos mais elevados. Em 2021, em torno de 30% do mercado foi suprido com células solares bifaciais (ITRPV, 2021).

Com a redução dos custos de manufatura e retorno das células solares de silício monocristalino ao mercado, a próxima etapa da evolução foram as células solares monocristalino bifaciais, dentre as estruturas da família PERC, a célula solar com emissor passivado e região posterior totalmente difundida (PERT - *Passivated Emitter And Rear Totally Diffused*) é a mais viável para produção em escala de dispositivos bifaciais, que podem produzir eletricidade a partir das faces frontal e posterior do mesmo, aumentando a produção de energia elétrica (Zanescio, 2022).

2.1.2. Células solares de filme finos

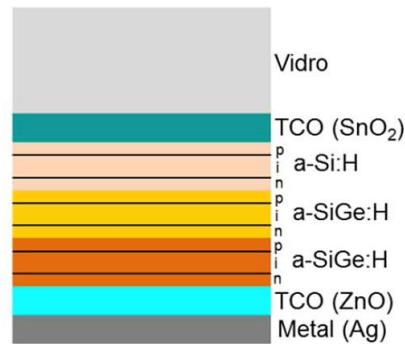
As tecnologias de filmes finos apresentam várias semelhanças entre si, que permitem simplificar a fabricação de módulos fotovoltaicos de filmes finos. Todos os módulos de filmes finos têm as seguintes semelhanças: uma camada frontal transparente que também protege as células solares do meio ambiente; uma camada superior ou malha transparente e condutora que transporta a corrente; heterojunções de espessura bem fina de semicondutores que formam uma ou mais junções para separar cargas; um contato traseiro que constituído por uma película metálica; um substrato posterior de suporte (rígido ou flexível) e proteção das células solares quanto ao meio ambiente (Kazmerski, 1980).

Anteriormente, os módulos de filme fino possuíam óxidos condutores transparentes entre a camada de vidro frontal e a camada semicondutora, e o encapsulante etileno-acetato de vinila (EVA) entre a camada semicondutora e a folha traseira. Os óxidos condutores transparentes (ITO, ZnO, SnO) para os contatos superiores, que devem ser transparentes à radiação solar visível, e a deposição de metal para o contato traseiro, que é frequentemente a pulverização catódica de um metal como por exemplo o alumínio. (Kazmerski, 1980).

Atualmente, alguns módulos fotovoltaicos de filme fino possuem uma camada semicondutora com metalização depositada sobre o vidro frontal ou sobre o vidro traseiro, sendo o encapsulante inserido na parte frontal e traseira da camada semicondutora, em substituição aos óxidos condutores transparentes.

A grande inovação na tecnologia de células solares de silício amorfo foi feita pela *United Solar Systems Corp. (United Solar)*, com a fabricação de uma célula solar de junção tripla de silício amorfo, com o processo “*roll to roll*” que permitiu a produção em massa de células solares de forma mais rápida, econômica e flexível. Com esta célula solar a *United Solar* deteve o recorde mundial de eficiência de conversão fotovoltaica de silício amorfo de 12%, (NREL, 2024). A Figura 4 apresenta uma vista em corte de uma célula solar fotovoltaica de a-Si:H com tripla junção.

Figura 4 – Célula fotovoltaica de Si-amorfo de junção tripla



Fonte: Pinho *et al.* (2014).

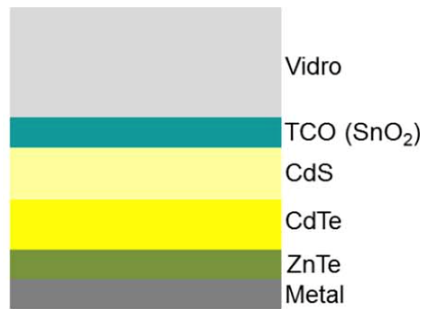
As células solares de silício amorfo hidrogenado tipo pin são fabricadas sobre uma placa de vidro, que serve de substrato, onde é depositado inicialmente uma camada de SiO₂ seguida por uma camada de óxido condutor transparente (TCO) de SnO₂, depositada em um substrato de vidro e ajustada por laser, em seguida são depositadas as camadas de filmes de a-Si:H (tipo “p”) e a-SiGe:H (tipo “n”), com espessuras de cerca de 10 nm, intercalada por uma camada de material intrínseco, com espessura muito maior, sem dopagem, entre as regiões “p” e “n”, formando três junções do tipo “pin”. O filme é depositado em toda a superfície da placa de vidro. Uma camada de Alumínio é depositada sobre o Si e também ajustada por laser, formando uma série de células solares interconectadas entre si. Finalizando a deposição “roll to roll”, outra camada de TCO é depositada e finalmente o contato metálico traseiro (Ellison, T., 2001).

O melhor aproveitamento do espectro solar é obtido devido a diferença de energia das bandas proibidas para cada material assim é criada uma região bastante ampla de campo elétrico para separação dos portadores fotogerados, reduzindo as perdas por recombinação.

Outro tipo de células solares de filmes finos são as de telureto de cádmio (CdTe). As camadas de sulfeto de cádmio (CdS) e de CdTe formam as regiões de tipo “n” e tipo “p”, respectivamente, formando uma heterojunção, pois a junção “p-n” é formada por dois materiais semicondutores diferentes. Devido a existência de duas bandas proibidas com valores diferentes proporciona melhor aproveitamento da radiação solar.

Na fabricação da célula solar de CdTe, a deposição dos filmes ocorre por camadas por processos de recozimento em temperatura elevada e utilizando o CdCl e O₂. Esta tecnologia é a mais utilizada pelo mercado de filmes finos, o elemento químico cádmio é tóxico e apresenta restrições do ponto de vista ambiental, porém os fabricantes afirmam que na produção há controle rigoroso de contaminação (Pinho *et al.* - 2014). A Figura 5 apresenta uma vista em corte de uma célula solar fotovoltaica de CdTe de heterojunção.

Figura 5 – Célula solar fotovoltaica de CdTe de heterojunção



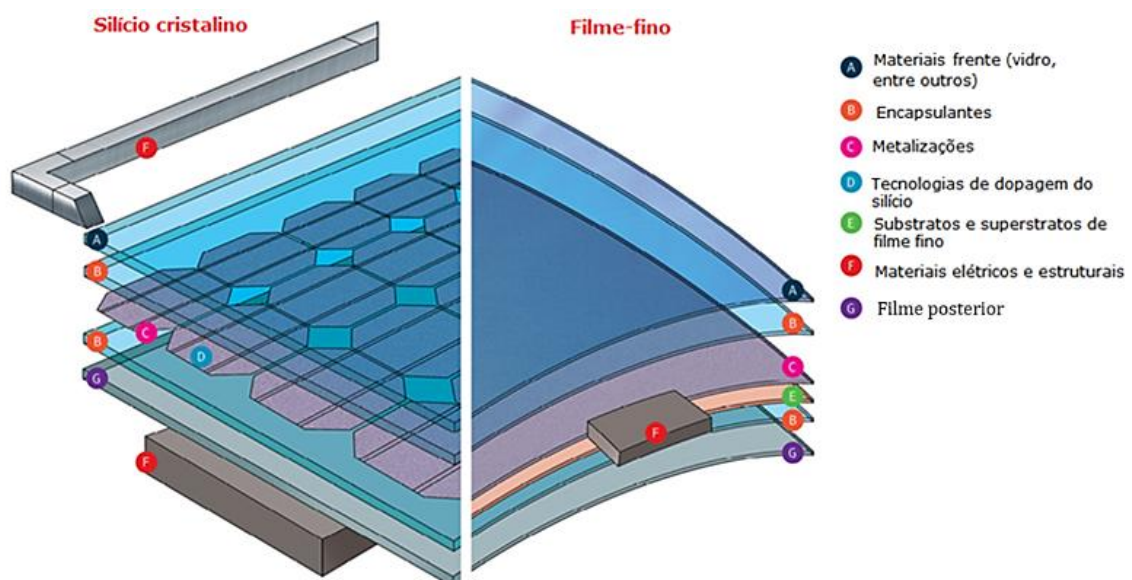
Fonte: Pinho *et al.* (2014).

Atualmente, alguns fabricantes tem disponibilizado no mercado, módulos fotovoltaicos que utilizam as células de heterojunção. Elas representam uma tecnologia que combina as vantagens do silício cristalino com as vantagens do silício amorfo, com o objetivo de alcançar altas eficiências de conversão. Diferentemente das células de CdTe que combina diversos elementos, as células de heterojunção são tipicamente baseadas no silício.

2.2. Módulos fotovoltaicos

Além dos tipos de células solares, também o processo de fabricação dos módulos fotovoltaico de silício cristalino e de filme fino são muito diferentes. As principais diferenças serão descritas nas próximas seções. A Figura 6 apresenta, de forma esquemática, as composições básicas de módulos fotovoltaico de silício cristalino e de filme fino.

Figura 6 – Comparação entre a composição de um módulo fotovoltaico cristalino e filme fino



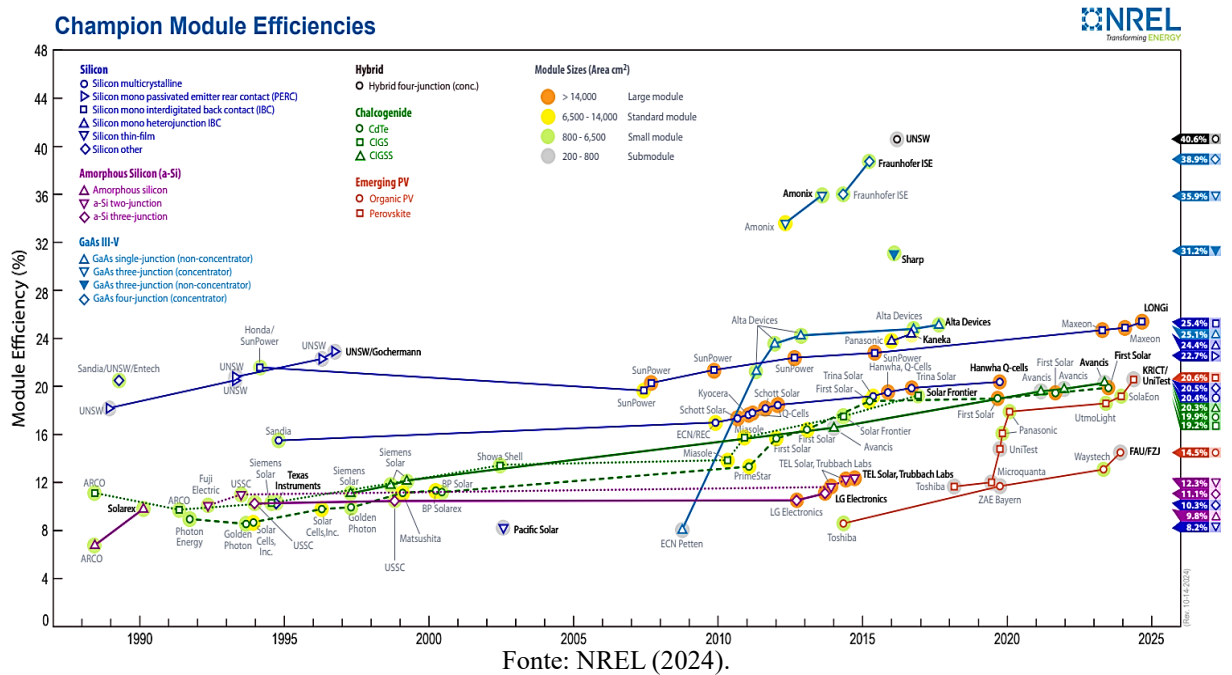
Fonte: Adaptado de DuPont (2019).

Em módulos fotovoltaicos monofaciais, de silício cristalino, as células solares fotovoltaicas são conectadas em série, com metalizações com pasta de alumínio para formar a malha metálica frontal, e de alumínio-prata para formar o contato posterior. Ambos são depositados por serigrafia e processadas em forno de esteira. A seguir ocorre o processo de laminação, onde as células solares são encapsuladas formando uma camada utilizando normalmente o polímero etileno-acetato de vinila (EVA) que é posicionada entre o vidro frontal e o substrato de tereftalato de polietileno dentre outros. No processo seguinte, é realizada a cura do etileno-acetato de vinila, que proporciona uma maior durabilidade ao módulo fotovoltaico. Após este processo, coloca-se uma moldura de alumínio anodizado e a caixa de conexões elétricas e o módulo fotovoltaico está finalizado.

O desempenho do etileno-acetato de vinila como encapsulante depende de vários fatores, incluindo sua espessura, grau de reticulação e adesão tanto à célula solar quanto ao vidro. Os módulos fotovoltaicos com encapsulantes EVA de alta qualidade podem alcançar uma vida útil mais longa, maior eficiência e maior durabilidade. O copolímero EVA vem sendo utilizado há mais de 30 anos como encapsulante em módulos fotovoltaicos de silício cristalino. No entanto, a sua composição química possui aditivos que influenciam na sua durabilidade (Oliveira *et al.*, 2019).

Anteriormente, os módulos de filme fino possuíam uma camada de óxido condutor transparente entre o vidro frontal e a camada semicondutora, e encapsulante EVA entre a camada semicondutora e a folha traseira. Porém quando os módulos fotovoltaicos eram expostos a elevados níveis de umidade e tensões térmicas causavam um aumento gradual na resistividade do TCO e conseqüentemente a resistência série do módulo fotovoltaico, contribuindo na redução no Fator de Forma (FF) e no ponto de potência máxima do módulo fotovoltaico (Sinha *et al.*, 2017). Devido a estes problemas de aumento da resistividade do TCO e após o aprimoramento da tecnologia de filme fino, atualmente, os módulos fotovoltaicos desta tecnologia passaram a utilizar um encapsulante entre a parte frontal e a camada semicondutora, sendo que estes avanços têm indicado aumento do desempenho e da eficiência para valores inferiores a 1% a.a., conforme Figura 7.

Figura 7 – Atuais módulos fotovoltaicos mais eficientes

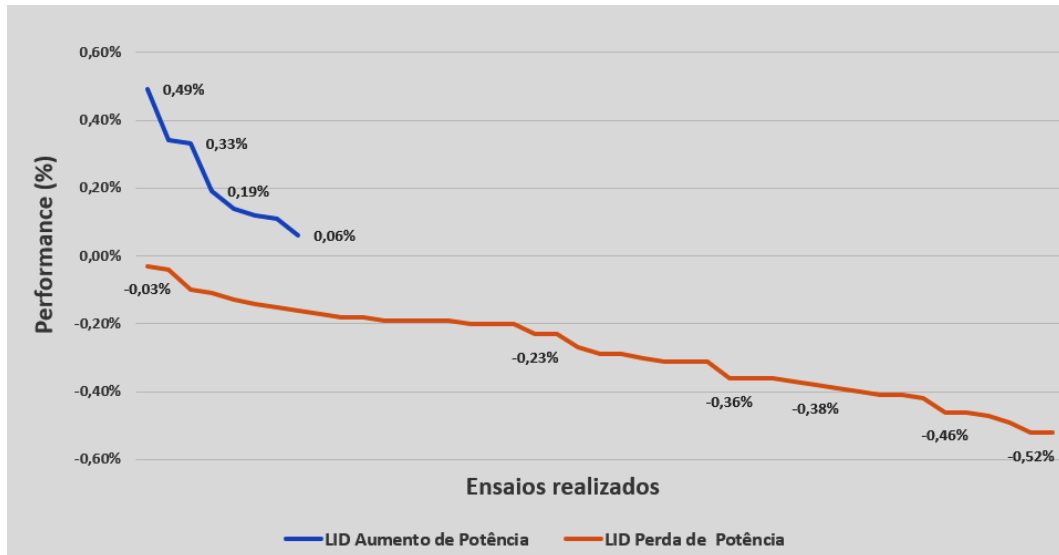


Cada módulo fotovoltaico possui informações de fabricação dos parâmetros elétricos, térmicos e físicos. Seguindo a norma EN 50380 (Comitê Europeu de Normalização Eletrotécnica), a potência nominal e demais características elétricas devem constar no rótulo de cada módulo fotovoltaico. A potência nominal informada deve ter sido obtida em condições de teste padrão (*Standard Test Conditions* - STC). Geralmente, todos os fabricantes de módulos fotovoltaicos garantem essa potência nominal por um determinado tempo, a saber: 90% da potência nominal, durante 10 anos; 80% da potência nominal durante 20-25 anos. No entanto, em alguns casos, constata-se perdas de energia superiores aos valores estabelecidos pelos fabricantes e mesmo uma degradação significativa poderá ser observada já nas primeiras semanas de operação do gerador fotovoltaico (RETC, 2024).

O laboratório credenciado RETC (*Renewable Energy Test Center*, 2024), considera que ao final do ciclo de ensaios e testes, se a perda de desempenho passar de 5% após a estabilização, o módulo fotovoltaico é reprovado no teste padrão. Os resultados dos testes realizados durante o ano de 2023, em cinquenta módulos fotovoltaicos de diferentes modelos, e baseados nas informações prestadas pelos seus respectivos fabricantes, os classificaram como sendo de alto desempenho. Para confirmar o alto desempenho na fabricação foi também observado se a tecnologia da célula solar corresponde com o valor médio informado em alguns desses resultados, uma vez que certas tecnologias de células solares experimentaram um aumento, em vez de uma diminuição, na potência medida após a exposição aos ensaios. No

Gráfico 2 observa-se que os valores médios de LID obtidos em ensaios realizados nos laboratórios da RETC, durante o ano de 2023, variaram entre 0,49% e -0,52%.

Gráfico 2 – Resultados de ensaios de LID em laboratório certificador RTEC 2023



Fonte: Adaptado de RETC (2024).

Os técnicos do RETC esclarecem que os produtos de alto desempenho, com base na Taxa de Desempenho (PR) experimentaram um aumento de potência ou uma perda de potência muito pequena após os testes devido à especificidade da tecnologia da célula solar.

Adouane et al. (2020) avaliaram o desempenho de módulos fotovoltaicos de tecnologias diferentes – silício monocristalino - m-Si e multicristalino - p-Si, silício amorfo - a-Si, heterojunção - HJT, telureto de cádmio - CdTe, disseleneto de cobre, índio e gálio - CIGS, ao longo de um ano de operação, considerando a influência de condições climáticas adversas do Kuwait e Índia.

Pesquisas relativas ao comportamento do desempenho do módulo fotovoltaico ao longo de sua vida útil têm sido desenvolvidas, avaliando a influência de condições de operação adversas, como feito por Adouane *et al.* (2020) e Do Nascimento *et al.* (2020).

Os resultados mostraram que os módulos fotovoltaicos m-Si, p-Si e HJT tiveram melhor desempenho em altos níveis de irradiância, diminuindo rapidamente em níveis mais baixos de irradiância. Além disso, foi observado que os módulos fotovoltaicos encapsulados com resina epóxi se degradaram mais rapidamente do que módulos fotovoltaicos com encapsulamento de vidro sob a mesma taxa de sujeira.

Do Nascimento *et al.* (2020) apresentam os principais resultados da avaliação de sistemas solares fotovoltaicos de tecnologias distintas, instaladas em oito locais diferentes,

quentes e ensolarados, com inclinação fixa, em condições climáticas distintas no Brasil, que foram monitorados por um período de um ano, de forma contínua e de alta resolução temporal em todos esses locais. O desempenho dos SFV foi avaliado por meio do cálculo dos índices de desempenho (PR) para cada tecnologia fotovoltaica. Os autores concluem que para ambientes caracterizados como sendo ensolarados e quentes, a principal causa para perdas de energia nos sistemas solares fotovoltaicos, independente da tecnologia empregada é a temperatura. E que os módulos fotovoltaicos em silício cristalino são os mais afetados, ao contrário dos módulos fotovoltaicos em filmes-finos de silício amorfo e telureto de cádmio. Segundo os autores esse melhor desempenho dos módulos fotovoltaicos em filme finos está relacionado à resposta espectral polarizada para o azul destas tecnologias.

Em função da rápida expansão dos sistemas solares fotovoltaicos e de demandas crescentes por parte de fabricantes de equipamentos para estes sistemas, proprietários de plantas fotovoltaicas e de agentes financiadores interessados por análises técnicas em respostas a uma possível degradação precoce de módulos fotovoltaicos, Munoz *et al.* (2011), realizaram investigações em plantas fotovoltaicas localizadas em diversas regiões climáticas da Espanha. Avaliações estas baseadas em inspeções visuais, medições de características elétricas (tensão e corrente), avaliações térmicas por imageamento IR e em alguns casos, de medições de curva I-V, além do comportamento térmico de módulos fotovoltaicos selecionados e realizados em laboratórios. A técnica de eletroluminescência EL também foi utilizada para a detecção de defeitos de fabricação ocultos, que somente são constatados em condições normais de operação e raramente detectados quando dos ensaios de confiabilidade, conforme estabelecidos pelas normas da Comissão Internacional de Eletrotécnica - IEC 61215-2016 e IEC 61646 isto devido às diferentes condições operacionais do módulo fotovoltaico em ensaios laboratoriais e em operação em campo, tais como: séries de módulos fotovoltaicos ligados em paralelo; influência do inversor de corrente; sobretensão em condutores, entre outras.

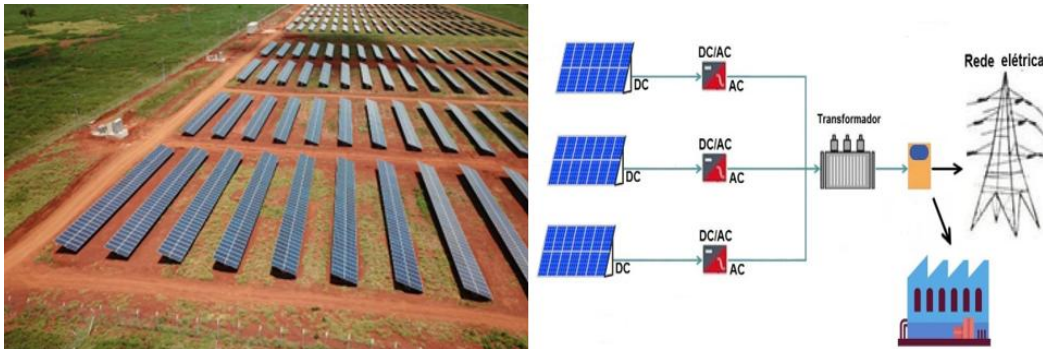
2.3. Usinas solares fotovoltaicas

Os sistemas solares fotovoltaicos convencionais, sejam eles instalados em solo, em flutuadores ou em cobertura de edificações são basicamente constituídos de gerador fotovoltaico que é composto de módulos fotovoltaicos organizados em arranjos, que por sua vez são fixados em estrutura metálica fixadas, nas quais o ângulo de instalação dos módulos fotovoltaicos é estático.

Em algumas situações pode-se optar por utilizar estruturas do tipo rastreadores cuja característica principal é o acionamento automatizado de mecanismo que possibilita o reposicionamento do ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos de forma que estes sempre estarão expostos à irradiância solar direta. Esta correção constante ao longo do dia contribui substancialmente no aumento da geração de energia elétrica pelo sistema.

Em função do número de séries fotovoltaicas nos arranjos e das condições de conexão, uma caixa de combinação pode ser utilizada dependendo das características do inversor empregado. Caso o inversor não possua proteções contra surtos de tensão e corrente nos circuitos CC e CA, dispositivos adequados de proteção devem ser instalados. Inversor de corrente é o principal equipamento que integra o chamado Sistema de Balanço Operacional (BOS), sendo o responsável pela conversão da corrente e tensão contínua (CC) geradas pelo arranjo solar fotovoltaico em corrente e tensão alternada (CA), que será disponibilizada para o uso direto na instalação, junto ao ponto de conexão ou ser injetada no sistema público de distribuição de energia elétrica. As Figuras 8 e 9 apresentam as principais configurações de sistemas solar fotovoltaicos.

Figura 8 - UFV em solo e exemplo de esquema básico dos arranjos elétricos



Fonte: O autor (2019) e adaptado de Da Luz (2022).

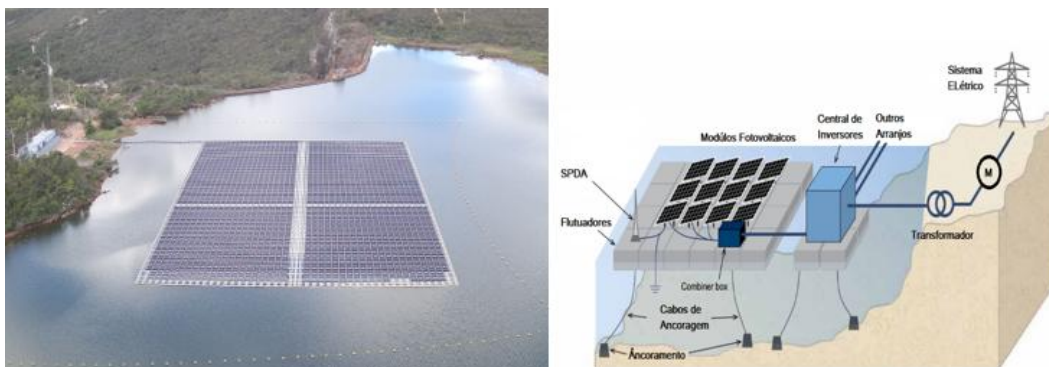
Figura 9 - Arranjos solares fotovoltaicos instalados em estrutura do tipo seguidor



Fonte: O autor (2023).

Os sistemas em flutuadores - SFVf são compostos por módulos fotovoltaicos, inversores, cabos e conectores. O que os diferem dos sistemas solares fotovoltaicos convencionais é a existência de uma plataforma flutuante onde são fixados os módulos fotovoltaicos, juntamente com um sistema de ancoragem responsável por estabilizar e fixar a plataforma flutuante nas margens ou no fundo do corpo d'água. É importante que os materiais utilizados para a ancoragem possuam características técnicas que os tornem capazes de resistir aos esforços causados pela variação do nível d'água e a ação de ventos, visando garantir estabilidade e flutuabilidade do módulo fotovoltaico durante a sua vida útil. Na Figura 10 são apresentados os principais componentes de um sistema solar fotovoltaico implantado sobre flutuadores. A plataforma flutuante pode possuir suporte e fixação direta para os módulos fotovoltaicos ou podem ser mais simples, necessitando de estruturas metálicas para instalação do módulo fotovoltaico semelhante as utilizadas em sistemas convencionais (EPE, 2020). Os flutuadores são geralmente fabricados em material polimérico com destaque para o uso do polietileno de alta densidade - PEAD, que possui resistência à radiação UV, à corrosão e ser um material hidrofóbico.

Figura 10 - Gerador fotovoltaico em flutuadores exemplo de esquema básico dos arranjos elétricos



Fonte: O autor (2022), adaptado de World Bank (2018).

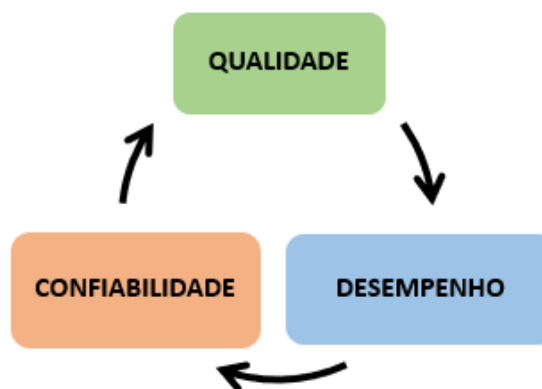
2.4. Qualidade e confiabilidade

Em sistemas de gestão, o conceito de qualidade de produtos e serviços, “... inclui não apenas sua função e desempenho pretendidos, mas também seu valor percebido e o benefício para o cliente”, ISO 9000 (2015). Para que isto ocorra, deve-se efetivar a realização de verificações de controle durante todo o processo de produção ou da prestação de serviços, afim de garantir que estes sejam consistentes, confiáveis e atendam aos requisitos estabelecidos.

Alinhado com a qualidade, a confiabilidade está relacionada à capacidade de produtos ou serviços de “... realizar suas funções sob condições específicas e de forma confiável ao longo do tempo”, NBR 5426 (1994). Um elemento confiável é aquele que pode ser usado com a expectativa de que funcionará corretamente e não falhará em um determinado período de tempo. A confiabilidade requer a eliminação de falhas e a adoção de medidas para garantir a disponibilidade do produto ou serviço sempre que necessário e sob condições preestabelecidas.

Um terceiro componente que está inter-relacionado à qualidade e à confiabilidade de produtos e serviços é o desempenho, componente este que pode ser definido com a capacidade de realizar suas funções ou tarefas de forma eficaz. Em diferentes contextos, ele pode ser avaliado e medido de várias maneiras, dependendo dos critérios e indicadores ‘estabelecidos. Em resumo, o desempenho está relacionado à capacidade de alcançar resultados desejados de maneira eficiente e consistente, sendo fundamental para garantir a qualidade, a confiabilidade e o sucesso de qualquer empreendimento. Na Figura 11 observa-se os elementos que interagem, possibilitando avaliar o comportamento qualidade, confiabilidade e desempenho intrínsecos a um módulo fotovoltaico.

Figura 11 - Aspectos intrínsecos que possibilitam a avaliação de módulos fotovoltaicos



Fonte: O autor (2024).

Em projetos de módulos fotovoltaicos é fundamental realização de testes, realizados em laboratórios certificados. Esses ensaios atestam que os módulos fotovoltaicos atendam aos padrões de qualidade, confiabilidade e desempenho, conforme estabelecidos em projetos e normas, necessários para operar de forma confiável ao longo de sua vida útil.

Os ensaios normatizados, por instituições regulamentadoras, em laboratórios acreditados, podem demonstrar e comprovar a qualidade, a confiabilidade e o desempenho de seus produtos, o que é essencial para garantir a segurança das instalações, a satisfação dos

clientes e a confiança dos investidores em projetos de energia solar. A qualidade pode variar de acordo com o modo e com contexto em que é aplicada, mas ela está diretamente relacionada ao desempenho e confiabilidade, conforme estabelecido em padrões e regulamentos.

Uma das principais barreiras para o incremento em larga escala de sistemas solares fotovoltaicos é o risco tecnológico que está diretamente relacionado às questões de durabilidade e a confiabilidade dos módulos fotovoltaicos. O tempo de vida útil destes é ditado principalmente pelas questões específicas de clima, projeto e fabricação dos mesmos. Estudos elaborados por diversos pesquisadores, concluíram que, em geral, as falhas de durabilidade podem ser definidas como perdas por degradação e as de confiabilidade como falhas catastróficas (TamizhMani e Kuitche, 2012).

Como já observado anteriormente, o conceito de qualidade de produtos e serviços, “... inclui não apenas sua função e desempenho pretendidos, mas também seu valor percebido e o benefício para o cliente”, ISO 9000 (2015). Desta forma a qualidade é um item de fundamental importância em se tratando também de módulos fotovoltaicos, uma vez que ela “garante” o produto à todas as partes interessadas em projetos fotovoltaicos. Contudo é importante ressaltar que cumprir apenas os requisitos mínimos de certificação não garante um produto de qualidade, uma vez que os componentes essenciais como: análise de conformidade de processos e produtos; amostragens aleatórias; auditorias em fábricas de terceiros; e testes além da qualificação, são essenciais na garantia da qualidade de produtos (RETC -2024).

Assim, a qualidade em módulos fotovoltaicos é definida como a capacidade deste apresentar desempenho elétrico e térmico informado por seus fabricantes e validados em ensaios de certificação, realizados em laboratórios acreditados, garantido assim as estimativas de produção de energia, bem como as análises de perdas de desempenho.

Pode-se considerar como um exemplo, a degradação induzida pela luz – LID, caracterizada como sendo uma perda de desempenho em módulos fotovoltaicos, com destaque para os constituídos de células solares de silício cristalino, que pode sofrer uma taxa relativamente rápida de degradação em um curto período de tempo, quando em exposto à luz solar, afetando principalmente o desempenho real dos mesmos antes que se estabilize. Ciente deste fato, fabricantes de módulos fotovoltaicos consideram uma perda média de potência no primeiro ano como sendo entorno de 3% (Silva, 2015). Vale ressaltar que os fabricantes, ao informar o valor da potência nominal de um módulo fotovoltaico de silício cristalino, em suas respectivas fichas técnicas já consideraram um percentual de perda de potência em função também da degradação induzida pela luz. Ou seja: ao deixar a fábrica, um módulo fotovoltaico poderá apresentar um valor de P_{max} variando entre 0 e 5 W diferente do valor informado em sua

ficha técnica. Entre estes fabricantes alguns também informam uma tolerância de +/- 3% na potência de saída de seus módulos fotovoltaicos.

Além da LID, as principais causas responsáveis pela ocorrência de redução da potência nominal de módulos fotovoltaicos ao longo dos anos de operação, são:

- degradação induzida pelo potencial PID: ocorre em sistema fotovoltaicos cujo inversor de corrente não utiliza transformador e é causada por diferenças de potencial entre as células solares e as estruturas do módulo fotovoltaico que integram o sistema fotovoltaico em operação. O PID é causado principalmente pelos diferentes potenciais que é relativamente alto nas extremidades de uma série de módulos fotovoltaicos. Todos os tipos de módulos fotovoltaicos estão sujeitos a ocorrência de PID, uma vez que o mesmo depende de componentes do módulo fotovoltaico como: estrutura, vidro, encapsulante, de esquemas de ligação das séries fotovoltaicas, do sistema de aterramento, além de ser influenciado pelas condições ambientais. Em um módulo fotovoltaico individual, os efeitos PID são mais fortes em células que estão localizadas mais perto da estrutura de alumínio (Kwembur *et al.*, 2020; Pingel *et al.*, 2010). O fato de apresentar correntes de fuga percorrendo a estrutura da moldura dos módulos, torna possível diversos caminhos para a corrente de fuga através dos materiais que compõem o módulo. Entre esses caminhos o mais prejudicial e que mais ocorre em campo, corresponde ao que passa através da maior parte da superfície frontal e do encapsulante, isso se deve pela condutividade da superfície do vidro aumentar sob chuva e condições de alta umidade. Os efeitos PID são menos expressivos nas células que estão localizadas no centro do módulo. Na série de módulos fotovoltaicos, o efeito PID é mais forte em painéis que estão mais próximos do polo negativo. Quanto maior for o potencial em relação ao aterramento, maior será o efeito PID;
- degradação induzida por luz e temperatura elevada (LeTID): ocorre com maior frequência em módulos fotovoltaicos de silício monocristalino, com células solares do tipo “p”, de contato traseiro e emissor passivado (PERC), associada as condições de elevadas temperaturas, pode levar a perdas significativas de potência, especialmente nos primeiros anos de operação;
- degradação da resistência paralela induzida pelo potencial (PID-*shunt*): refere a uma abordagem que incorpora os efeitos do PID, que consiste no fluxo de uma corrente de fuga que resulta no acúmulo de íons de sódio (Na⁺) através da junção n⁺-p na célula solar comprometendo resistência paralela (R_{sh}) de módulos fotovoltaicos, de

silício cristalino, tipo “p” nos primeiros anos de instalação. *PID-shunt* se desenvolve rapidamente, aumenta significativamente a taxa de degradação do módulo fotovoltaico introduz perdas severas no mesmo, especialmente sob condições de baixa irradiância (Puranik e Gupta, 2021);

- envelhecimento: com o passar do tempo, os materiais dos módulos se degradam naturalmente, reduzindo a eficiência;
- fatores externos como: material particulado, sujeidade, sombras do entorno, danos físicos, condições climáticas extremas, manuseio indevido e projetos inadequados, também podem acelerar a degradação, afetando a qualidade dos módulos fotovoltaicos.

Na Tabela 1 são apresentadas as principais falhas identificadas em sistemas fotovoltaicos, o impacto na qualidade da energia e as respectivas causas e motivos pelas mesmas.

Tabela 1 - Modos de falhas típicos, seus efeitos e mecanismos em módulos fotovoltaicos

Componentes do módulo	Modo de falha	Mecanismo de falha	Efeito da falha
Vidro Frontal	Vidro quebrado	<ul style="list-style-type: none"> • Fadiga termomecânica • Vidros com espessura menor • Falha de fabricação 	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosão aprimorada devido ao acesso à umidade durante dias chuvosos e úmidos • Queda dramática na potência durante dias chuvosos (curto-circuito) • Não suporta condições externas
	Sujidade	<ul style="list-style-type: none"> • Fortemente aderente e endurecimento gradual da camada de sujeidade no superstrato ou fracamente aderente e limpeza da camada de sujeidade pela chuva/vento 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda lenta de transmissão • Redução corrente/potência, mas pode não afetar o fator de forma (FF) ou o limite de garantia • Mudança visual
	Vidro trincado estilhaçado	<ul style="list-style-type: none"> • Fadiga termomecânica • Corrente reversa • Falência da célula 	<ul style="list-style-type: none"> • Ponto quente
Encapsulante	Delaminação do encapsulante	<ul style="list-style-type: none"> • Reação foto térmica (quebra de ligações de interface devido a UV e temperatura) • Reação química (quebra de ligações de interface devido à umidade ou contaminantes) 	<ul style="list-style-type: none"> • Entrada de sujeidade • Condutividade do encapsulante EVA e da interface aprimoradas (corrosão química / eletroquímica/foto eletroquímica aprimorada) • Grande perda de transmissão • Queda de potência além do limite de garantia devido ao

			desacoplamento óptico e corrosão induzida pela entrada de umidade
	Descoloração do encapsulante	<ul style="list-style-type: none"> • Reação foto térmica (na presença de UV e alta temperatura do módulo) 	<ul style="list-style-type: none"> • Queda de potência e corrente pode não afetar o fator de forma ou o limite de garantia • Perda transmissão
	Pontos quentes	<ul style="list-style-type: none"> • Fadiga termomecânica ou puramente elétrica 	<ul style="list-style-type: none"> • Diminuição da potência • Bolhas no encapsulante • Descoloração do encapsulante • Queda de potência além do limite de garantia
Circuito interno	Quebra de interconexões entre as células solares	<ul style="list-style-type: none"> • Fadiga termomecânica 	<ul style="list-style-type: none"> • Arco elétrico (devido a curta distância entre as fitas/circuito quebrados) • Queimadura na parte traseira (devido a pontos quentes aquecidos efeito joule) • Falha de aterramento devido a queimaduras na parte traseira (devido ao acesso à água) • Queda de potência além do limite de garantia devido à resistência série severa ou ativação do diodo
	Falha na ligação de solda	<ul style="list-style-type: none"> • Fadiga termomecânica 	<ul style="list-style-type: none"> • Devido a pontos quentes aquecidos por joule) • Falha de aterramento devido a queimaduras na parte traseira (devido ao acesso à água) • Vidro frontal quebrado (devido a pontos quentes) • Queda de potência além do limite de garantia devido à resistência série elevada
	Falha diodo	<ul style="list-style-type: none"> • Fadiga térmica 	<ul style="list-style-type: none"> • Falha momentânea pode não causar nenhuma mudança no desempenho do módulo • Falha definitiva causa redução da tensão, sendo perceptível no desempenho da <i>string</i> • Sem um diodo, o módulo será suscetível a problemas de pontos quentes
Circuito interno	Corrosão	<ul style="list-style-type: none"> • Componentes de corrosão eletroquímica, corrosão foto eletroquímica entre células solares ou entre célula solar e moldura 	<ul style="list-style-type: none"> • Ponto quente nas queimaduras na parte traseira • Ponto quente no vidro quebrado • Limite de garantia de queda de potência devido à resistência série elevada

	Células solares quebradas	<ul style="list-style-type: none"> • Fadiga termomecânica • Reação química que leva a quebra de ligações nas cadeias poliméricas (devido à temperatura ambiente elevada e/ou UV) 	<ul style="list-style-type: none"> • Queda de potência além dos limites aceitáveis/garantia (devido ao aumento no comprimento da rachadura e lascando/rompendo área ativa da célula solar; deve-se notar que as células solares quebradas geralmente resultam em uma pequena perda de potência e não uma falha do módulo) • Pontos quentes (devido ao aquecimento da polarização reversa) • Micro rachaduras levando ao surgimento de trilha de caracol (devido à reação química)
Célula solar	Pontos quentes	<ul style="list-style-type: none"> • Fadiga termomecânica ou puramente elétrica 	<ul style="list-style-type: none"> • Queimadura na parte traseira
Filme posterior	Empenamento Desprendimento Rachadura Desintegração	<ul style="list-style-type: none"> • Reação química enfraquecendo as ligações da interface (devido à temperatura ambiente mais alta e/ou umidade) 	<ul style="list-style-type: none"> • Falha de aterramento em condições úmidas (devido ao acesso/entrada de água no circuito ativo e moldura;
Caixa de junção	Falhas na caixa de junção	<ul style="list-style-type: none"> • Fadiga termomecânica 	<ul style="list-style-type: none"> • Arco elétrico • Falha de aterramento • Corrosão de componentes • Queda de potência além do limite de garantia devido ao aumento na resistência em série
	Corrosão	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosão química (metálica) 	<ul style="list-style-type: none"> • Empenamento • Maior risco de danos ao módulo

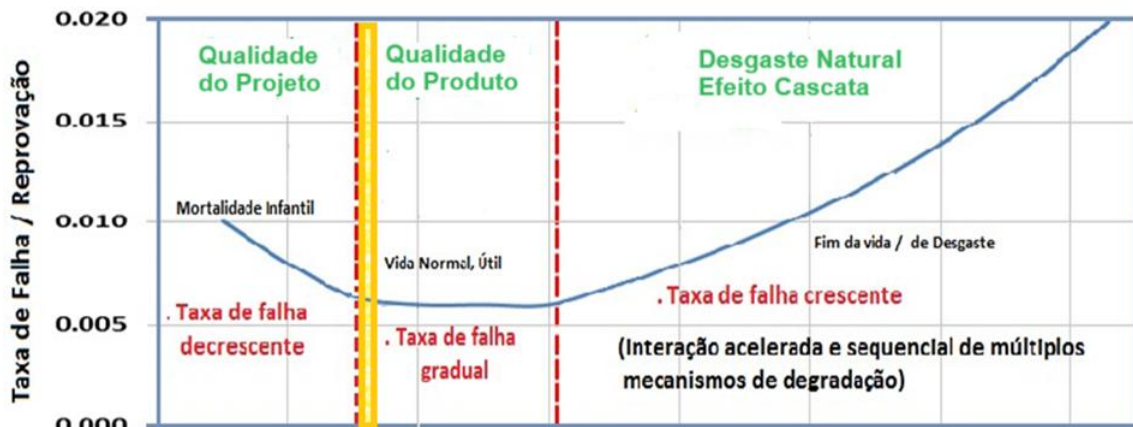
Fonte: Adaptado de TamizhMani e Kuitche (2012), Munoz *et al.* (2011), Al Mahdi *et al.* (2024)

É importante salientar que a temperatura elevada em uma célula solar só é considerada como sendo um ponto quente (*hot spot*), quando o resultado obtido do valor de temperatura máxima (T_{max}) menos o valor da temperatura média (T_{med}) seja superior a $20^{\circ}C$ (LORENZO, 1994).

Na Figura 12 pode-se observar pelo gráfico as fases distintas da vida útil hipotética de módulos fotovoltaicos, em função do tempo. A primeira fase está relacionada com a qualidade do projeto, devido a ocorrências de falhas de fabricação, denominadas mortalidade infantil. A segunda fase pode ser atribuída à qualidade da produção, com a ocorrência de falhas “na vida útil”, devido ao desgaste natural e é marcada por uma taxa de falha gradual e constante. Porém observa-se a existência de uma faixa estreita localizada após o final da primeira fase e início da segunda, que está relacionada às condições intrínsecas nas quais o módulo fotovoltaico irá funcionar e que poderá impactar na terceira e última fase. A terceira fase é caracterizada por

ocorrências envolvendo falhas de desgaste, sobretudo devido ao agravamento de questões de *design* e qualidade de produção, associados às especificidades do local e condições de instalação do módulo, contribuindo com o aumento contínuo na taxa de falha, em função da interação de múltiplos mecanismos de degradação, acelerada pelas falhas catastróficas.

Figura 12 - Fases da vida útil hipotética de módulo fotovoltaico em função do tempo



Fonte: Adaptado de TamizhMani e Kuitche (2012).

Assim, os autores concluem que o tempo de vida dos módulos fotovoltaicos é normalmente ditado pelas taxas de degradação, em vez de taxas de falha. Constatam, também, que os vários tipos de falhas ocorridas ao longo do tempo podem ter um efeito acumulativo sobre as taxas de degradação.

2.4.1. Degradação de módulos fotovoltaicos

Segundo TamizhMani e Kuitche (2012), a perda de desempenho de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede pode ser causada por vários fatores não relacionados com ocorrências de falhas nos módulos fotovoltaicos ou mesmo a fatores relacionados à degradação dos mesmos. Assim, para a determinação das taxas de degradação em módulos fotovoltaicos é importante isolar e remover as influências de todos os outros fatores que não estejam relacionados aos problemas de durabilidade dos mesmos.

Ainda de acordo com os autores, as falhas catastróficas e perdas por degradações observadas em módulos fotovoltaicos em campo foram listadas e classificadas como falhas de confiabilidade e perdas de durabilidade, respectivamente. Desta forma, a produção de energia pode ser maximizada através da melhoria na durabilidade do sistema, minimizando as pequenas

perdas que possam degradar o gerador fotovoltaico, e o tempo ocioso do sistema pode ser minimizado, melhorando a confiabilidade do mesmo reduzindo as falhas catastróficas.

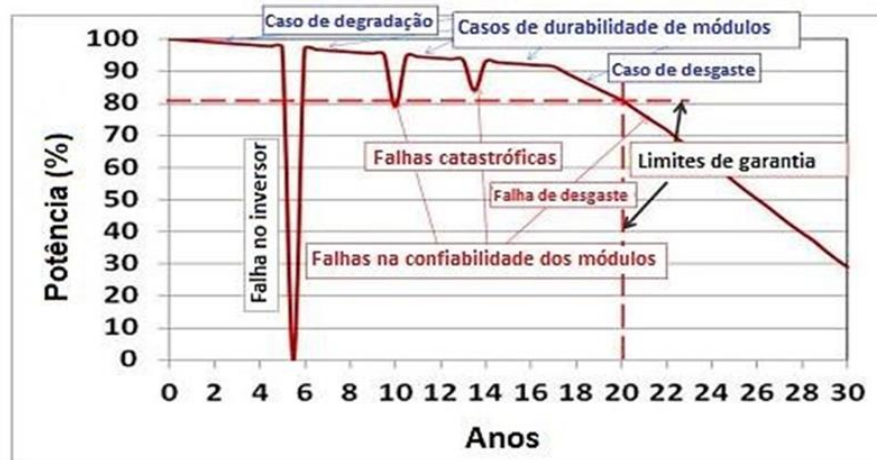
O impacto da degradação no desempenho de módulos fotovoltaicos pode variar de acordo com as especificidades da instalação, principalmente, devido as características climáticas do local. Dessa forma, as perdas por degradação podem variar entre zonas climáticas, como observado por Jordan e Kurtz (2013) que identificaram que as maiores perdas por degradação afetam principalmente a corrente de saída do módulo fotovoltaico, e são mais agravantes em zonas climáticas quente e úmida.

Bouraiou *et al.* (2018) analisaram o impacto da degradação em 608 módulos fotovoltaicos expostos em região de clima desértico em Adrar, na Argélia. Os resultados mostraram uma redução em torno de 30% no ponto de potência máxima para módulo fotovoltaico multicristalino exposto há 12 anos, e de 1,32% e 57,1% para módulo fotovoltaico monocristalino expostos por 5 e 12 anos, respectivamente. Essas perdas foram associadas ao escurecimento do encapsulante EVA, delaminação e corrosão da metalização. Sánchez-Friera *et al.* (2011) avaliaram a degradação em módulos fotovoltaicos de silício cristalino instalado há 12 anos na cidade de Málaga, na Espanha. Para isso, os autores utilizaram de informações obtidas através de inspeção visual associadas as medições dos parâmetros elétricos, e identificaram uma perda no ponto de potência máxima de 11,5%.

Diversos estudos têm sido desenvolvidos em várias partes do mundo visando investigar o desempenho destes sistemas sob influência de diferentes condições climáticas, com aplicação de diferentes tecnologias solares fotovoltaicas e configurações, comparando os dados obtidos com sistemas convencionais. Entre estes estudos destaca-se a Pesquisa de Confiabilidade de Módulos Fotovoltaicos de Toda a Índia – (*All India Survey*) que desde 2013 é realizado com o objetivo de monitorar a confiabilidade e durabilidade de módulos fotovoltaicos em diferentes regiões da Índia. Os estudos são conduzidos pelo *National Centre for Photovoltaic Research and Education* (NCPRE) no *Indian Institute of Technology Bombay* (IITB) e também pelo *National Institute of Solar Energy* (NISE).

Na Figura 13 observa-se uma representação hipotética da linha evolutiva de falhas de durabilidade ou degradação e as de confiabilidade ou catastróficas, em instalações fotovoltaicas. Observa-se que uma falha catastrófica pode ser eliminada em um curto período de tempo resultando em um menor impacto na produção de energia e na vida útil dos sistemas solares fotovoltaicos.

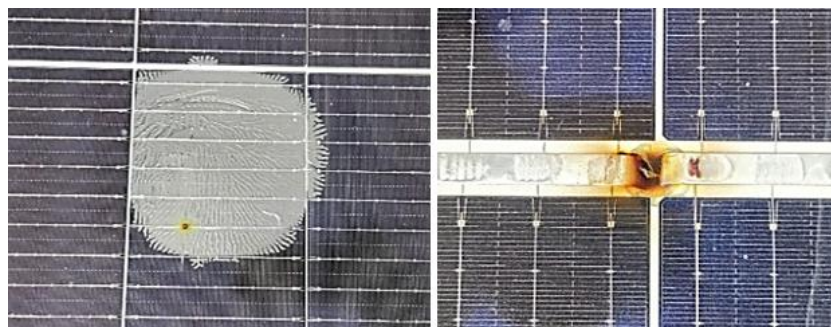
Figura 13 - Perdas em função da confiabilidade e durabilidade de sistemas solares fotovoltaicos em função do tempo



Fonte: Adaptado de TamizhMani e Kuitche (2012).

O estudo *All India Survey* (2018) apresentou os tipos de degradação em módulos fotovoltaicos e os diferentes tipos de teste de tensão acelerada que são usados para avaliar a confiabilidade e durabilidade deste dispositivo. Nesses testes de tensão acelerada, o módulo fotovoltaico é submetido a diferentes tipos de testes de estresse em níveis mais altos do que os níveis observados em campo. Os autores identificaram que os modos de degradação: corrosão, descoloração, deformação, delaminação, quebra e rachaduras são as principais causas que afetam o desempenho de módulos fotovoltaicos. A Figura 14 apresenta alguns modos de degradação identificados em módulos fotovoltaicos durante inspeção visual, em especial, delaminação do encapsulante, pontos quentes em interconexões oxidadas, observados nos módulos fotovoltaicos de silício cristalino.

Figura 14 - Degradações típicas: delaminação e corrosão das interconexões das células solares



Fonte: O autor (2023).

Ao analisar o histórico evolutivo das tecnologias de células solares e dos módulos fotovoltaicos e conseqüente impacto desta em relação aos riscos de qualidade e confiabilidade

em sistemas e módulos fotovoltaicos, Bardizza (2024) destaca as principais ocorrências identificadas em células solares e módulos fotovoltaicos como: fadiga térmica em componentes de módulos fotovoltaicos como em conexões, cabos, diodos de desvio e conectores; existência de correntes reversa; diodos de desvio não conectados; incompatibilidade entre projetos de módulos fotovoltaicos e estruturas de fixação; falhas e ou defeitos introduzidos em módulos fotovoltaicos quando de seu manuseio durante transporte ou instalação; degradação induzida pelo potencial (PID) e também a degradação induzida pela luz e temperatura elevada (LeTID).

A causa provável do LID é a formação de defeitos na ligação boro-oxigênio (B-O), devido à presença destes elementos químicos nas pastilhas de silício (Si). O boro é o principal dopante do silício para a formação do semicondutor tipo “p” em uma célula solar de silício. Schmidt e Borhe (2018) descobriram que a formação e regeneração de defeitos na ligação de B-O eram processos ativados termicamente. Neste modelo, átomos de oxigênio móveis foram capturados pelo boro formando complexos BS-O₂, um composto metaestável que limita a vida útil dos portadores de carga com a concentração de dopagem de boro nas pastilhas tipo “p”, das células solares de silício Czochralski (Cz), que são as mais usadas nos módulos fotovoltaicos atuais de silício. A mesma relação foi observada para pastilhas Cz-Si co-dopados com boro e gálio.

As reduções advindas por LID eram previstas pelos fabricantes, sendo consideradas durante o processo de fabricação dos módulos fotovoltaicos de tal modo que, após as primeiras horas de exposição e com a redução do desempenho devido a LID, a potência nominal deveria ser igual a prevista pelo fabricante nos dados de folha do dispositivo. Caso as perdas fossem maiores que a prevista, então, a LID era considerada como falha, conforme discutido por Agência Internacional de Energia (IEA, 2014), Freire *et al.* (2018). Entretanto, atualmente os fabricantes consideram o LID como uma componente da curva de degradação do módulo, coberta da garantia.

Segundo Lim (2013), Niewelt (2017) e Meyer (2021) outro tipo de deterioração a que estão sujeitas as células solares, com destaque para as PERC de silício monocristalino do tipo “p” e mais recente também relatados em células solares do tipo “n” (Meyer, 2021), em função da exposição das mesmas a temperaturas elevadas, entre 70 e 85 °C, é denominada degradação induzida por luz e temperatura elevada (LeTID). Enquanto a estabilização do módulo fotovoltaico no caso do LID ocorre nos primeiros dois anos, no caso da LeTID, afeta grande parte da vida útil do módulo fotovoltaico, resultando em perdas elétricas e até mesmo a falência destes, comprometendo seriamente a viabilidade técnica e econômica de projetos fotovoltaicos. Ambos os modos de degradação, LID e LeTID, possuem como consequência uma redução no

desempenho nos módulos fotovoltaicos, contudo a LeTID poderá levar o módulo fotovoltaico a falência.

Harvey *et al.* (2018) investigaram o mecanismo da degradação da resistência paralela induzida por potencial (PID-*shunt*) em módulos fotovoltaicos de silício multicristalino, oriundos de instalações fotovoltaicas e em amostras laboratoriais, usando uma abordagem de caracterização e ensaios de fotoluminescência, eletroluminescência e termografia de bloqueio, para identificar áreas degradadas em módulos fotovoltaicos. Pequenas amostras das áreas degradadas identificadas nos módulos fotovoltaicos foram removidas e analisadas por microscopia eletrônica de varredura entre outros ensaios o que permitiu averiguar os mecanismos responsáveis pelo PID-*shunt*, além de constatar uma correlação direta com o percentual de sódio na junção “pn” da célula solar. O teor de sódio na área de ocorrência do PID-*shunt* atinge picos de concentração de 0,1% a 2% na área de interface.

Puranik e Gupta (2022), investigaram o estresse na tensão de módulos fotovoltaicos de silício cristalino, tipo “p”, relacionados à degradação da resistência paralela induzida por potencial, que resulta em um fluxo de corrente de fuga, em relação ao solo, devido ao acúmulo de íons de sódio (Na⁺) através da junção “n⁺-p” da célula solar. Segundo os autores esse acúmulo de íons de sódio estabelece um caminho de fuga dentro da célula solar, o que compromete o desempenho do módulo fotovoltaico e ao sistema fotovoltaico, sobretudo em condições de baixa irradiância. O PID-*shunt* pode levar um módulo fotovoltaico a falência por completo logo nos primeiros anos de operação.

Conforme afirmado em (Pingel *et al.*, 2010), PID-*shunt* é caracterizado por uma redução da resistência shunt. No processo de PID-*shunt*, isso causa uma queda do Fator de Forma (FF) e, portanto, a saída de potência diminui. Em altos níveis de PID-*shunt*, mesmo a tensão de circuito aberto (V_{oc}) e a corrente de curto-circuito (I_{sc}) diminuem devido a um curto circuito interno massivo.

All India Survey (2018), Aghaei *et al.* (2022) desenvolveram um artigo de revisão abordando a confiabilidade de módulos fotovoltaicos de silício cristalino e de filme fino (telureto de cádmio e seleneto de cobre, índio e gálio). Os autores apresentaram um resumo sobre os principais fatores de estresse e como estes influenciam a degradação de módulos fotovoltaicos, além de uma revisão detalhada dos modos de degradação e falhas nestes componentes de sistemas fotovoltaicos. Os modos de degradação resultam em uma redução gradual do desempenho ao longo do tempo, enquanto a falha está associada a incapacidade de componentes ou do próprio módulo fotovoltaico de cumprir sua função projetada.

Os módulos de filme fino possuíam uma camada de óxido condutor transparente entre o vidro frontal e a camada semicondutora, e encapsulante entre a camada semicondutora e a folha traseira. Porém quando os módulos fotovoltaicos eram expostos a elevados níveis de umidade e tensões térmicas causavam um aumento gradual na resistividade do TCO e consequentemente a resistência série do módulo fotovoltaico, contribuindo na redução no fator de forma (FF) e no ponto de potência máxima do módulo fotovoltaico (Sinha *et al.* - 2017). Devido a estes problemas de aumento da resistividade do TCO e após o aprimoramento da tecnologia de filme fino, atualmente, os módulos fotovoltaicos desta tecnologia passaram a utilizar um encapsulante entre a parte frontal e a camada semicondutora, sendo que estes avanços têm indicado uma redução da taxa de degradação para valores inferiores a 1,0% a.a.

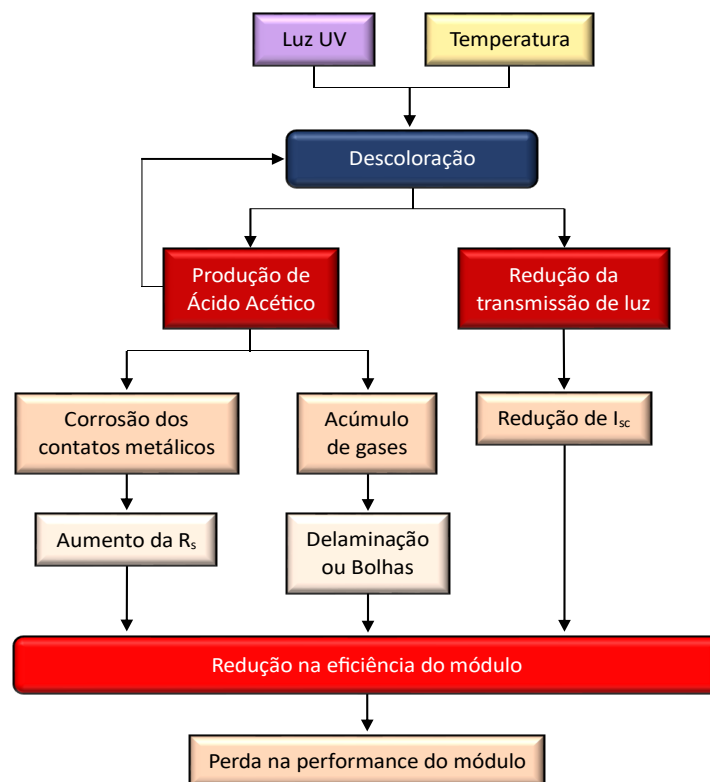
Um levantamento de dados relatados em revisão de literatura desenvolvida por Jordan e Kurtz (2013) foi feito, visando determinar o grau de impacto de modos de degradação no desempenho de um módulo fotovoltaico de tecnologia fotovoltaica de silício e filme fino em diferentes regiões do mundo. Os resultados indicaram uma taxa de degradação mediana e média de 0,5% a.a. e 0,7% a.a. para silício cristalino, respectivamente. Já para tecnologia de filme fino foi observada uma taxa de degradação maior, atingindo valores médios de 1,5% a.a. e mediana de 1,0% a.a. A conclusão obtida mostra que os módulos fotovoltaicos de filme fino são mais afetados pela degradação, sendo que o modo mais predominante para essa tecnologia está associado a degradação do TCO, seguidos por delaminação e descoloração do encapsulante.

Abdallah *et al.* (2018) identificaram uma redução de 35% na potência no ponto de potência máxima - P_{mp}, em módulos fotovoltaicos de filme-fino de disseleneto de cobre, gálio e índio (CIGS) expostos há dois anos sobre condição desértica em Doha, no Qatar. Além disso, as perdas foram associadas a problemas de delaminação nas bordas do módulo entre TCO e encapsulante.

Rahman *et al.* (2023) analisaram vários fatores de degradação, como temperatura, umidade, sujidade, incluindo o impacto destes no desempenho e vida útil de módulos fotovoltaicos. As observações, obtidas através de um levantamento bibliográfico, indicaram que a sujidade pode diminuir a eficácia dos módulos fotovoltaicos à medida que se acumula ao longo do tempo; no entanto, o efeito da sujidade na vida útil é menos agressivo do que outros fatores. As microfissuras e os pontos quentes, têm uma influência significativa na deterioração da vida útil e da eficiência dos módulos fotovoltaicos, no entanto, a taxa de degradação é baseada na proporção de células solares afetadas. A descoloração e delaminação possui elevado impacto negativo no desempenho de módulos fotovoltaicos, sendo ainda maior para aqueles originados por temperatura e umidade. Na Figura 15 é possível verificar o processo de

envelhecimento dos módulos por meio de descoloração. A descoloração reduz a transmissibilidade e a absorção da irradiância pelas células solares, causando o decréscimo na corrente. Porém, se a descoloração estiver associada a elevada temperatura e ultravioleta, estes poderão desencadear a produção de ácido acético causando corrosão nas interconexões e formação de gases provocando o surgimento da delaminação e bolhas.

Figura 15 - Fluxograma do envelhecimento de módulos por meio de descoloração

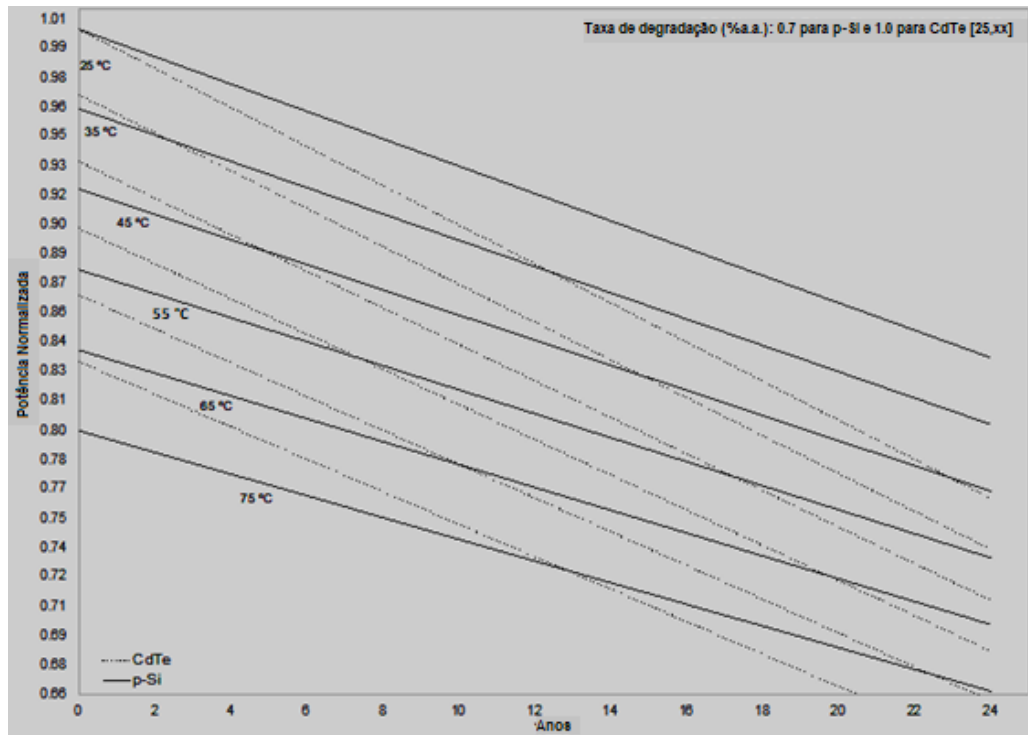


Fonte: Adaptado de Rahman *et al.* (2023).

Além disso, o impacto da degradação no desempenho dos módulos fotovoltaicos pode variar em relação a tecnologia e as condições de instalação e manutenção. A Figura 16 apresenta a comparação entre o comportamento da tecnologia de silício multicristalino e de telureto de cádmio em relação a temperatura de operação e degradação ao longo da vida útil de 25 anos (0-24 anos), conforme assegurado pelos fabricantes. Para isso, os coeficientes de temperatura para potência máxima - P_{max} , igual a $-0.41\%/^{\circ}C$ para p-Si e de $-0.31\%/^{\circ}C$ para CdTe, valores estes indicados nas fichas de dados dos módulos fotovoltaicos, foram utilizados para quantificar as perdas de potência normalizada em relação ao aumento de cada $1^{\circ}C$ na temperatura de operação da célula fotovoltaica (T_c). A taxa de degradação média de $0,7\%$ a.a. e de $1,0\%$ a.a. para

tecnologia silício cristalino e filme fino, respectivamente, foi considerada para determinar o decréscimo da potência normalizada (Jordan, 2013).

Figura 16 - Relação entre temperatura e taxa de degradação para módulos fotovoltaicos de silício multicristalino e filme fino



Fonte: Adaptado de Jordan e Kurtz (2013).

Os resultados mostram que a tecnologia de filme fino apresenta melhor desempenho para temperaturas elevadas (>35°C). Porém com o aumento do período de exposição às condições externas adversas, o silício cristalino tende a apresentar melhores resultados quanto a eficiência comparada à tecnologia de filme fino. É possível observar que para uma temperatura de operação de 65°C, temperatura comum no período de verão nas regiões brasileiras localizadas acima do Trópico de Capricórnio, a tecnologia de filme fino é mais vantajosa até o décimo ano de operação, ou seja, quase metade do período de vida útil de um módulo fotovoltaico (Jordan 2013).

Um estudo desenvolvido por Dhimish e Badran (2023) avaliou o desempenho de 3,3 milhões de módulos fotovoltaico instalados em sistemas com potência entre 12 kWp e 27 MWp no Reino Unido. Para isso, foram realizadas inspeções aéreas utilizando de veículo aéreo não tripulado (VANT) equipado com câmeras termográfica e de eletroluminescência, para identificar possíveis danos. Os resultados mostraram que 36,5% dos módulos fotovoltaicos avaliados apresentaram algum tipo de problema térmico. Além disso, em todos os módulos

fotovoltaicos inspecionados, a diferença de temperatura média entre módulos fotovoltaicos não defeituosos e defeituosos foi de 21,7 °C, com alguns pontos críticos atingindo 80 °C.

A elevação da temperatura de operação do módulo fotovoltaico pode acontecer para condições de elevada umidade e contribuir para o surgimento de modos de degradação, deteriorando o desempenho esperado do mesmo ao longo de sua vida útil, como notado por Lyu *et al.* (2020). Os autores realizaram testes de estresse mecânico sequenciais em laboratório e observaram que a umidade é um importante fator para o surgimento de modos de degradação e rachaduras no filme posterior dos módulos fotovoltaicos a base de poliamida.

A Tabela 2 apresenta uma revisão bibliográfica sumarizada das taxas de degradação para módulos fotovoltaicos de diferentes tecnologias instalados em diferentes regiões do Brasil classificadas de acordo com a zona climática utilizando o modelo climático de Köppen-Geiger (1928).

Tabela 2 – Resumo dos modos e taxas de degradação para diferentes tecnologias fotovoltaicas instalados em diferentes zonas climáticas do Brasil

Zona climática (Köppen-Geiger)	Local	Tipo de tecnologia FV	Tempo de exposição	Taxa de degradação (% a.a.)	Modos de degradação	Referência
Clima tropical úmido (As) e Clima tropical seco (Aw)	Minas Gerais (Brasil)	p-Si	7 anos	1,21	Descoloração e delaminação do encapsulante EVA; corrosão de interconexões.	Cassini (2016); Oliveira <i>et al.</i> (2019);
		m-Si		5,9 – 9,5	Descoloração do encapsulante EVA; áreas generalizadas de delaminação e corrosão de interconexões bastante extensa.	
		a-Si		0,2 – 9,2	Degradação do óxido condutor transparente (TCO)	Cassini <i>et al.</i> (2020)
		CdTe		1,6 – 7,5		
Clima subtropical úmido (Cfa)	Florianópolis (Brasil)	a-Si:H	15 anos	0,55	Degradação do óxido condutor transparente (TCO)	Nascimento (2013)
Clima temperado oceânico (Cfb)	Porto Alegre (Brasil)	m-Si	15 anos	0,7	Descoloração e delaminação do encapsulante EVA.	Fonseca <i>et al.</i> (2020)

Fonte: O autor (2023).

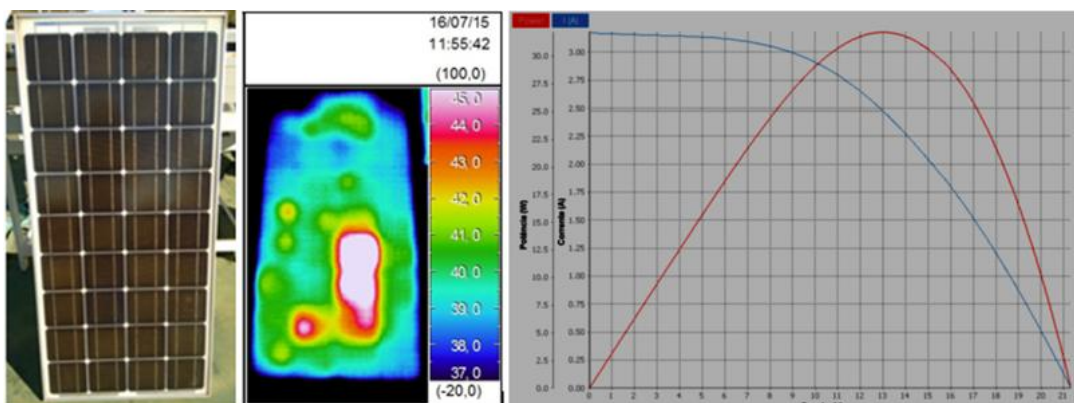
Na Tabela 2 pode ser observado que as maiores taxas de degradação foram registradas em localidades pertencentes a regiões áridas ou semiáridas do Brasil, por ser caracterizada por

elevados valores de temperaturas e de radiação UV, associando aos modos de degradação mais comuns causados por tais parâmetros ambientais. As taxas de degradação média para o clima árido e semiárido identificadas através de levantamento bibliográfico foi de 3,41% a.a. e 6,42% a.a. para tecnologias de silício e filme fino, respectivamente. Os maiores índices de degradação para tecnologia de filme fino em comparação com a de silício pode ser explicado devido a problemas de resistividade do TCO, impactando negativamente o desempenho destes ao longo dos anos de operação. Nas localidades inseridas no grupo climático equatorial (A), as taxas de degradação são menores em relação as regiões pertencentes ao grupo climático temperado (C), podendo ser justificado devido a frequência de precipitação e a umidade oriundas do clima temperado causando, na maioria dos casos avaliados, o processo de delaminação.

Cassini (2016) e Oliveira *et al.* (2018) avaliaram modos de degradação em módulos fotovoltaicos de silício cristalino (mono-Si e multi-Si) que estiveram em operação por 7 anos em áreas rurais no seminário mineiro, localizado na região norte de Minas Gerais. Durante as inspeções visuais realizadas alguns módulos fotovoltaicos foram selecionados para serem submetidos a ensaios elétricos e térmicos uma vez que nestes foram constatados modos de degradação como escurecimento gradual e delaminação do encapsulante EVA, que foram atribuídos como sendo o resultado da combinação de fatores climáticos característicos da região marcadas por valores elevados de: temperatura, incidência de radiação ultravioleta e horas de insolação, em função das condições climáticas predominantes na região.

Ensaio elétrico foram realizados em especial de curvas I-V e P-V, além de imagens termográficas nos módulos fotovoltaicos mono-Si nº1 e nº2. Na Figura 17, é apresentado o módulo fotovoltaico nº1, no qual pode-se observar o modo de degradação caracterizado “escurecimento” do encapsulante EVA, sua imagem termográfica e as respectivas curvas I-V e P-V em condições padrão de teste.

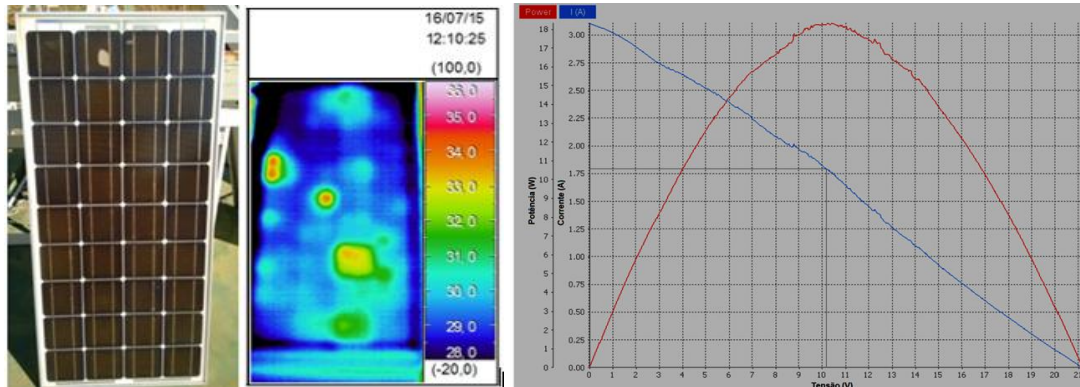
Figura 17 – Módulo fotovoltaico nº1 mono-Si - termografia e curvas I-V e P-V



Fonte: Cassini (2016).

Na Figura 18, é apresentado o módulo fotovoltaico n°2, no qual pode-se observar o modo de degradação caracterizado “escurecimento” e delaminação do encapsulante EVA, sua imagem termográfica e as respectivas curvas I-V e P-V em condições padrão de teste.

Figura 18 - Módulo fotovoltaico n°2 mono-Si - termografia e curvas I-V e P-V



Fonte: Cassini (2016)

Os resultados obtidos nos ensaios de curvas I-V apontaram para uma taxa média anual de degradação de 7,71% a.a para os módulos fotovoltaicos de células solares mono-Si.

Uma observação minuciosa deve ser realizada em relação ao período de exposição as externalidades. A taxa de degradação é maior nos primeiros anos de operação do módulo fotovoltaico, conforme previsto pelos fabricantes, uma vez que a taxa de degradação deve ser no máximo de 10% por aproximadamente 10 anos e de 20% em 25 anos de operação. Dessa forma, as análises quantitativas da degradação para períodos curtos de exposição, normalmente indicaram taxas maiores do que para períodos mais longos. Essa observação deve ser considerada ao analisar o desempenho de uma tecnologia fotovoltaica.

Assim como relatado em literatura, os modos de degradação mais comuns observados em inspeções visuais realizadas em módulos fotovoltaicos de silício cristalino são delaminação, descoloração do encapsulante de etileno-acetato de vinila e pontos quentes (principalmente para locais de instalação que apresentam elevadas temperaturas). Os modos de degradação mais comuns para tecnologia de filme fino consistem em problemas no TCO e descoloração.

Como pode ser visto, a perda por degradação apresenta significativas variações, sendo dependente da tecnologia e dos efeitos das condições climáticas em que esta é exposta, mas também é influenciada pelas características de instalação, ações relativas à manutenção e tempo de exposição, pois a taxa de degradação pode ser maior nos primeiros anos de operação.

Estudos desenvolvidos por Rada *et al.* (2017), Jordan *et al.* (2017) e Arularasu (2019) mostraram que as principais causas do impacto no desempenho de módulos fotovoltaicos de

silício cristalino instalados em solo ou em telhados em diferentes zonas climáticas ocorrem devido a tipos de degradação como descoloração, delaminação do encapsulante EVA e ponto quente, como consequência de efeitos induzidos pelas elevadas taxas de radiação UV e de temperatura de operação.

A corrosão de módulos fotovoltaicos é um dos problemas mais frequentes em campo, causando descoloração, como descrito por Kim *et al.* (2014) e Jordan *et al.* (2017). De acordo com Li *et al.* (2018), a corrosão em módulos fotovoltaicos é iniciada e acelerada por vários fatores simultaneamente e tem uma relação recíproca de causa e efeito.

Kim *et al.* (2021) fizeram uma revisão para identificar os principais mecanismos de corrosão em módulos fotovoltaicos. Os autores observaram que o efeito de corrosão é resultado da deterioração do encapsulante EVA. Porém, alguns estudos se concentraram em problemas de delaminação causados por parâmetros de laminação insuficientes e condições ambientais, enquanto outros se concentraram na formação de ácido acético usando pirólise e hidrólise após exposição à umidade e alta temperatura, como mostrado na Figura 17. Sendo assim, Kim *et al.* (2021) concluíram que o material encapsulante EVA se deteriora quando módulos fotovoltaicos opera em condições externas com radiação UV, temperatura e umidade relativa, causando a delaminação do encapsulante EVA e a corrosão do metal das interconexões.

Essas perdas podem ser ainda maiores para aplicações em flutuadores tendo em vista a elevada umidade e incidência de radiação UV, assim como, a movimentação constante sobre o espelho d'água que pode promover consequências a longo prazo devido ao estresse mecânico principalmente em cabos e conexões elétricas. Dessa forma, é importante escolher equipamentos que sejam adequados a aplicação em flutuadores, como por exemplo, módulos fotovoltaicos com filme posterior de maior resistência à umidade, encapsulantes que possuam características capazes de bloquear a radiação UV (Bridge to Índia, 2018).

Já alguns estudos têm mostrado o contrário, indicando que a temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos não reduziu quando em flutuadores, como observado por Peters e Nobre (2022). Os autores observaram que em horários próximos ao meio-dia, a temperatura do módulo fotovoltaico em flutuadores foi em torno de 10°C maior do que nos módulos fotovoltaicos instalados sobre telhado, sendo essa diferença justificada devido as diferentes alturas de instalação para as duas aplicações, influenciando na circulação do ar, e consequentemente, na redução da temperatura de operação. Já no período noturno, o SFV em flutuadores apresentou temperatura 1,2°C menor do que no telhado, sendo esse resultado atribuído em parte devido ao efeito do resfriamento por evaporação. De acordo com Peters e Nobre (2022), os resultados mostram que SFV em flutuadores devem priorizar o regime de

vento e a altura da instalação no planejamento do projeto, em vez de um fator de resfriamento relacionado à água.

Alencar Filho *et al.* (2018) também não identificaram redução significativa entre a temperatura de módulos fotovoltaicos instalados sobre o solo e sobre flutuadores, não observando aumento expressivo da eficiência da conversão energética. Os resultados divergentes remetem a necessidade de averiguar a influência das condições climáticas, das regiões onde foram instalados os sistemas, no comportamento das temperaturas de operação dos módulos fotovoltaicos, abrangendo as particularidades das diferentes tecnologias fotovoltaicas. A temperatura de operação do módulo fotovoltaico é afetada pelas trocas térmicas com a superfície em que o módulo fotovoltaico está instalado, assim como é influenciada pela irradiância, velocidade do vento e umidade causada pela evaporação da água em casos de aplicações utilizando flutuadores. Além disso, as tecnologias fotovoltaicas apresentam diferentes comportamento mediante o aumento da temperatura de operação, podendo algumas apresentarem maior redução na tensão do que outras.

Os efeitos causados pela umidade em módulos fotovoltaicos surgem, normalmente, no filme posterior destes dispositivos gerando bolhas. Então, essa umidade atinge o encapsulante e posteriormente a célula solar, podendo facilitar o aparecimento de modos de degradação como delaminação, corrosão das interconexões e degradação induzida pelo potencial (PID), inclusive ocasionar corrente de fuga devido à redução da resistência paralela em módulos fotovoltaicos e a perdas das propriedades antirreflexo do vidro frontal (Park e Kim, 2013). Isso ocorre devido a formação de ácido acético a partir degradação do encapsulante EVA que acelera a corrosão das interconexões da malha metálica das células solares que integram o módulo fotovoltaico.

Algumas das vantagens que tem incentivado a aplicação do SFV em flutuadores consiste na possibilidade de promover o resfriamento dos módulos fotovoltaicos, aumentando a eficiência dos mesmos. Essa afirmação reflete a expectativa quanto a capacidade da evaporação da água manter a temperatura dos módulos fotovoltaicos abaixo do que em aplicações em solo, como notado por Goswami e Sadhu (2021).

De acordo com Goswami e Sadhu (2021) e Ramasamy e Margolis (2021), a análise de desempenho e da degradação das usinas solares fotovoltaicas em estruturas flutuantes, de fixação e suporte ao longo de sua vida útil não é bem relatada, apresentando falta de dados obtidos em campo, de longo prazo. Isso ocorre, pois, a instalação de sistemas solares fotovoltaicos em flutuadores em escala maior é algo relativamente novo, e carece de investigações que possam contribuir para avaliar a degradação destes sistemas, além do desenvolvimento de medidas relativas à instalação e manutenção do sistema.

Goswami e Sadhu (2021) desenvolveram um estudo de confiabilidade de uma usina fotovoltaica cujo gerador foi instalado sobre flutuadores. Para isso, os autores realizaram um experimento, coletando dados durante 17 meses em um SFV em flutuadores e em solo. Os resultados mostraram uma taxa de desempenho média de 71,58% e uma taxa de degradação em torno de 1,18% para módulos instalados em flutuadores, e 64,05% e 1,07%, respectivamente, para o sistema solar fotovoltaico terrestre. Essa diferença é justificada devido a menor temperatura de operação dos módulos instalados em flutuadores (diferença média em torno de 6°C).

Sukarso e Kim (2020) avaliaram a temperatura da superfície da água e do solo para uma barragem localizada na província de Java Ocidental na Indonésia. Para isso, os autores utilizaram de dados de satélite de sensoriamento remoto, e observaram que o lago tem uma temperatura mais baixa que a do solo, com uma diferença anual em torno de 8°C. Após identificar a diferença da variação de temperatura da água e do solo, os autores estimaram a eficiência do SFVf em torno de 0,61% maior do que para aplicação em solo.

Park *et al.* (2013) avaliaram os efeitos da variação da umidade na taxa de degradação de módulos fotovoltaicos. Para isso, os autores analisaram diferentes cenários de temperatura de operação e de umidade relativa do ar. Os resultados mostraram que para temperatura e umidade iguais a 65°C e 85%, respectivamente, a taxa de degradação (%/hora) foi em torno de 0,00208. Para condições de temperatura igual a 65°C e umidade de 65%, essa taxa foi de 0,00079. Os autores concluíram que a degradação da potência do módulo fotovoltaico ocorre de forma linear ao longo do tempo, apresentando relação de proporcionalidade com a umidade relativa, podendo facilitar a delaminação do encapsulante do módulo fotovoltaico, resultando em corrosão das interconexões.

2.4.2. A degradação da potência nominal – DPN

Módulos fotovoltaicos sofrem um desgaste natural e esperado, que tem como consequência a redução no desempenho energético, em função de envelhecimento de componentes dos mesmos, contribuindo na redução da vida útil do sistema fotovoltaico.

O principal impacto da degradação da potência nominal em módulos fotovoltaicos é na quantidade de energia gerada pelo sistema, pois ao projetá-lo, é importante considerar a taxa de degradação esperada para os módulos fotovoltaicos escolhidos e dimensionar o sistema de forma a garantir a geração de energia necessária ao longo de toda a vida útil. A escolha de módulos fotovoltaicos de qualidade comprovada, fabricados por empresas idôneas e

certificados em laboratórios acreditados e com garantias, tendem a apresentar menores taxas de degradação.

Além disso, instalação adequada, com os módulos fotovoltaicos corretamente orientados e livres de sombras, que passam por processos de manutenção regular como de limpeza periódica e inspeção técnicas, como ensaios termográficos de componentes elétricos do BOS, podem ter não conformidades identificadas e corrigidas reduzindo o impacto dos processos que aceleram a degradação potência dos mesmos. Por tanto recomenda-se considerar:

- as condições climáticas locais podem influenciar na taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos;
- a qualidade dos módulos fotovoltaicos e a instalação correta e adequada de arranjos fotovoltaicos;
- garantia de desempenho dada pelo fabricante e o período durante o qual a degradação máxima permitida é especificada.

Entre as principais causas que contribuem na aceleração do processo de degradação da potência nominal de módulos fotovoltaicos, são:

- temperatura de operação elevada é decisiva no desempenho dos módulos fotovoltaicos, pois contribui na redução da tensão de circuito aberto e na corrente de curto-circuito, resultando em menor potência de saída;
- exposição contínua à níveis elevados de radiação ultravioleta poderão degradar os materiais semicondutores dos módulos fotovoltaicos afetando sua eficiência e acelerando o envelhecimento de demais componentes ao longo do tempo;
- fatores externos como taxas elevadas de sujidade, sombreamento constante, umidade constante e eventos climáticos extremos (como granizo ou ventos fortes);
- módulos fotovoltaicos de qualidade duvidosa, sem certificações de qualidade.

2.4.3. Indicadores de qualidade em usinas solares fotovoltaicas

Definidos pela IEC 61724-1, como Taxa de Desempenho (*Performance Ratio* - PR) e Índice de Desempenho Energético (*Energy Performance Index* – EPI), estes indicadores são utilizados para avaliar o desempenho de usinas solares fotovoltaicas, através da medição da eficiência com que a energia é convertida a partir da radiação solar disponível e injetada na rede de distribuição no ponto de conexão.

O PR é um indicador de fundamental importância, utilizado para aferir a eficiência de usinas solares fotovoltaicas. Ele é uma métrica adimensional, que relaciona a energia efetivamente produzida e injetada no sistema elétrico em CA pela usina fotovoltaica, com a energia teoricamente esperada em condições ideais, levando em consideração fatores como temperatura, irradiação solar e perdas diversas advinda ou seja: com irradiância e temperatura padrão.

Nos cálculos do PR feitos pelo *software PVSyst* (2024) são consideradas as perdas óticas advindas de sombreamento ou sujidade, as perdas do arranjo fotovoltaico por conversão, degradação, envelhecimento e as perdas do BOS em função da eficiência do inversor, de condução da energia gerada, da transformação no nível de tensão do sistema, de consumos auxiliares. O indicador permite comparar sistemas diferentes em locais e orientações distintas, pois esse indicador normaliza em relação ao recurso (irradiância) e potência instalada.

Um valor de PR elevado indica se usina solar fotovoltaica está operando de forma eficiente, enquanto um valor baixo de PR pode sinalizar a necessidade de ajustes nos planos de manutenção ou melhorias em determinados sistemas elétricos ou mecânicos da planta. Esses valores podem variar com a sazonalidade climática do local de instalação, com a evolução das tecnologias e com as condições específicas de cada usina solar fotovoltaica, mas servem como uma boa referência para a avaliação do desempenho das mesmas. Assim o monitoramento regular do PR é essencial para maximizar a produção de energia e a rentabilidade de projetos solares.

No caso específico do Índice de Desempenho Energético (EPI), também deve-se considerar os diversos fatores reais (medidos) que podem afetar a produção de energia elétrica como perdas (elétricas e térmicas) em todo o sistema fotovoltaico e de balanço operacional, além da irradiação solar, temperaturas de operação, condições climáticas e de instalação, entre outras. Silva *et al.* (2024) reforçam a necessidade de que a interpretação do valor do EPI é fundamental para a avaliação da precisão da simulação com dados aferidos *in loco*. De acordo com eles, se o EPI for:

- próximo de 1 é o ideal, pois indica que a simulação está alinhada com a realidade, proporcionando uma representação confiável e precisa da produção de energia;
- maior que 1 indica que a simulação pode estar subestimando a produção de energia;
- um valor menor que 0,95, sugere que a simulação pode estar superestimando a produção de energia.

Para verificar o desvio do EPI e assim obter uma conclusão quanto ao modelo simulado, é necessário avaliar os valores de EPI diário, para identificar se há algum tipo de oscilação, uma vez que, os *softwares* dedicados simulam em intervalo horário, subestimando possíveis perdas por *clipping*.

O PR é melhor para diagnóstico de eficiência do sistema, identificando as perdas. Porém, se faz necessário ter um valor de referência pré-estabelecido. Já o EPI é mais útil para avaliar a produtividade em termos absolutos como: quanto de energia (kWh) foi injetada no sistema elétrico pela potência (kWp) nominal instalada; qual o desvio percentual entre a energia real injetada na rede (kWh) pelo sistema e a energia simulada (kWh) para o mesmo ponto de conexão, considerando dados meteorológicos medidos no local da UFV. Esses indicadores se complementam pois, enquanto o PR ajuda a identificar problemas operacionais, o EPI dá uma visão prática do retorno energético esperado. Por isso, ambos indicadores devem ser monitorados periodicamente para avaliar o desempenho contínuo da usina solar fotovoltaica.

2.4.4. Influência da sujeidade no desempenho de módulos fotovoltaicos

A potência máxima de um módulo fotovoltaico é determinada pela: irradiância solar; temperatura de operação; tipo de módulo fotovoltaico; perdas devido à resistência das interconexões; sombreamento; grau de sujeidade; percentual de degradação; e conexões elétricas. Qualquer um desses fatores possui potencial para fazer com que os módulos fotovoltaicos ou circuitos de origem tenham um desempenho inferior ou até mesmo parem de gerar energia completamente.

O acúmulo de sujidades sobre módulos fotovoltaicos é um dos fatores potenciais para redução do desempenho dos mesmos, sendo ainda mais agravantes em regiões que apresentem alto índice de irradiância, porém com longos períodos secos ao longo do ano. Fraga *et al.* (2018) avaliaram o impacto da deposição de sujeidade no desempenho de uma usina fotovoltaica de silício multicristalino instalado em um estádio de futebol em Minas Gerais, Brasil, sendo observado uma redução de aproximadamente 16,5% na produção de energia no período seco, e de 8,0% no período após precipitação.

Cordero *et al.* (2018) analisaram o efeito da sujeidade no rendimento energético de módulos fotovoltaicos de silício cristalino instalados em cinco cidades no deserto do Atacama. Os autores notaram que as altas taxas de deposição contribuíram para uma redução da energia atingindo um pico de 39% na região norte costeira do deserto. Já nos locais de altitude relativamente alta e em locais na parte sul do deserto, as perdas anuais foram em torno de 3%.

Segundo Paudyal *et al.* (2017), a sujidade depositada nos módulos fotovoltaicos reduz a transmitância, causando redução da potência de saída. Os autores identificaram uma perda média diária na potência do módulo com deposição de sujidades em torno de 29,76% em relação ao mesmo módulo mantido limpo.

Costa, Kazmerski e Diniz (2021) avaliaram o impacto da sujidade no desempenho de um sistema solar fotovoltaico de 3,24 kWp de silício multicristalino instalado em Belo Horizonte, Brasil. Para isso, os autores identificaram a inclinação da métrica de desempenho do módulo fotovoltaico (Desempenho Global – PR) durante os períodos de seca, sendo considerada que essa redução foi causada pela deposição de sujidades. Os resultados indicaram uma perda de 0,16%/dia. Os mesmos autores investigaram as perdas por sujidade em módulos fotovoltaicos instalados em estações de monitoramento de sujidade também localizadas em Belo Horizonte, sendo observado uma pequena diferença em relação as perdas por sujidade, em torno de 0,14%/dia (Costa *et al.*, 2021). Essa discrepância se deve as condições do entorno onde os módulos fotovoltaicos estão instalados. O sistema solar fotovoltaico está localizado próximo a uma via de tráfego intenso, proporcionando maior deposição de carbono, enquanto as estações de sujidade estão instaladas em uma região afastada de alguma fonte poluente, resultando em menores perdas por sujidade.

Além disso, o efeito causado pela sujidade é diferente para cada tecnologia de módulos fotovoltaicos, como notado por Qasem *et al.* (2014), os de silício amorfo e CdTe sofrem maiores perdas de desempenho do que os de tecnologia de silício cristalino e CIGS. Este resultado é explicado devido à diferença de largura da banda-proibida, apresentando diferentes sensibilidades para cada comprimento de onda. Os módulos fotovoltaicos de a-Si e CdTe possuem resposta espectral entre 300 e 800 nm, enquanto os de c-Si e de CIGS a resposta espectral varia entre 400 e 1100 nm. Essa mesma observação foi feita por Costa, Kazmerski e Diniz (2021) que identificaram que a sujidade possui menor impacto no desempenho de módulos fotovoltaicos de CdTe (0,20%/dia) do que em módulos fotovoltaicos de silício multicristalino (0,14%/dia), considerando as condições climáticas para a cidade de Belo Horizonte, em Minas Gerais.

As perdas causadas pela sujidade ocorrem devido a redução da absorção da irradiância que incide sobre o módulo fotovoltaico, podendo a sujidade funcionar como sombreamento, contribuindo para o aumento da temperatura de operação. Um estudo realizado em um site localizado na zona equatorial no Brasil, concluiu que as áreas de um módulo fotovoltaico com deposição de sujidade podem apresentar um aumento de até 40 °C em comparação com a temperatura de operação do módulo limpo (Braga *et al.*, 2018). Xu *et al.* (2020) realizaram

experimentos para testar a temperatura da placa de vidro utilizada em módulos fotovoltaicos com deposição de sujidades e sob condições de iluminação e vento. Os autores observaram que a temperatura final da placa de vidro limpa tende a ser consistente com a temperatura ambiente, enquanto a temperatura da placa de vidro com sujidade é muito maior que a temperatura do ar.

No caso de módulos fotovoltaicos instalados em flutuadores, a umidade pode contribuir para redução da temperatura de operação do mesmo, mas por outro lado, pode acelerar o surgimento de modos de degradação, como já dito, e também, contribuir para aumentar a aderência da sujidade sobre a superfície de vidro, podendo dificultar a remoção por precipitação. Appels *et al.* (2013) observaram que a precipitação é capaz de remover tipos maiores de sujidade, por exemplo o pólen, mas sem o mesmo efeito para partículas menores (2-10 μm), e que a umidade após a limpeza dos módulos fotovoltaicos, assim como, o orvalho pode contribuir consideravelmente para o aumento da aderência da sujidade sobre a superfície dos módulos fotovoltaicos devido ao processo de cementação (Costa, 2018).

Também deve ser considerado em aplicações de sistemas em flutuadores a possibilidade das estruturas implantadas sob o espelho d'água se tornar um abrigo para animais aquáticos, com destaque para as aves e que desta forma os módulos fotovoltaicos podem receber maior quantidade de dejetos destes animais se comparado com módulos fotovoltaicos instalados em solo. Os dejetos de pássaros podem ser caracterizados como deposição de sujidade não-uniforme podendo causar maiores impactos em módulos fotovoltaicos de silício cristalino por serem compostos por fileiras de células solares e possuírem diodo desvio.

Ravichandran *et al.* (2021) simularam o desempenho de usinas solares fotovoltaicas de 5 MWp cada, em flutuadores instalados em reservatório de hidrelétricas, *High Dam e Aswan Reservoir*, localizadas na região do Alto Egito. Para isso, o *software Helioscope* foi usado, e foram simulados cenários para diferentes tecnologias fotovoltaicas, variando ainda quanto ao posicionamento dos módulos fotovoltaicos, em retrato ou paisagem. O posicionamento dos módulos fotovoltaicos foi considerado, pois em caso de sombreamento e/ou sujidade na parte inferior do módulo fotovoltaico, este tende a apresentar maior degradação do desempenho quando colocado em retrato, por sofrer redução na corrente de saída em todas as fileiras de células solares. Os resultados indicaram que, para uma inclinação dos módulos fotovoltaicos de 25°, os módulos fotovoltaicos de filme fino em posição retrato apresentam perda por sujidade em torno de 8,6% e por temperatura igual a 8,4%, enquanto em posição paisagem, essas perdas seriam 3,5% e 8,5%, respectivamente. Para o módulo silício multicristalino foi registrado 6,3% e 2,2% de perdas por sujidade para posição retrato e paisagem, respectivamente, e 10,2% de

perdas térmicas para módulo multicristalino. Já para o monocristalino, essas perdas por sujidade foram de 6,6% e 2,2%, e perdas térmicas de 11,2% e 11,3%.

Assim como a investigação quanto a degradação em módulos fotovoltaicos instalados em flutuadores é algo inovador, o mesmo ocorre com a sujidade. Vários estudos apontam que o acúmulo de sujidade é menor neste tipo de sistema, porém, está sujeito a maior deposição de sujidades não-uniforme devido a dejetos de pássaros. Porém, considerando a implantação de sistemas solares fotovoltaicos em flutuadores em larga escala, ressaltando a importância de avaliar a confiabilidade deste tipo de sistema, estudos que objetivam analisar e quantificar o impacto da sujidade nos módulos fotovoltaicos devem ser desenvolvidos, sendo primordial para promover o aumento do número de instalações e aprimoramento destes sistemas. Neste cenário, este estudo tem como objetivo atender a demanda dessa nova configuração de sistema solar fotovoltaico, além de avaliar a qualidade dos módulos fotovoltaicos comerciais implantados em instalações que utilizam flutuadores e em solo.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo apresenta os modelos necessários para prever o desempenho de geradores fotovoltaicos, focando na modelagem dos fatores que influenciam diretamente na confiabilidade do módulo fotovoltaico.

3.1. Radiação solar

A fonte energética para a produção de energia elétrica por sistemas fotovoltaicos é a radiação solar. Desta forma, para prever o desempenho de um gerador fotovoltaico é necessário conhecer a radiação solar para o local onde o mesmo está instalado.

De acordo com Duffie e Beckman (2013), a radiação solar total (G) é dividida em duas parcelas, a saber: a radiação solar direta (G_b) que é a radiação solar que não foi dispersa na atmosfera e a radiação solar difusa (G_d), que é a radiação solar cuja direção foi alterada ao entrar em contato direto com nuvens ou poeiras existentes na atmosfera terrestre. Desta forma, a radiação solar total (G) é dada por:

$$G = G_b + G_d \quad (1)$$

Collares-Pereira e Rabl (1979) estabeleceram que a radiação solar total horária (G) pode ser estimada através de relação com a radiação global diária incidente em uma superfície horizontal (H), como proposto:

$$r_t = \frac{G}{H} = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \frac{\pi \omega_s}{180^\circ} \cos \omega_s} \quad (2)$$

Onde: (ω) é o ângulo horário relativo ao deslocamento do sol a partir do meio dia, contabilizando um deslocamento de 15° a cada uma hora, e (ω_s) é o ângulo horário do pôr-do-sol quando finaliza o período de brilho solar. Os coeficientes a e b são obtidos por:

$$a = 0,409 + 0,5016 \sin(\omega_s - 60) \quad (3)$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \sin(\omega_s - 60) \quad (4)$$

Sendo ω_s o ângulo horário do pôr-do-sol é dado por:

$$\omega_s = \arccos(-\operatorname{tg} \Phi \operatorname{tg} \delta) \quad (5)$$

Onde: (Φ) é a latitude geográfica do local de instalação e (δ) é a declinação solar que referencia a posição angular do sol, ao meio dia, em relação ao plano do equador e é dada pela equação:

$$\delta = 23,45^\circ \operatorname{sen} \left[\frac{360^\circ}{365} (n_{\text{dia}} + 284) \right] \quad (6)$$

Onde: (n_{dia}) é o dia do ano que varia de 1 a 365.

Ainda de acordo com Duffie e Beckman (2013), obtém-se o valor da radiação global diária incidente em uma superfície horizontal (H), considerando a relação entre o índice de transparência atmosférica diária (K_T) e a radiação extraterrestre diária incidente em uma superfície horizontal (H_0):

$$K_T = \frac{H}{H_0} \quad (7)$$

O valor de K_T varia ao longo do dia e em função do local de instalação, sendo desta forma necessária a realização de medições constante. Por sua vez, a radiação extraterrestre é dada pela seguinte equação:

$$H_0 = \frac{24 \cdot 3600 G_{SC}}{\pi} \left(1 + 0,033 \cos \frac{360 n_{\text{dia}}}{365} \right) * \left(\cos \Phi \cos \delta \operatorname{sen} \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180^\circ} \operatorname{sen} \Phi \operatorname{sen} \delta \right) \quad (8)$$

Onde: (G_{sc}) é a constante solar (1.367 W/m^2), que representa a irradiância solar em unidade de tempo, incidente em uma área unitária de uma superfície e perpendicular à direção de propagação da radiação, a uma distância média entre a Terra e o Sol, fora da atmosfera.

Liu e Jordan (1960) indicam que para obter o valor da radiação solar incidente em uma superfície inclinada, considera-se o modelo difuso isotrópico composto pelo somatório das componentes direta, difusa isotrópica e da radiação solar difusamente refletida pelo chão. A radiação difusa isotrópica é a parcela da radiação solar que atinge uniformemente a abóbada celeste, enquanto a radiação solar difusa refletida pode ser considerada como toda radiação refletida que incide no chão, sem atingir a superfície do módulo fotovoltaico. Assim sendo, a radiação solar incidente em uma superfície inclinada é:

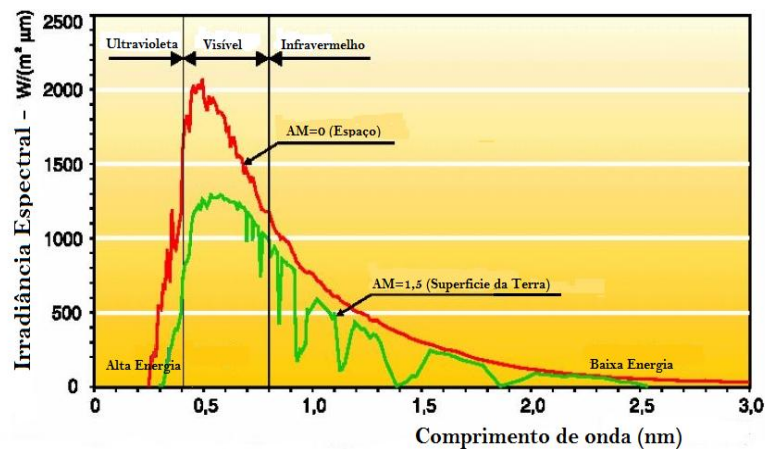
$$G_T = G_b R_b + G_d \frac{(1+\cos\beta)}{2} + G\rho \frac{(1-\cos\beta)}{2} \quad (9)$$

Onde: (ρ) é a refletividade do solo, (β) é a inclinação do módulo fotovoltaico e (R_b) é um fator geométrico, referente à razão da radiação total incidente sobre uma superfície inclinada e uma superfície horizontal.

3.2. Espectro da radiação solar

A energia produzida pelo Sol se propaga no espaço em forma de radiação eletromagnética, sendo um conjunto contínuo de ondas de diversos comprimentos, dos quais somente uma pequena parte é visível (0,4 a 0,7 nm). Na Figura 19 são apresentadas as curvas de distribuição da radiação solar terrestre em função do comprimento de onda e também da massa atmosférica (AM).

Figura 19 - Curva de irradiância espectral da radiação solar terrestre



Fonte: Adaptado de GREENPRO (2004).

A relação entre a massa da atmosfera (AM) através da qual o feixe da radiação solar irá atravessar, se o sol estiver no zénite, no nível do mar será $m = 1$.

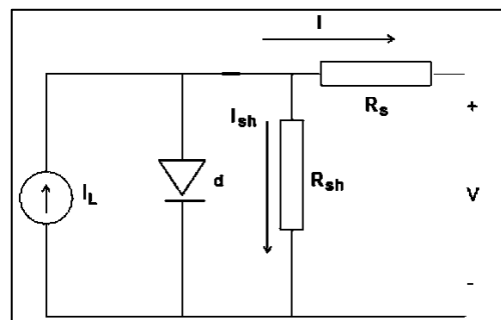
3.3. Parâmetros elétricos de um módulo fotovoltaico

Os módulos fotovoltaicos são compostos por um conjunto de células solares interligadas entre si, portanto, segundo Fahrenbruch e Bube (1983), as propriedades elétricas dos módulos são oriundas das células solares em que suas propriedades elétricas se assemelham às propriedades de um diodo. Quando exposta a luz solar, ela produz uma corrente fotogerada

proporcional à irradiância solar. As características elétricas dos módulos fotovoltaicos de silício, são: tensão de circuito aberto (V_{oc}); corrente de curto circuito (I_{sc}); fator de forma (FF) e eficiência. Outros parâmetros importantes são: corrente e tensão no ponto de máxima potência (I_{mp} e V_{mp}), potência no ponto de máxima potência (P_{mp}) e as resistências série (R_s) e paralelo (R_{sh}). Estes parâmetros podem ser obtidos a partir da curva de corrente-tensão I-V medida em um módulo fotovoltaico. Independentemente do tipo do sistema fotovoltaico, o aumento da temperatura ambiente ocasiona um aumento na temperatura do módulo, o que irá provocar uma redução na tensão de circuito aberto (V_{oc}) afetando de forma considerável a potência de saída do gerador solar fotovoltaico. Já a irradiância solar influencia diretamente a corrente de curto-circuito (I_{sc}) do módulo, decrescendo linearmente com a redução do recurso solar. O decréscimo da V_{oc} e da I_{sc} do módulo fotovoltaico induz a redução da potência de saída do módulo, acarretando em baixo índice de desempenho do sistema fotovoltaico.

Assim de forma análoga, o diodo representa a junção p-n na célula solar, sendo que nesta metodologia de parâmetros concentrados, podem ser utilizados um ou mais diodos. A Figura 20 mostra o circuito elétrico representativo de uma célula solar, considerando o modelo de diodo.

Figura 20 - Circuito elétrico equivalente do modelo de um diodo



Fonte: Soto, Klein e Beckman (2006).

O modelo matemático para o módulo fotovoltaico, considerando o modelo de um diodo para uma única célula solar, onde a relação entre a corrente (I) e tensão (V) é definida por:

$$I = I_L - I_{sat} \left(e^{\left(\frac{V + R_s I}{A} \right)} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (10)$$

Onde: (I_L) é a corrente fotogerada, (I_{sat}) a corrente de saturação reversa do diodo, (A) o fator de idealidade modificado, (R_s) a resistência série e (R_{sh}) a resistência paralela ou *shunt*, (LORENZO E ARAUJO, 1994).

A R_s representa as perdas ôhmicas na superfície do módulo fotovoltaico e a R_{sh} está relacionada às propriedades físico-química do material, ou seja: a profundidade da junção p-n; da concentração de impurezas nas regiões p e n; do arranjo usado nos contatos ôhmicos de superfície da célula solar.

Observando a Figura 20 constata-se que o valor de R_{sh} deverá ser maior que R_s , evitando o aparecimento de “um caminho alternativo” para a corrente fotogerada, o que reduziria a corrente de saída do módulo fotovoltaico. No caso da R_s , quanto menor o valor desta, maior será o desempenho do módulo.

O fator de idealidade modificado é definido por:

$$A = \frac{nkT_c}{q} \quad (11)$$

Onde: (A) é o fator de idealidade do diodo, (K) a constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23} \text{J/K}$), (T_c) a temperatura do módulo em Kelvin e (q) a carga de um elétron ($1,602 \times 10^{-19} \text{C}$).

De acordo com Machado Neto (2006), o valor de T_c pode ser definido a partir da temperatura de operação nominal do módulo, conforme equação:

$$T_c = T_a + \left(\frac{G_T(\text{NOCT}-20)}{800} \right) \quad (12)$$

Onde: (T_a) a temperatura ambiente, (G_T) a irradiância solar e (NOCT) é a temperatura de operação nominal do módulo fotovoltaico indicada pelo fabricante do mesmo.

Lorenzo e Araújo (1994) desenvolveram um modelo para estimar a temperatura ambiente em função do dia e da hora, além de considerar dados geográficos da localidade.

Para $-\pi < \omega < \omega_s$, T_a é calculado por:

$$T_a = T_{aM}(n_{dia} - 1) - \frac{T_{aM}(n_{dia}-1) - T_{am}(n_{dia})}{2} [1 + \cos(c\omega + d)] \quad (13)$$

Onde: (T_{aM}) e (T_{am}) são a temperatura ambiente máxima e mínima ($^{\circ}\text{C}$), respectivamente, ao longo de um dia, e os coeficientes c e d são dados por:

$$C = \frac{\pi}{\left(\frac{\pi}{6} - \omega_s - 2\pi\right)} \quad (14)$$

$$d = -c\omega_s \quad (15)$$

Para $\omega_s < \omega < \frac{\pi}{6}$, T_a é calculado por:

$$T_a = T_{am}(n_{dia}) + \frac{T_{aM}(n_{dia}) - T_{am}(n_{dia})}{2} [1 + \cos(c\omega + d)] \quad (16)$$

Onde: os coeficientes (c) e (d) são dados por:

$$c = \frac{\pi}{(\omega_s - \frac{\pi}{6})} \quad (17)$$

$$d = -\frac{c\pi}{6} \quad (18)$$

E para, $\frac{\pi}{6} < \omega < \pi$, T_a é calculado por:

$$T_a = T_{aM}(n_{dia}) - \frac{T_{aM}(n_{dia}) - T_{am}(n_{dia}+1)}{2} [1 + \cos(c\omega + d)] \quad (19)$$

Onde: os coeficientes (c) e (d) são dados por:

$$c = \frac{\pi}{(2\pi + \omega_s - \frac{\pi}{6})} ; \quad d = -\left(\pi + \frac{c\pi}{6}\right) \quad (20)$$

Chouder *et al.* (2012) também estabeleceram um modelo para estimar a potência do módulo fotovoltaico em uma determinada condição de operação, normalmente devem-se utilizar os parâmetros elétricos de referência fornecidos pelos fabricantes de módulos que são obtidos em condições normatizadas padronizadas - STC. A equação 21 indica a relação corrente (I) e tensão (V) para uma determinada condição de referência:

$$I = I_{L,ref} - I_{sat,ref} \left(e^{\left(\frac{V + R_{S,ref} * I}{A_{ref}} \right)} - 1 \right) - \frac{V + R_{S,ref} * I}{R_{sh,ref}} \quad (21)$$

Onde: ($I_{L,ref}$) é a corrente fotogerada e ($I_{sat,ref}$) a corrente de saturação reversa do diodo, (A_{ref}) é o fator de idealidade modificado de referência, e ($R_{S,ref}$) e ($R_{sh,ref}$) são as resistências da célula solar em condições de referência.

Ainda Chouder *et al.* (2012) definiram algumas relações em condições de curto-circuito, onde $I = I_{sc}$ e $V = 0$ e em condições de circuito aberto, onde $I = 0$ e $V = V_{oc}$ considerando uma condição de referência.

$$I_{sc,ref} = I_{L,ref} - I_{sat,ref} \left(e^{\left(\frac{R_{s,ref} I_{sc,ref}}{A_{ref}} \right)} - 1 \right) - \frac{R_{s,ref} I_{sc,ref}}{R_{p,ref}} \quad (22)$$

Onde: ($I_{sc,ref}$) é a corrente de circuito aberto em condição de referência.

$$I_{L,ref} - I_{sat,ref} \left(e^{\left(\frac{V_{oc,ref}}{A_{ref}} \right)} - 1 \right) - \frac{V_{oc,ref}}{R_{p,ref}} = 0 \quad (23)$$

Onde: ($V_{oc,ref}$) é a tensão de circuito aberto em condição de referência.

O ponto de máxima potência (MPP) é o ponto de funcionamento da célula solar, no qual a potência gerada será máxima, de forma que a corrente (I_m) e a tensão (V_m) serão respectivamente a corrente e a tensão no MPP. Com esta consideração, pode-se substituir o V por V_m e I por I_m , obtendo:

$$I_{m,ref} = I_{L,ref} - I_{sat,ref} \left(e^{\left(\frac{V_{m,ref} + R_{s,ref} I_{m,ref}}{A_{ref}} \right)} - 1 \right) - \frac{V_{m,ref} + R_{s,ref} I_{m,ref}}{R_{p,ref}} = 0 \quad (24)$$

Onde: ($I_{m,ref}$) e onde ($V_{m,ref}$) são a corrente e tensão no ponto de máxima potência, em condição de referência.

De acordo com Chouder *et al.* (2012), derivando a equação, em relação a $V = V_{oc,ref}$ e $I = I_{sc,ref}$ é:

$$\left. \frac{dV}{dI} \right|_{V=V_{oc,ref}} = -R_{s0} \quad (25)$$

$$\left. \frac{dV}{dI} \right|_{I=I_{sc,ref}} = -R_{sh0} \quad (26)$$

Onde: (R_{s0}) e ($-R_{sh0}$) são respectivamente a inclinação da curva I-V próximo ao ponto de tensão de circuito aberto (V_{oc}) e corrente de curto-circuito (I_{sc})

Para Chouder *et al.* (2012), os parâmetros de referência de uma célula solar podem ser utilizados na formulação de um modelo matemático para a definição dos parâmetros elétricos e térmicos de referência de um módulo fotovoltaico para as diferentes condições de operação, considerando a influência da variação da temperatura e da radiação solar.

O fator de idealidade (A) modificado para qualquer condição de operação é expresso:

$$A = A_{ref} * \frac{T_c}{T_{c,ref}} \quad (27)$$

A corrente de saturação (I_{sat}) do diodo depende da temperatura, e das características do semicondutor e é dada pela equação:

$$\frac{I_{sat}}{I_{sat,ref}} = \left[\frac{T_c}{T_{c,ref}} \right]^3 e^{\left[\frac{E_g N_s}{A_{ref}} \left(1 - \frac{T_{c,ref}}{T_c} \right) \right]} \quad (28)$$

Onde: (N_s) é o número de células solares ligadas em série em um módulo fotovoltaico, e (E_g) é a energia da banda proibida do semicondutor.

Para Soto, Klein e Beckman (2006): o valor de E_g pode ser definido pela equação:

$$\frac{E_g}{E_{g,ref}} = 1 - 0,0002677 (T_c - T_{c,ref}) \quad (29)$$

A corrente fotogerada (I_L), para qualquer condição de operação de um módulo fotovoltaico é dada pela equação:

$$I_L = \frac{G_T}{G_{ref}} [I_{L,ref} + \alpha(T - T_{ref})] \quad (30)$$

Onde: (α) é o coeficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito.

A resistência R_s é definida como sendo a relação entre: o fator de idealidade modificado; a corrente de saturação do diodo; a tensão de circuito aberto, e é dada por:

$$R_s = R_{s,ref} - \left[\frac{A}{I_{sat}} e^{\left(\frac{-V_{oc}}{A} \right)} \right] \quad (31)$$

Já a resistência R_{sh} é definida como sendo a relação da resistência paralela em uma condição de referência e a irradiância solar e pode ser obtida através da equação:

$$R_{sh} = R_{sh,ref} \left(\frac{G_{ref}}{G_T} \right) \quad (32)$$

Os principais parâmetros que caracterizam o desempenho elétrico do módulo fotovoltaico são a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto que são definidas por:

$$I_{sc} = I_{sc,ref} \left(\frac{G_T}{G_{ref}} \right) + \alpha (T_c - T_{c,ref}) \quad (33)$$

$$V_{oc} = V_{oc,ref} - \beta_v (T_{c,ref} - T_c) + A \ln \left(\frac{G_T}{G_{ref}} \right) \quad (34)$$

A corrente e tensão no ponto de máxima potência são definidas por:

$$I_m = I_{m,ref} \left(\frac{G_T}{G_{ref}} \right) \quad (35)$$

$$V_m = V_{m,ref} - \beta_{vm} (T_{c,ref} - T_c) \quad (36)$$

A potência gerada pelo módulo é dada pelo produto da corrente e tensão:

$$P = VI \quad (37)$$

Esta equação pode ser utilizada para estimar os parâmetros de uma única célula solar ou de um módulo fotovoltaico.

3.4. Relação da corrente-tensão (I-V) em um módulo fotovoltaico

3.4.1. Circuito equivalente de uma célula solar

O módulo fotovoltaico é formado pela conexão entre células solares utilizando fios condutores metálicos. O comportamento de uma célula solar ideal pode, teoricamente, ser descrita analiticamente como uma relação entre a corrente fotogerada (I_{ph}) que é proporcional a incidência de fótons e a absorção deles pela célula solar, e a corrente do diodo (I_D) que está

relacionada a recombinação de portadores (pares elétron-lacuna) que produz tensão externa necessária para poder entregar à carga (LORENZO, 1994):

$$I = I_{ph} - I_D \quad (38)$$

Entretanto, existem outros efeitos que impactam o comportamento de uma célula solar, como resistência série e corrente de fuga proporcional à tensão, normalmente chamada de resistência em paralelo. Segundo Lorenzo (1994), os efeitos dessas resistências têm um caráter distribuído no comportamento do dispositivo fotovoltaico e nem sempre podem ser representados por um parâmetro de resistência de valor constante. O modelo de um diodo, representado por um circuito equivalente conforme mostrado anteriormente na Figura 20, utiliza a ideia de resistências concentradas, apresentando uma precisão razoável como representação de uma célula solar ou de um módulo fotovoltaico. O diodo é usado em modelos de circuitos equivalentes para representar a junção p-n na célula solar, e nesta metodologia de parâmetros concentrados, um ou mais diodos podem ser usados.

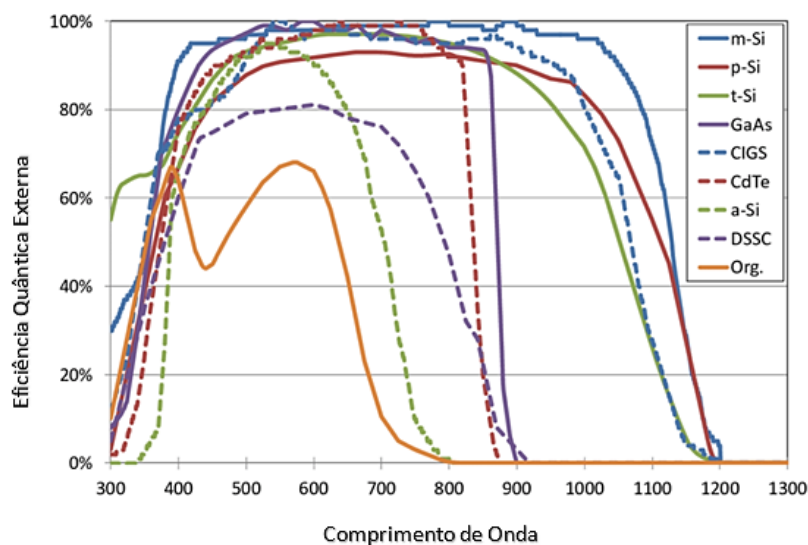
Desta forma, a equação que descreve a célula solar pode ser aprimorada, incluindo efeitos extrínsecos:

$$I = I_{ph} - I_o \left(e^{\left(\frac{V+IR_s}{a} \right)} - 1 \right) - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (39)$$

Onde: (I_o) é a corrente de saturação reversa causada pelo fluxo de portadores minoritários ao realizar a polarização reversa, (a) é o fator de idealidade modificado e (R_s) e (R_{sh}) são as resistências série e paralela, respectivamente. A resistência série representa as perdas ôhmicas do dispositivo fotovoltaico. De acordo com Lorenzo (1994), a resistência em série é consequência da resistência dos contatos metálicos com o semicondutor, àquela oferecida pelas próprias camadas semicondutoras e à resistência metálicas que constituem a malha de metalização frontal. Já a resistência paralela pode ser causada por fugas de corrente na superfície das bordas da célula, caminhos de difusão, pequenos curtos-circuitos, entre outros fatores. Conforme dito anteriormente, pode-se observar na Figura 20 que o ideal é que a R_{sh} apresente valores elevados, evitando o surgimento de um caminho alternativo para a passagem da corrente fotogerada, o que reduziria a corrente de saída do dispositivo fotovoltaico. No caso de R_s , quanto menor essa for, maior será o desempenho da célula ou módulo fotovoltaico.

Este modelo de circuito equivalente pode ser utilizado tanto para uma célula solar individual de homojunção de silício cristalino, quanto para células solares de filmes finos, com heterojunção. Ele é válido também para um módulo composto por várias células solares, bem como para o gerador composto por vários módulos fotovoltaicos. Em uma homojunção os semicondutores possuem um absorvedor com banda proibida larga. Enquanto as células solares de filmes finos com heterojunção, os semicondutores possuem o emissor com uma banda proibida larga e um absorvedor com banda proibida pequena, conforme mostrado na Figura 21.

Figura 21 – Espectro de absorção para células solares



Fonte: Adaptado de MINNAERT, B., VEELAERT, P (2014).

A absorção ótica está relacionada com a energia necessária para que um fóton seja absorvido pela célula solar e gere um par elétron-lacuna. O coeficiente de absorção é uma característica intrínseca do material, sendo que, as diversas tecnologias de células solares existentes, atuam apenas nas faixas do espectro das radiações eletromagnéticas.

As células solares de silício cristalino possuem uma faixa de absorção larga, atuando na faixa correspondente da radiação ultravioleta até o infravermelho, como pode ser visto na Figura 21, que indica que o maior efeito na saída de energia de uma célula solar é das tecnologias cujo absorvedor possui menor banda proibida.

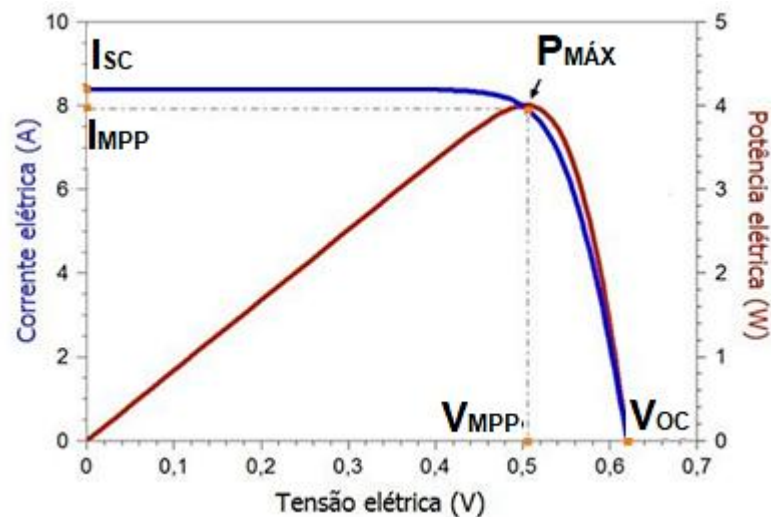
3.4.2. Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico

Assim como as células solares, os módulos fotovoltaicos também podem ser associados em série, formando fileiras, e/ou serem associados em paralelo. Essa associação de células

solares e módulos fotovoltaicos visa obter tensão e corrente adequadas às aplicações pretendidas para o arranjo fotovoltaico. No caso de conexões em série, a tensão de saída é resultante da soma das tensões de cada dispositivo, enquanto a corrente permanece a mesma. Em conexões paralelas, a corrente de saída das séries fotovoltaica é dada pela soma das correntes de cada dispositivo, enquanto a tensão não é alterada – igual à tensão de saída de um dispositivo (COSTA, 2018).

Os principais parâmetros que descrevem o desempenho de um módulo fotovoltaico podem ser identificados através da medição da curva corrente-tensão, conforme mostrado na Figura 22.

Figura 22 - Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico



Fonte: Adaptado de GREENPRO (2004).

A tensão de circuito aberto (V_{oc}) corresponde à tensão máxima disponível de um módulo fotovoltaico quando a corrente é igual a zero ($I=0$), enquanto a corrente de curto-circuito (I_{sc}) é a corrente do módulo quando a tensão é zero ($V=0$). O ponto de potência máxima ($P_{máx}$) é o ponto de operação da célula solar ou módulo fotovoltaico no qual a potência gerada será máxima, sendo resultado do produto entre corrente (I_{mpp}) e tensão (V_{mpp}) no ponto de potência máxima.

Ao identificar todos os parâmetros característicos do módulo fotovoltaico, este pode ser avaliado quanto à sua qualidade e desempenho através do conceito do fator de forma (FF). Este fator relaciona a potência máxima e a potência “virtual”:

$$FF = \frac{I_{mpp} V_{mpp}}{I_{sc} V_{oc}} \quad (40)$$

Para condições de operação adequadas, o fator de forma (FF) tende a se aproximar de “1”, mas nunca será igual a “1” devido às perdas geradas pelo processo de conversão, influência das variáveis climáticas, entre outros. A partir destes parâmetros podem ser avaliadas as influências ópticas (I_{sc}), degradação celular e da resistência paralela (V_{oc}), e resistência em série ou efeitos de heterogeneidade (FF) (Köntges *et al.*, 2015).

São vários os fatores que afetam os parâmetros elétricos de uma célula solar, podendo advir da própria fabricação da célula, como o coeficiente de absorção solar, as resistências em série (R_s) e em paralelo (R_{sh}), e fatores externos provenientes do ambiente, tais como a irradiância solar, temperatura ambiente, nível de umidade, entre outros. O acúmulo de sujeira sobre a superfície frontal deve ser considerado visto que pode reduzir a transmitância da irradiância solar, aumentar a reflexão e reduzir a absorção ótica.

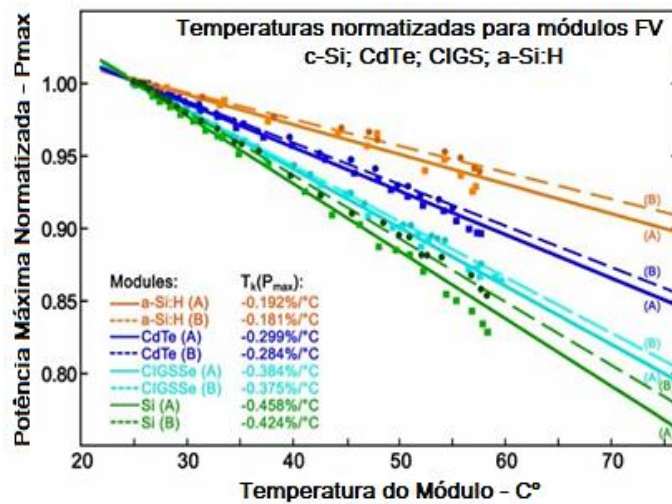
As perdas causadas pelas resistências R_s e R_{sh} em células solares contribuem para a redução do desempenho das mesmas, além de influenciar no formato das curvas I-V e P-V de módulos fotovoltaicos. São vários os fatores que colaboram diretamente nas perdas em células solares relacionadas às resistências elétricas (Pinho, *et al.* – 2014), a saber:

- perdas relacionadas à resistência série: nas junções metal-semicondutor da malha metálica nos contatos frontal e traseiro; nas trilhas metálicas; e nas regiões semicondutoras tipo “n” e “p”;
- perdas relacionadas à resistência em paralelo: entre o contato da malha metálica frontal e a região semicondutora tipo “p”; entre os contatos da malha metálica frontal e traseiro.

3.4.3. Influência da temperatura e da irradiância solar no desempenho do fotovoltaico

O desempenho de um módulo fotovoltaico depende da sua eficiência, mas também das condições climáticas. A tensão de circuito aberto é influenciada pela temperatura, principalmente para a tecnologia fotovoltaica de silício cristalino. A variação da temperatura de operação do módulo fotovoltaico não afeta significativamente a corrente de saída. Para módulos de silício cristalino, a queda de potência é de cerca de $-0,45\%/^{\circ}\text{C}$, enquanto para a tecnologia fotovoltaica de filme fino (CdTe), esse coeficiente térmico é de aproximadamente $-0,29\%/^{\circ}\text{C}$, como mostrado na Figura 23.

Figura 23 - Coeficiente térmico para diferentes tecnologias fotovoltaicas



Fonte: Diniz *et al.* (2022).

Por outro lado, a corrente de curto-circuito varia linearmente com a irradiância solar, apresentando menor impacto na tensão. O ideal para módulos fotovoltaicos seriam altos índices de irradiância solar e baixos índices de temperatura ambiente, mas a temperatura ambiente é influenciada pela irradiância solar, pelas trocas térmicas entre o dispositivo fotovoltaico e o entorno, e pela velocidade do vento (que neste caso pode favorecer o resfriamento do módulo dependendo da altura de instalação – distância entre a superfície/solo e o módulo fotovoltaico).

O aumento da temperatura ambiente induz um aumento na temperatura de operação do módulo, que, por sua vez, reage reduzindo a tensão de saída do dispositivo, impactando na produção de energia. Este comportamento dos parâmetros elétricos já é esperado, mas pode ser agravado devido à deposição de sujidades na superfície frontal dos módulos fotovoltaicos, aumentando ainda mais a temperatura de operação, além de funcionar como uma barreira para absorção da irradiância solar. Além disso, um módulo fotovoltaico trabalhando por muito tempo em alta temperatura, pode causar aparecimento de pontos quentes, acelerar o processo de degradação, podendo gerar consequências como a redução de sua vida útil.

3.4.4. Modelo de correção da corrente de curto circuito para condições de sujidade dos módulos fotovoltaicos

As perdas de desempenho de módulos fotovoltaicos devido às deposições de sujidades podem ser quantificadas pela determinação da taxa de sujidade (SRatio), que é obtido através da relação entre a corrente de curto-circuito extraída do módulo fotovoltaico com sujidade e a corrente de curto-circuito proveniente do módulo limpo sob as mesmas condições de operação.

À medida que os valores da taxa de sujidade se aproximam de 1, indicam que a sujidade não possui considerável impacto sobre a produção de energia de módulos fotovoltaicos. Dessa forma, a taxa de sujidade varia de 0 a 1, adimensional, sendo considerados críticos locais em que a taxa de sujidade é próxima de 0. Vale ressaltar que a deposição de sujidade afeta diretamente a parcela da irradiância a ser absorvida pelo módulo fotovoltaico, aumentando a irradiância refletida.

Dessa forma, a deposição de sujidade impacta diretamente a corrente gerada pelo módulo. Por este motivo, neste estudo que visa identificar as interferências causadas pela deposição de sujidades nos testes de comissionamento a frio, apenas dados de corrente de curto-circuito são considerados na aplicação da metodologia para correção destes em relação a sujidade.

Considerando os dados coletados durante o teste de comissionamento, a taxa de sujidade foi determinada utilizando a equação 41, como discutido por Costa *et al.* (2021) e Gostein *et al.* (2015):

$$S_{Ratio_{I_{sc}}} = \frac{I_{sc_{suj}}}{I_{sc_0} * \left(1 + \alpha * (T_{c_{suj}} - T_0)\right) * \left(\frac{POA}{G_0}\right)} \quad (41)$$

Onde: ($I_{sc_{suj}}$) é a corrente de curto-circuito medida no módulo com deposição natural de sujidade, (I_{sc_0}) é a corrente de curto-circuito do módulo na condição de referência padrão - STC, (α) é o coeficiente de temperatura para corrente de curto-circuito, ($T_{c_{suj}}$) é a temperatura do módulo sujo, (T_0) e (G_0) são a temperatura e a irradiância solar na condição de referência (1000 W/m² e 25 °C) e (POA) é a irradiância solar incidente sobre o plano do módulo inclinado medido pela fotocélula de referência utilizando o equipamento Survey SS 200R.

Após determinar a taxa de sujidade, a corrente medida deve ser corrigida considerando este fator de perda conforme a equação 43. Dessa forma, a corrente medida corrigida indicará o valor para este parâmetro para condições de limpeza do módulo fotovoltaico, ou seja, S_{Ratio} igual a 1.

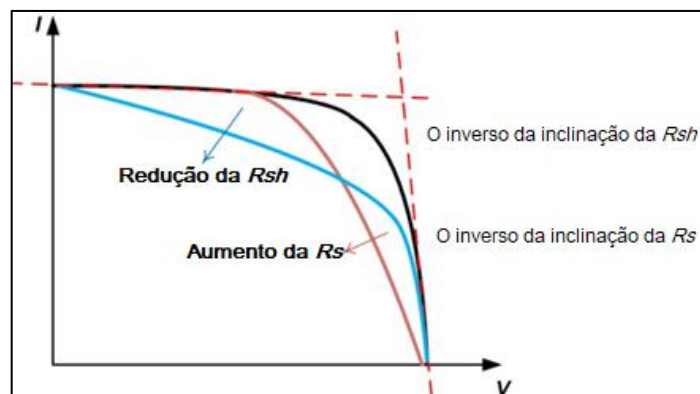
$$I_{sc_{corrigida}} = I_{sc_{med}} * \left(1 + (1 - S_{Ratio_{I_{sc}}})\right) \quad (42)$$

Onde: ($I_{sc_{med}}$) é a corrente de curto-circuito medida.

3.4.5. Modos de degradação

Possíveis problemas que fazem as resistências oscilarem em um módulo fotovoltaico podem ser identificados através da curva I-V. Uma alta resistência série (R_s) impacta a forma da curva I-V próxima ao ponto de potência máxima, reduzindo o fator de forma (FF), conforme apresentado na Figura 24. Por outro lado, a resistência paralela (R_{sh}) controla a inclinação da curva I-V na corrente de curto-circuito, sendo que condições de alta R_{sh} resulta em uma inclinação horizontal, podendo ser resultado do aparecimento de correntes de fuga. Vários fatores podem impactar nas resistências série e paralela, como observado por Lorenzo (1994). Estes fatores podem ser denominados modos de degradação que impactam diretamente a resistividade elétrica dos módulos fotovoltaicos.

Figura 24 - Influência da resistência série (R_s) e paralela (R_{sh}) na curva I-V de um módulo fotovoltaico



Fonte: Adaptado de Köntges *et al.* (2015).

A resistência série (R_s) é constituída por três componentes: resistência do semicondutor, resistência de contato entre o semicondutor e a malha metálica da célula solar, e a resistência da própria malha metálica. Já a resistência paralela (R_{sh}) está associada a corrente de fuga na superfície das bordas das células solares, defeitos do cristal, entre outros, associadas ao processo de fabricação.

O aumento da R_s pode ser, por exemplo, em consequência do aparecimento de pontos quentes, em alguns casos relacionado a exposição a condições de sombreamento do módulo fotovoltaico quando em operação, problema este que ocorre com frequência em usinas solares fotovoltaicas. Enquanto a R_{sh} pode apresentar uma redução significativa devido à presença da degradação induzida na tensão das células solares localizadas nas bordas do módulo fotovoltaico (SOUZA, 2014).

3.5. Indicadores do desempenho energético de sistemas fotovoltaicos

Para o cálculo do PR, pode-se aplicar as equações 43, 44 e 45, conforme definido no *software* PVSyst, nas IEC 61724 e IEC 61853 e por Marion *et al.* (2005). Na fórmula indicada em “b”, equação 44, o valor do PR é corrigido pela irradiância. Já na fórmula indicada em “c”, equação 45, o valor do PR é corrigido pela irradiância e pela temperatura.

$$a) \quad PR = \frac{\text{Energia injetada na rede}}{\text{Irradiancia Global Inclinada} \times P_{\text{nom CC}}} \quad (43)$$

$$b) \quad PR = \frac{Y_f}{Y_R} = \frac{E_R}{P_{NG} * \left(\frac{G_{POA}}{G_{ref}} \right)} \quad (44)$$

$$c) \quad PR = \frac{E_R}{P_{NG} * \left(\frac{G_{POA}}{G_{ref}} \right) * (1 - k * T_{cellTM} - T_{cellTM})} \quad (45)$$

Sendo: (E_R) a energia em kWh gerada e injetada no ponto de conexão no sistema elétrico, (P_{NG}) a potência nominal do gerador fotovoltaico, (G_{POA}) a Irradiação Global Inclinada, (G_{ref}) a Irradiação Global de Referência, (k) o coeficiente de temperatura para potência (%/°C), (T_{cellTM}) a temperatura média do módulo fotovoltaico obtido a partir de um ano de dado típico (°C) e (T_{cell}) a temperatura de operação medida do módulo fotovoltaico (°C).

O indicador Taxa de Desempenho (PR) é a razão entre energia elétrica gerada em relação à quantidade de irradiação e da potência nominal do sistema fotovoltaico. O valor da energia real gerada, em um determinado período, pode ser obtido junto ao sistema de medição de fronteira no ponto de conexão da usina solar fotovoltaica ao sistema elétrico da concessionária de energia, ou via sistemas supervisórios da UFV.

Quanto ao indicador EPI, esse é o percentual da razão entre energia produzida pelo SFV medida no ponto de conexão (kWh) - E_R e a energia estimada a ser produzida pelo SFV no ponto de conexão (kWh) - E_M .

$$EPI = \frac{E_R}{E_M} (\%) \quad (46)$$

Na simulação da energia esperada deve-se considerar os diversos fatores reais que podem afetar a produção de energia elétrica como perdas elétricas em todo o sistema, irradiância solar, temperaturas e condições e de instalação, entre outras. A análise de desempenho da usina solar fotovoltaica deve considerar os valores medidos de EPI e os valores esperados em simulação realizada em *software* dedicado, incluindo dados meteorológicos medidos no local de implantação da UFV, para determinar se há um desvio positivo ou negativo no desempenho.

Este indicador deve ser monitorado periodicamente para avaliar o desempenho contínuo da usina solar fotovoltaica. Variações nos valores desse podem indicar a necessidade de manutenção em módulos fotovoltaicos ou demais componentes da UFV. O valor obtido na relação entre a energia gerada e injetada no sistema elétrico e a energia que foi simulada em *software* dedicado, permite interpretar o quão assertivo foi o projeto.

3.6. Cálculo de incerteza para as medições de um determinado ensaio

De acordo com o Vocabulário Internacional de Metrologia, o modelo de cálculo de incerteza para as medições de um determinado ensaio depende da sua função de medição, ou equação que relaciona as grandezas de entrada para a obtenção das grandezas de saída (mensurando) (INMETRO, 2012). Se uma medição depende apenas do sinal de um equipamento acrescido de suas correções, é tratada como medição direta, e sua equação apresenta apenas somas ou subtrações, a exemplo da medida hipotética de uma amostra representada pela equação 47:

$$M_{amostra} = M_{np} + M_{ccal} + M_{cres} \quad (47)$$

Onde: (M_{np}) é a medida realizada em condição de algum nível de precisão (repetibilidade ou precisão intermediária), (M_{ccal}) é a correção de calibração no nível da medida e (M_{cres}) é a correção de resolução do equipamento.

Outras correções também podem ser aplicadas, mas, em geral, essas são as duas correções para as quais o analista já possui a informação de pronto. É importante destacar que nem sempre o meio intervalo declarado para uma grandeza de entrada já está na forma de um desvio-padrão, sendo necessário dividi-lo por um divisor específico de cada distribuição de probabilidade associada para transformá-lo numa incerteza-padrão. Para correções de

calibração, o divisor é o k declarado no certificado, e, para correções de resolução, o divisor é raiz de três para equipamentos digitais (distribuição retangular). Nesse caso, a combinação de incertezas será dada pela raiz da soma quadrática das incertezas-padrão das três grandezas de entrada, uma vez que as variáveis são estatisticamente independentes e as derivadas parciais são todas iguais a 1 ou -1. Na equação 48 é possível verificar o cálculo da Potência Máxima (P_{max}):

$$P_{max} = P_{rep} + P_{ccal} + P_{cres} \quad (48)$$

Onde: (P_{rep}) é a potência medida em condição de repetibilidade, (P_{ccal}) é a correção de calibração da potência e (P_{cres}) é a correção de resolução da potência.

Segundo o INMETRO (2012), a incerteza de P_{max} , $u_{P_{max}}$ é dada pela equação 49:

$$u_{P_{max}} = \sqrt{u_{P_{rep}}^2 + u_{P_{ccal}}^2 + u_{P_{cres}}^2} \quad (49)$$

Outro exemplo de medição direta é o LID, calculado pela diferença de duas medidas de P_{max} (inicial e final), conforme indicado na equação 50:

$$LID = P_{max0} - P_{max2} = P_{rep0} + P_{ccal0} + P_{cres0} - P_{rep2} - P_{ccal2} - P_{cres2} \quad (50)$$

E a incerteza-padrão combinada de LID é mostrada na equação:

$$u_{LID} = \sqrt{u_{P_{rep0}}^2 + u_{P_{ccal0}}^2 + u_{P_{cres0}}^2 + u_{P_{rep2}}^2 + u_{P_{ccal2}}^2 + u_{P_{cres2}}^2} \quad (51)$$

Se uma medição depende do sinal de dois ou mais equipamentos ou da medida de duas ou mais propriedades diferentes, é tratada como medição indireta, e sua equação apresenta outros operadores que não apenas somas e subtrações. Nesse caso, a combinação de incertezas será dada pela raiz da soma quadrática das contribuições de incerteza, que, por sua vez, são definidas como o produto da incerteza-padrão pelo seu respectivo coeficiente de sensibilidade. As equações 52 e 53 mostram outra forma de modelar a Potência máxima e sua incerteza-padrão:

$$P_{max} = (V_{MPrep} + V_{MPccal} + V_{MPcres})(I_{MPrep} + I_{MPccal} + I_{MPcres}) \quad (52)$$

$$u_{FF} = \sqrt{\left(\frac{\partial P_{max}}{\partial V_{MPrep}} * u_{V_{MPrep}}\right)^2 + \left(\frac{\partial P_{max}}{\partial V_{MPccal}} * u_{V_{MPccal}}\right)^2 + \left(\frac{\partial P_{max}}{\partial V_{MPcres}} * u_{V_{MPcres}}\right)^2 + \left(\frac{\partial P_{max}}{\partial I_{MPrep}} * u_{I_{MPrep}}\right)^2 + \left(\frac{\partial P_{max}}{\partial I_{MPccal}} * u_{I_{MPccal}}\right)^2 + \left(\frac{\partial P_{max}}{\partial I_{MPcres}} * u_{I_{MPcres}}\right)^2} \quad (53)$$

A modelagem de P_{max} por uma medição indireta, como produto entre a tensão e a corrente, permite desenvolver também o modelo do FF. A equação 54 mostra a função de medição do FF:

$$FF = \frac{(V_{MPrep} + V_{MPccal} + V_{MPcres})(I_{MPrep} + I_{MPccal} + I_{MPcres})}{(V_{OCrep} + V_{OCccal} + V_{OCcres})(I_{SCrep} + I_{SCccal} + I_{SCcres})} \quad (54)$$

Onde: (V_{mp}) é a tensão referente à potência máxima, (I_{mp}) é a corrente referente à potência máxima, (V_{oc}) é a tensão de circuito aberto e (I_{sc}) é a corrente de curto circuito.

Os demais sufixos de correções já foram exaustivamente explicados. Dessa vez, não se pode omitir os termos das derivadas parciais, ou coeficientes de sensibilidade, pois eles são diferentes de 1 ou -1 e variam conforme os valores médios obtidos para as grandezas de entrada. A incerteza de FF, u_{FF} é dada pela equação 55:

$$u_{FF} = \sqrt{\left(\frac{\partial FF}{\partial V_{MPrep}} * u_{V_{MPrep}}\right)^2 + \left(\frac{\partial FF}{\partial V_{MPccal}} * u_{V_{MPccal}}\right)^2 + \left(\frac{\partial FF}{\partial V_{MPcres}} * u_{V_{MPcres}}\right)^2 + \left(\frac{\partial FF}{\partial I_{MPrep}} * u_{I_{MPrep}}\right)^2 + \left(\frac{\partial FF}{\partial I_{MPccal}} * u_{I_{MPccal}}\right)^2 + \left(\frac{\partial FF}{\partial I_{MPcres}} * u_{I_{MPcres}}\right)^2 + \left(\frac{\partial FF}{\partial V_{OCrep}} * u_{V_{OCrep}}\right)^2 + \left(\frac{\partial FF}{\partial V_{OCccal}} * u_{V_{OCccal}}\right)^2 + \left(\frac{\partial FF}{\partial V_{OCcres}} * u_{V_{OCcres}}\right)^2 + \left(\frac{\partial FF}{\partial I_{SCrep}} * u_{I_{SCrep}}\right)^2 + \left(\frac{\partial FF}{\partial I_{SCccal}} * u_{I_{SCccal}}\right)^2 + \left(\frac{\partial FF}{\partial I_{SCcres}} * u_{I_{SCcres}}\right)^2} \quad (55)$$

Existem casos nos quais o mensurando não depende funcionalmente de medições, mas sim de valores estimados a partir de medições. Como por exemplo, o mensurando resistência R (série ou paralelo) mostrado na equação 56:

$$R = \frac{1}{b_1} \quad (56)$$

Onde: b_1 é a inclinação da reta estimada pelo Método dos Mínimos Quadrados aplicado ao conjunto de pares ordenados potência e corrente (x, y) , respectivamente.

Não é necessário abrir a variável b_1 em outras variáveis conforme as equações normais de regressão, porque b_1 já tem uma equação própria para sua incerteza oriunda dos mínimos quadrados (MAPA, 2011). Dessa forma, basta aplicar a Lei de Propagação para uma única variável, conforme indicado na equação 57:

$$u_R = \sqrt{\left(\frac{dR}{db_1} * u_{b_1}\right)^2} \quad (57)$$

Onde: (u_{b_1}) é dado por:

$$u_{b_1} = s_{res} * \sqrt{\frac{n}{n \sum_{i=1}^n x^2 - (\sum_{i=1}^n x)^2}} \quad (58)$$

Onde: (n) é o número total de pontos da regressão, (x) é o valor de potencial, (s_{res}) é o desvio-padrão residual da regressão, obtido pela raiz da soma quadrática dos resíduos de corrente (y) , dividida pelo número de graus de liberdade da regressão.

A equação 57 é válida na hipótese de homocedasticidade dos dados de corrente e variabilidade do potencial desprezível (condições necessárias para o Método dos Mínimos Quadrados univariado).

4. MATERIAIS E MÉTODOS

Este trabalho classifica-se como pesquisa experimental abordando o estado da qualidade e confiabilidade de módulos fotovoltaicos. Apesar dos sistemas avaliados terem passado por manutenções corretivas periódicas, eles não tiveram uma avaliação rigorosa de confiabilidade e desempenho de operação, visto que não foram realizadas inspeções focadas na identificação de qualquer mecanismo de degradação. Baseado nisso, este estudo visa identificar os modos de degradação e as principais causas da ocorrência desses, através da realização de testes e ensaios pré-definidos.

4.1. Estudo da degradação de módulos fotovoltaicos em silício multicristalino e filmes finos em laboratório

Inicialmente foi realizado o estudo de degradação de módulos fotovoltaicos em laboratório seguindo a sequência de procedimentos:

- a) Escolha das amostras de módulos fotovoltaicos a serem estudados em laboratório;
- b) Inspeção visual dos módulos fotovoltaicos selecionados;
- c) Caracterização climatológica das regiões de instalação dos sistemas fotovoltaicos;
- d) Ensaio e testes elétricos e térmicos nos módulos fotovoltaicos selecionados;
- e) Caracterização dos modos de degradação.

Na Figura 25 são apresentadas as bancadas de testes de ensaios em módulos fotovoltaicos em silício cristalino e em filmes finos, na área externa do GREEN PUC MINAS, utilizadas para o monitoramento dos parâmetros elétricos e térmicos dos dispositivos. Os ensaios foram desenvolvidos considerando as condições de testes ideais: inclinação, desvio azimutal para o norte verdadeiro (0°), irradiância solar acima de 700 W/m^2 e temperatura ambiente inferior a 40°C seguindo as normas (IEC 60904-1/2020; ABNT NBR 16274/2014).

Figura 25 - Bancadas para realização de ensaios em módulos fotovoltaicos



Fonte: Cassini (2016) e (2020).

4.2. Inspeção de módulos fotovoltaicos

De acordo com Freitas Souza (2014), a inspeção de sistemas fotovoltaicos, sejam eles do tipo isolado ou conectado à rede elétrica, tem como objetivo além da verificação de seu correto funcionamento, identificar possíveis falhas nos mesmos, o que possibilitará uma intervenção com a finalidade de garantir seu desempenho de maneira satisfatória, tornando-o cada vez mais confiável. Desta forma, uma metodologia para avaliação do desempenho de um sistema fotovoltaico de forma sistemática permite acompanhar a evolução da energia elétrica que foi gerada e sinalizar a necessidade de intervenções e manutenções em níveis diferenciados. A partir deste pressuposto, foi desenvolvido um procedimento que possibilitou inspecionar e avaliar detalhadamente os módulos fotovoltaicos. O procedimento consiste na:

- a) inspeção visual, em campo ou almoxarifado, das condições físicas dos módulos fotovoltaicos, procurando identificar falhas na estrutura física e elétrica dos módulos fotovoltaicos;
- b) identificação das possíveis interferências externas ao sistema que comprometem o funcionamento e desempenho do gerador fotovoltaico;
- c) seleção dos módulos fotovoltaicos com sinais externos avançados de degradação;
- d) retirada de campo ou armazenamento dos módulos fotovoltaicos com sinais de degradação, para análise laboratorial;
- e) avaliação dos módulos fotovoltaicos em laboratório e realização de testes elétricos (I_{SC} , V_{oc} , I_{mp} , V_{mp} , P_{mp}), térmicos (pontos quentes através de imageamento termográficos - IR) e eletroluminescência.

4.3. Medições elétricas, térmicas e de eletroluminescência

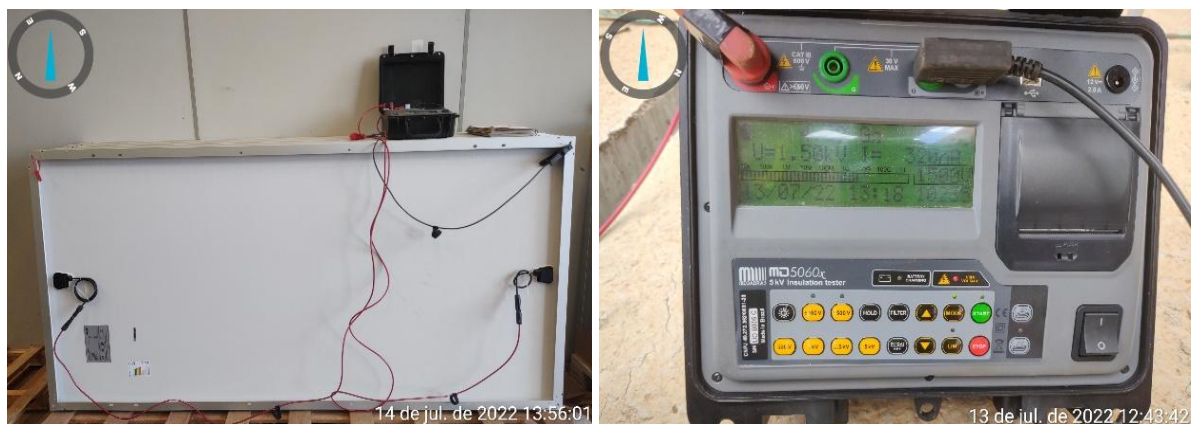
Para a validação dos resultados obtidos nos ensaios elétricos realizados em módulos fotovoltaicos, estes devem ser apresentados considerando as condições de teste padrão conforme a ABNT NBR IEC 61215, ou seja: irradiância incidente de 1.000 W/m^2 , uma massa de ar de 1,5 AM e temperatura de operação da célula de 25°C .

Os equipamentos empregados nos ensaios termográficos de módulos fotovoltaicos foram:

- câmera termográfica (IR) Texto 871;
- sensor de irradiância HT304N;
- *datalogger* de temperatura e umidade com conexão USB - IF-420 – Instrufiber;

Na Figura 26 pode-se observar a preparação do módulo fotovoltaico e o equipamento utilizado para a realização de ensaio de R_{ISO} .

Figura 26 - Módulo em ensaios de resistência de isolamento – R_{ISO} (+/-)



Fonte: O autor (2022).

Na Figura 27 pode-se observar imagens da realização de ensaio de eletroluminescência em módulo fotovoltaico.

Figura 27 - Módulo em ensaios de eletroluminescência – EL



Fonte: O autor (2022).

Para esse estudo, foi avaliada a degradação de módulos fotovoltaicos de tecnologia de silício multicristalino, visto que os de silício monocristalino foram analisados anteriormente por Cassini (2016).

Os módulos fotovoltaicos de silício amorfo (a-Si) UNIF 22 Wp e 32 Wp são oriundos do Programa DOE/NREL/CEPEL/CEMIG - 1993 (CEMIG, 2001), enquanto os módulos fotovoltaicos de telureto de cádmio (CdTe), GP 32 Wp são originários de um projeto de demonstração de tecnologia, firmado entre a Agência Alemã de Cooperação Internacional (GIZ) e a Cemig, na Fazenda Energética da Cemig em 1993 (CEMIG, 2001). Estes módulos fotovoltaicos estiveram em operação entre os anos de 1995 e 2000 quando foi desativado o sistema energético o qual estavam integrados. Todos os módulos permaneceram instalados nas regiões norte e noroeste de Minas Gerais, por pelo menos 5 anos, sob o clima tropical e atualmente encontram-se armazenados no GREEN PUC MINAS.

Seguindo os procedimentos estabelecidos para a realização de inspeção, o estudo das perdas elétricas e térmicas foram efetuados apenas nos módulos fotovoltaicos selecionados na inspeção visual com algum tipo de degradação ou sinais de desgaste natural aparente. Os testes nos módulos fotovoltaicos foram iniciados com as medições dos parâmetros elétricos através da obtenção de curvas de corrente-tensão e potência-tensão, utilizando um traçador de curvas I-V e P-V. Nestes ensaios, também foram utilizados outros instrumentos como piranômetros, sensores de temperatura (termopares), potenciômetros, termômetros além de instrumentos de medição de corrente e tensão elétrica. Os testes foram realizados em um dia de céu limpo, em horário entre às 11:00 e 14:00 horas, a temperatura média ambiente foi de 22,5°C e irradiância solar média global registrada acima de 900 W/m².

Após as medições dos parâmetros elétricos, foram realizados os ensaios termográficos e de eletroluminescência apenas, nos módulos fotovoltaicos que atenderam aos critérios de

seleção estabelecidos, a saber: tipos e grau de degradação; data de fabricação; o tempo de permanência em campo e o tipo de célula solar.

Além de módulos fotovoltaicos de silício multicristalino foram identificados e selecionados alguns módulos fotovoltaicos baseados na tecnologia de filmes finos. Estes também foram submetidos aos procedimentos estabelecidos para inspeção visual detalhada e testes para a avaliação das características elétricas, através das medições de suas curvas I-V e P-V, dos mesmos. Na Figura 28 são apresentados alguns módulos de filmes finos, sendo cinco de telureto de cádmio e quatro de silício amorfo, que foram selecionados durante a inspeção visual, em função de sinais de degradação física.

Figura 28 - Módulos em filme finos selecionados para ensaios elétricos e térmicos



Fonte: Cassini *et al.* (2020).

Após os procedimentos de inspeção visual, as medições das curvas de corrente-tensão e de potência-tensão, características dos módulos foram realizadas em ensaios outdoor utilizando traçador de curvas I-V portátil, modelo PV200, e considerando condições de irradiância acima de 800 W/m^2 , conforme descrito em norma internacional IEC 60904-1 A irradiância solar foi determinada utilizando o equipamento Solar Survey 200R, que possui uma incerteza de $\pm 5\%$, sendo este posicionado com a mesma inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos ensaiados, medindo os dados de irradiância através de uma fotocélula solar de referência de filme fino.

Durante a realização dos ensaios, a temperatura de operação de todos os módulos foi monitorada através de um termopar fixado centralizado na parte posterior dos módulos fotovoltaicos. Um segundo termopar foi posicionado junto à estrutura da bancada de teste, coletando os dados de temperatura ambiente. Os equipamentos utilizados no processo de medição, o PV200 e o Solar Survey 200 R, pertencem ao kit oferecido pela Seaward que atende as exigências descritas na norma internacional IEC 62446-1.

A taxa de degradação foi calculada através da relação entre os parâmetros elétricos de referência indicados em fichas técnicas dos módulos e os parâmetros elétricos medidos. Dessa forma, a porcentagem da diferença da potência no ponto de máxima potência nominal e medido, dividido pelo número de anos em operação, resultou na taxa média de degradação por ano.

4.4. Estudo da confiabilidade de módulos fotovoltaicos em usinas solares

4.4.1. Estudo da Degradação Induzida pela Luz – LID

O termo LID refere-se ao processo de degradação no desempenho de módulos fotovoltaicos que ocorre quando são expostos diretamente à luz solar durante as primeiras horas iniciais de configuração elétrica dos mesmos, sendo considerada uma degradação precoce de arranjos fotovoltaicos. É um fenômeno que afeta a eficiência de módulos fotovoltaicos de silício cristalino com camada absorvedora tipo “p”, com silício dopado com boro.

A causa principal da ocorrência da LID em módulos de silício cristalino está diretamente associada à presença de impurezas do complexo boro-oxigênio na camada tipo “p”. Quando os módulos são expostos à luz solar, as impurezas interagem com os elétrons livres no material, gerando defeitos na estrutura cristalina, reduzindo a absorção ótica pelas células solares.

O principal efeito da LID é a redução da potência de saída do módulo fotovoltaico, resultando numa menor geração de energia elétrica. Desta forma, a LID deve ser considerada no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, especialmente quando instalados em regiões com elevadas taxas de radiação solar.

As células solares de silício cristalino PERC possuem a camada absorvedora tipo “p” com silício dopado com gálio, que não possuem os defeitos inerentes às ligações B-O e, portanto, não aprisionam os transportadores (elétrons) de carga, tendo uma degradação causada por LID bem menor do que as células solares convencionais de silício cristalino. (Yeo *et al.*, 2022)

Por ser um fenômeno de curta duração, que ocorre nas primeiras horas de exposição do módulo fotovoltaico à luz solar, este fato acaba por permitir ao fabricante quantificar o impacto do efeito em seu produto e descontar sua influência na eficiência certificada do módulo. Durante o processo de certificação, padronizado pela norma internacional IEC 61215, os módulos fotovoltaicos devem ser submetidos a uma irradiância de 1000 W/m² durante 5 horas e somente após essa “adequação” é que os ensaios de certificação são realizados.

Para a avaliação das perdas de desempenho relacionado à LID, dois módulos fotovoltaicos que nunca estiveram expostos à radiação solar, foram selecionados de forma aleatória nas reservas técnicas das UFVs em Lontra, em Corinto e em Grão Mogol. Após as inspeções visuais realizadas nos módulos fotovoltaicos nos locais de armazenamento, eles foram submetidos a testes e ensaios em etapas distintas, em consonância com a IEC 61215, a saber:

Ensaio de curva I-V

Primeira Etapa:

- I. Montagem e preparação dos equipamentos de medição (sensores e termopares), na bancada de testes e ensaios;
- II. Inspeção visual e seleção de dois módulos fotovoltaicos, novos e iguais (fabricante, características e condições de armazenamento) para testes e ensaios;
- III. Instalação do primeiro módulo fotovoltaico “Módulo A”, na bancada de testes e ensaios. Os ensaios foram iniciados em torno das 11:00 horas da manhã.
- IV. Com as condições estáveis de irradiância acima de 700 W/m^2 e temperatura ambiente inferior ou igual a 40°C , com um intervalo de 60 segundos entre medições, foram realizadas quatro medições de curva I-V em sequência, sendo que ao final de cada medição os valores apurados eram validados. Após a realização dos ensaios do Módulo A e desconexão do traçador de curvas I-V e do sensor termopar, o módulo fotovoltaico permaneceu na banca de testes, sendo exposto à irradiância solar por mais três horas, para ser submetido novamente aos ensaios de curva I-V.
- V. O segundo módulo fotovoltaico - Módulo B, foi instalado na bancada de testes, sendo os ensaios realizados conforme a etapa IV feita para o Módulo A.

Segunda Etapa:

- I. Após às 14:00 horas, ou seja: passadas três horas em exposição direta ao sol, a mesma sequência de ensaios foi realizada no primeiro Módulo A, repetindo a sequência e procedimentos da primeira etapa. Ao final o Módulo A continuou na bancada para realização de outros ensaios;
- II. Após realização da segunda sequência de ensaios de curva I-V no Módulo A, também o Módulo B voltou a passar pela mesma sequência de ensaios, repetindo a sequência e procedimentos realizados na primeira etapa. Ao final o Módulo B também permaneceu na bancada de testes e ensaios para realização de outros ensaios;

III. Ao final da segunda bateria de ensaios de curva I-V ambos os Módulos A e B foram curto-circuitados, separadamente e após 15:00 minutos nesta condição iniciou-se os ensaios de termografia nos mesmos

Ensaio de Termografia – IR

Os ensaios termográficos foram realizados nos módulos fotovoltaicos A e B cujo propósito foi a verificação da existência de pontos quentes em células solares ou em pontos de interconexão entre células solares, em caixas de junção (conexões ou diodos) e conectores multicontatos (MC4). Ao final dos ensaios termográficos foi desfeita a ligação elétrica que estava curto circuitando os módulos A e B. (MORETON, 2015).

De Souza *et al.* (2020), com o objetivo de desenvolver um método de detecção de pontos quentes em módulos fotovoltaicos em operação, através do processamento de imagens termográficas, constata que pontos quentes em células solares podem ser causados por: microfissuras; sombreamento parcial ou em curto-circuito na mesma; degradação do encapsulante de etileno-acetato de vinila; diodo de desvio danificado; descasamento entre células solares, entre outros fatores. Segundo o autor, código criado foi capaz de detectar pontos quentes, apesar de algumas imagens apresentarem falsos positivos relacionados sobretudo à presença de sujeira.

Os resultados obtidos nos ensaios de imageamento termográficos foram satisfatórios, não sendo constatado em nenhum dos módulos fotovoltaicos, a existência de pontos quentes. A inspeção termográfica em módulos fotovoltaicos pode ser executada utilizando câmera termográfica digital manual ou acoplada em veículos aéreos não tripulados (VANT).

Na Figura 29 pode-se observar os módulos fotovoltaicos analisados expostos ao sol, uma das etapas que antecedem a realização do ensaio termográfico (IR).

Figura 29 - Módulos fotovoltaicos em ensaios termográficos – IR



Fonte: O autor (2022).

Quando os módulos fotovoltaicos se encontram instalados em campo, ou seja, compondo arranjos fotovoltaicos em UFVs, os ensaios termográficos podem ser executados de duas formas: utilizando termovisores manuais ou por câmeras termográficas instaladas em veículos aéreos não tripulados (VANT). Nos ensaios termográficos de módulos fotovoltaicos já instalados foram utilizados os seguintes equipamentos, a saber:

- VANT DJI Matrice M210 RTK V2;
- câmera termográfica Flir XT2;
- VANT DJI Mavic 3T;
- câmera termográfica DJI Lente DFOV 61°;
- sensor de irradiância HT304N;
- *datalogger* de temperatura e umidade com conexão USB - IF-420 – Instrufiber.
- *software* FLIR Thermal Studio;
- *software* DJI Thermal Analysis Tool 3.

A vantagem de se utilizar o segundo método é a redução considerável no tempo de execução das inspeções, a possibilidade de se avaliar um número maior de módulos fotovoltaicos ao mesmo tempo e a estabilidade das condições meteorológicas.

As UFVs acima relacionadas possuíam módulos fotovoltaicos em suas reservas técnicas, ainda em suas embalagens originais o que garante que estes ainda não haviam expostos à luz solar, havendo a oportunidade de se realizar ensaios elétricos com objetivo de avaliar as taxas de estabilização quanto a LID em alguns destes módulos fotovoltaicos. Com o aval por parte dos responsáveis pelas respectivas UFVs, foi apresentada uma metodologia baseada na realização dos ensaios ao ar livre.

A metodologia para realização dos testes e ensaios, elétricos e térmicos foi baseada em normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT e da Comissão Internacional de Eletrotécnica – IEC, a saber:

- ABNT NBR 15866-2010 - Termografia Ensaio não destrutivo - Termografia - Metodologia de avaliação de temperatura de trabalho de equipamentos em sistemas elétricos;
- ABNT NBR 16274:2014 - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho;

- IEC 60891:2021 - Procedimentos para correções de temperatura e irradiação para medir características (I-V);
- IEC 60904-1:2006 - Dispositivos fotovoltaicos Parte 1: Medição das características de corrente-tensão fotovoltaica;
- IEC 62446-3-2017 - Sistemas fotovoltaicos (PV) - Requisitos para testes, documentação e manutenção - Parte 3 Módulos e instalações fotovoltaicas - Termografia infravermelha externa.

As condições necessárias para realização dos testes e ensaios foram:

- acesso à documentação técnica do módulo fotovoltaico;
- ser realizado em dias de céu limpo;
- de irradiância mínima de 700 W/m² (medida no plano dos módulos);
- temperatura ambiente inferior ou igual a 40°C;
- umidade relativa do ar inferior ou igual a 80%;
- módulos fotovoltaicos limpos e devidamente posicionados considerando ângulo de declividade e desvio azimutal.

Os módulos fotovoltaicos foram selecionados no local de armazenamento, de forma aleatória, sendo inspecionados visualmente e posteriormente ensaiados. Para compor a amostra a ser ensaiada foram selecionados aleatoriamente módulos fotovoltaicos em estoque e posteriormente utilizados para realização de ensaios para avaliar o percentual de estabilização da LID.

4.5. Estudo da confiabilidade dos parâmetros elétricos - Comissionamento usinas solares

Para a realização da medição dos parâmetros elétricos e térmicos de fileiras de módulos fotovoltaicos durante ensaios de comissionamento, uma inspeção visual completa em todas as fileiras foi realizada visando avaliar as estruturas metálicas de fixação e suporte dos arranjos, módulos fotovoltaicos, caixas de combinação, cabeamento, conexões, eletrodutos e entre outros componentes do sistema, de forma a identificar possível interferências diretas ou não conformidades nas instalações que possam interferir de forma negativa nos ensaios.

Os dados referentes a tensão de circuito aberto (V_{OC}), a corrente de curto-circuito (I_{SC}), as polaridades positiva e negativa (+/-), e de continuidade, incluindo a ligação ao terminal de terra principal – foram coletados utilizando o equipamento SUP - *Solar Utility Pro*, do fabricante *Seaward*, possuindo uma incerteza de $\pm 5\%$.

O ensaio de curto-circuito é feito em cada fileira do gerador fotovoltaico visando verificar se há falhas, sendo que os dados medidos não devem ser considerados como uma medida de desempenho do sistema fotovoltaico. No caso de ensaio da tensão de circuito aberto, este é feito com o intuito de verificar se as fileiras de módulos estão corretamente conectadas e, especificamente, se o número esperado de módulos que estão conectado na série, está conforme previsto em projeto elétrico.

Quando da realização de ensaios de comissionamento a frio em sistemas fotovoltaicos, de acordo com as normas IEC 62446-1 e NBR 16274, os valores de tensão de circuito aberto (V_{OC}) e de corrente de curto-circuito (I_{SC}) medidos devem ser convertidos para a condição padrão de testes (STC) e comparados com os valores informados na ficha de dados do módulo fotovoltaico. As fileiras serão aprovadas nestes testes, se a diferença percentual entre o valor de I_{SC} medido e convertido para STC e o valor de I_{SC} em STC informado pelo fabricante do módulo variar entre 95% a 105%, conforme indicado na Tabela 3. O mesmo vale para o V_{OC} medido e convertido para STC, que deve variar tipicamente dentro de 5% em relação ao valor do V_{OC} informado pelo fabricante. A Tabela 3 apresenta as faixas de valores relativos à diferença entre I_{SC} e V_{OC} medidos e os respectivos valores esperados.

Tabela 3 - Valores relativos entre I_{SC} e V_{OC} medidos e os respectivos valores esperados

Valores de Corrente I_{SC}	Valores de Tensão V_{OC}	Critérios
$I_{SC} \text{ Med} \Rightarrow \text{STC} < 95\% I_{SC} (\text{STC})$	$V_{OC} \text{ Med} \Rightarrow \text{STC} < 95\% V_{OC} (\text{STC})$	Inaceitável
$95\% I_{SC} \text{ Med} \Rightarrow \text{STC} < I_{SC} (\text{STC}) \leq 105\% I_{SC} \text{ Med} \Rightarrow \text{STC}$	$95\% V_{OC} \text{ Med} \Rightarrow \text{STC} < V_{OC} (\text{STC}) \leq 105\% V_{OC} \text{ Med} \Rightarrow \text{STC}$	Valores esperados
$I_{SC} \text{ Med} \Rightarrow \text{STC} > 105\% I_{SC} (\text{STC})$	$V_{OC} \text{ Med} \Rightarrow \text{STC} > 105\% V_{OC} (\text{STC})$	Inaceitável

Fonte: Adaptado de IEC 62446-1 (2014) e ABNT 16274 (2014).

A Tabela 4 apresenta os equipamentos utilizados nos testes realizados e suas respectivas incertezas. Todos os equipamentos listados foram devidamente calibrados e estavam operando de forma satisfatória antes das realizações dos testes.

Tabela 4 – Relação de equipamentos e suas incertezas

Solmetric Modelo HE 1500 V / 30A	Analizador de desempenho fotovoltaico I-V		Dispositivo de Teste (DUT)	Ref	Desvio	Esp. técnicas	Limite Teste	
	Tensão de Circuito Aberto - Voc (V)		41,07	41,08	-0,01	+/-0.5% +/-0.25V	+/-0.38% +/-0.19V	
	Corrente de curto-circuito - Isc (A)		4,81	4,81	0	+/-0.5% +/-0.04A	+/-0.38% +/-0.03A	
	Fator de Forma - FF (%)		99,2	100	-0,008	+/-2%	+/-2%	
	Sensor de referência fotovoltaico		DUT	Ref	Desvio	Esp. técnicas	Limite Teste	
	Ângulo (°)		22,0	22,1	-0,1	± 2°	± 1.5°	
	Temperatura Ambiente (°C)		48,6	49,3	-0,7	± 2°C	± 1.5°C	
	Temperatura de Operação da Célula - Tc (°C)		45,8	46,3	-0,5	± 2°C	± 1.5°C	
	Irradiância com Ângulo de Incidência (AOI) de 0° (W/m²)		1033,0	1035,6	-0,25%	± 2%	± 1.5%	
MEGABRAS Modelo MD- 5060x	Megôhmetro Digital							
	Tensão (V)	Resistividade Ôhmica (Ω)	Ref (Ω)	Instrumento (Ω)	Erro (Ω)	Erro (%)	Incerteza (Ω)	k
	1500	100 M	2,000 M	2,01 M	0,010 M	0,5	0,011 M	2,52
			9,993 M	10,04 M	0,047 M	0,47	0,011 M	2,52
			19,981 M	20,0 M	0,019 M	0,095	0,058 M	2
			100,18 M	100,2 M	0,02 M	0,02	0,60 M	2
		1000 M	496,5 M	497 M	0,5 M	0,1	3,0 M	2
			967,1 M	976 M	8,9 M	0,9	5,8 M	2,25
		100 G	5,04 G	4,94 G	-0,10 G	-2,1	0,015 G	2
			10,0721 G	10,01 G	-0,0621 G	-0,617	0,0068 G	2
			50,95 G	50,2 G	-0,75 G	-1,5	0,023 G	2
			102,30 G	100 G	-2,30 G	-2,25	0,58 G	2
		Testo Modelo: 871	Termovisor Manual – Temperatura (°C)	Faixa de Uso: -30,0 a 650,0°C Faixa de Indicação: -30,0 a 650,0°C		Temperatura: 20,0°C ± 1,0 °C		Umidade: 50,0 %ur ± 5,0 %ur
Valor de Referência na unidade de medição do padrão (°C)			Valor médio indicado no instrumento na unidade de medição do mesmo - V.I °C		Erro de Medição °C	Incerteza Expandida °C	Incerteza Expandida + Erro °C	(k)
-10,0	-12,4		-1,5	0,3	1,8	2,00		
50,0	49,8		-2,4	0,3	2,7	2,00		
100,0	99,8		-0,2	0,3	0,5	2,00		
150,0	148,0		-0,2	0,3	0,5	2,00		
Alicate Multi Medidor B&K Precision Modelo: 367A	Intensidade de Corrente 400A CA		Faixa de Uso: 0,0 a 400,0 ACA Faixa de Indicação: 0,0 a 400,0 ACA			Resolução: 0,1 ACA		
	Valor de Referência na unidade de medição do padrão (ACA)		Valor Médio Indicado no instrumento na unidade de medição do mesmo (ACA)	Erro de Medição (ACA)	Incerteza Expandida (ACA)	Incerteza Expandida + Erro (ACA)	(k)	
	40		39,5	0,5	0,2	0,7	2,0 0	
	200		196,9	3,1	0,4	3,5	2,0 0	

	360	356,8	3,2	1,8	5,0	2,0 0
	Tensão Elétrica 750V CA	Faixa de Uso: 0,0 a 750,0 VCA Faixa de Indicação: 0,0 a 750,0 VCA			Resolução: 0,1 VCA	
	Valor de Referência na unidade de medição do padrão (VCA)	Valor Médio Indicado no instrumento na unidade de medição do mesmo (VCA)	Erro de Medição (VCA)	Incerteza Expandida (VCA)	Incerteza Expandida + Erro (VCA)	(k)
	100	98,7	1,3	0,6	1,9	2,0 0
	400	393,9	6,1	0,6	6,7	2,0 0
	700	689,1	10,9	0,6	11,5	2,0 0
	Intensidade de Corrente 400A CC	Faixa de Uso: 0,0 a 400,0 ACC Faixa de Indicação: 0,0 a 400,0 ACC			Resolução: 0,1 ACC	
	Valor de Referência na unidade de medição do padrão (ACC)	Valor Médio Indicado no instrumento na unidade de medição do mesmo (ACC)	Erro de Medição (ACC)	Incerteza Expandida (ACC)	Incerteza Expandida + Erro (ACC)	(k)
	40	39,8	0,2	0,2	4,0	2,0 0
	200	198,5	1,5	0,3	1,8	2,0 0
	360	359,1	0,9	0,5	1,4	2,0 0

Fonte: O autor (2025).

4.5.1. Estudo da qualidade de módulos fotovoltaicos em usinas solares

Testes e ensaios realizados em laboratórios acreditados, de acordo com os padrões da Comissão Internacional de Eletrotécnica - IEC, visam garantir o controle da qualidade e confiabilidade de módulos fotovoltaicos em campo. O teste de estabilização de LID consiste em uma série de intervalos de exposição à luz com o mesmo valor de irradiância solar e temperatura de operação, na qual o módulo fotovoltaico funciona em seu ponto de potência máxima. Ao final do ciclo de ensaios se a perda de desempenho passar de 5% após a estabilização, o módulo falhou no teste padrão (RETC - 2024).

Uma segunda avaliação da qualidade do desempenho elétrico de módulos fotovoltaicos de silício cristalino é a realização do estudo da DPN, que para ser realizado é necessário a execução de ensaios elétricos e térmicos adequados e também que as condições meteorológicas atendam às normas pertinentes. Dois fatores devem ser conhecidos para avaliação dos resultados: o valor da LID e o tempo de exposição/funcionamento dos módulos fotovoltaicos em campo.

A degradação da potência nominal de módulos fotovoltaicos, afeta diretamente a eficiência do sistema fotovoltaico. Para monitorar e avaliar essa degradação ao longo do tempo, são empregados separadamente ou mesmo simultaneamente, procedimentos como:

- medição da Curva I-V: é uma caracterização elétrica completa do módulo fotovoltaico, que fornece informações detalhadas sobre seu desempenho em diferentes condições de irradiância e temperatura. Ela deve ser realizada em intervalos regulares e compara-se os resultados com a curva inicial. A redução na potência máxima $P_{MÁX}$ indica a ocorrência de degradação. Esse é um ensaio de alta precisão e capacidade de identificar diferentes tipos de degradação, que requer equipamentos adequados e mão de obra qualificada;
- monitoramento da produção de energia elétrica: a produção de energia elétrica pelo sistema fotovoltaico pode ser monitorada continuamente através de *softwares* de monitoramento, que possibilitam comparar a energia gerada em diferentes períodos, ajustando os dados para considerar variações climáticas, níveis de sujeira entre outros, pois essa produção pode ser influenciada por diversos fatores além da degradação dos módulos. A redução da produção ao longo do tempo poderá indicar também a ocorrência de degradação de módulos fotovoltaicos;
- termografia: permite visualizar a distribuição de temperatura na superfície dos módulos uma vez que as células solares com maior degradação tendem a apresentar temperaturas diferentes das demais, o que permite identificar módulos fotovoltaicos com problemas específicos, além de avaliar a homogeneidade do sistema;
- eletroluminescência: um material semicondutor quando percorrido por uma corrente elétrica emite luz que é visível com o uso de câmeras especiais e condições de iluminação controladas. As células solares com defeitos ou microfissuras podem apresentar padrões de emissão de luz diferentes das demais, o que permite identificar defeitos internos nos módulos fotovoltaicos que podem acelerar a degradação e a falência dos mesmos.

4.6. Indicadores de qualidade EPI e PR em usinas fotovoltaicas com módulos fotovoltaicos instaladas em solo

4.6.1. Taxa de Desempenho - PR

O PR não apenas quantifica a eficiência global do sistema fotovoltaico, como também permite identificar e mitigar perdas específicas. Assim o monitoramento regular da Taxa de

Desempenho é essencial para maximizar a produção de energia e a rentabilidade de projetos fotovoltaicos.

Para o cálculo da Taxa de Desempenho conforme IEC 61274-1, aplica-se as Fórmulas (44) ou (45), considerando os dados disponíveis e o período em análise, para tanto são necessários os seguintes dados, a saber:

- energia real em kWh gerada e injetada no sistema elétrico;
- potência nominal do gerador fotovoltaico;
- irradiância global inclinada;
- irradiância global de referência;
- coeficiente de temperatura para potência (%/°C);
- temperatura de operação medida do módulo fotovoltaico (°C).

4.6.2. Índice de Desempenho Energético - EPI

O EPI é amplamente utilizado para comparar o desempenho de diferentes usinas solares fotovoltaicas, identificando oportunidades de melhoria e garantindo que o sistema opere de forma eficiente.

O EPI é uma medida que relaciona a energia elétrica gerada e injetada na rede elétrica no ponto de conexão, *versus* a energia estimada através de *softwares* dedicados capazes de permitir a inclusão, conforme a usina foi construída (*as-built*), assim como os dados reais meteorológicos para o período de análise. O EPI é um indicador adimensional, geralmente indicado em porcentagem (%).

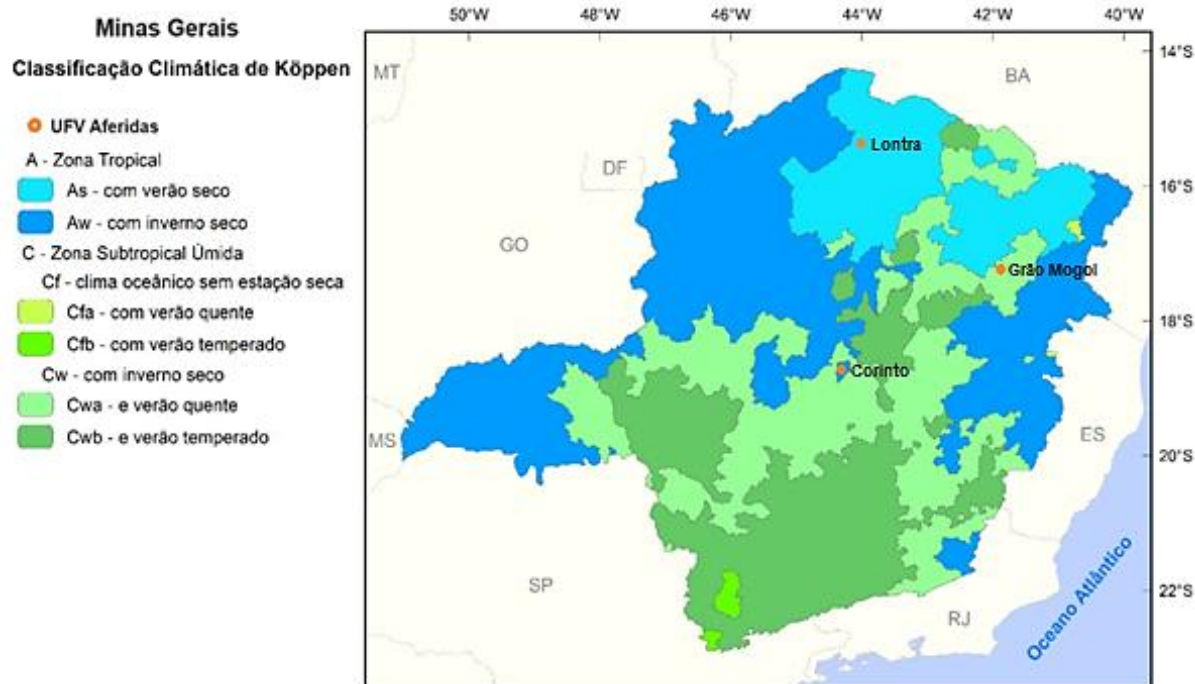
O EPI é utilizado como uma ferramenta para verificar se a usina fotovoltaica conseguiu produzir a quantidade de energia que havia sido previamente estabelecida como meta, com base nas previsões e estimativas realizadas por meio da simulação em *software*. Para o cálculo do EPI a IEC 61274-1 estabelece a equação 46.

O EPI deve ser monitorado periodicamente para avaliar o desempenho contínuo da usina solar fotovoltaica. Variações no valor do EPI podem indicar a necessidade de manutenção, como limpeza dos módulos fotovoltaicos ou a verificação de componentes elétricos do sistema de balanço operacional da UFV.

4.7. Estudo da confiabilidade de módulos fotovoltaicos em usinas solares fotovoltaicas

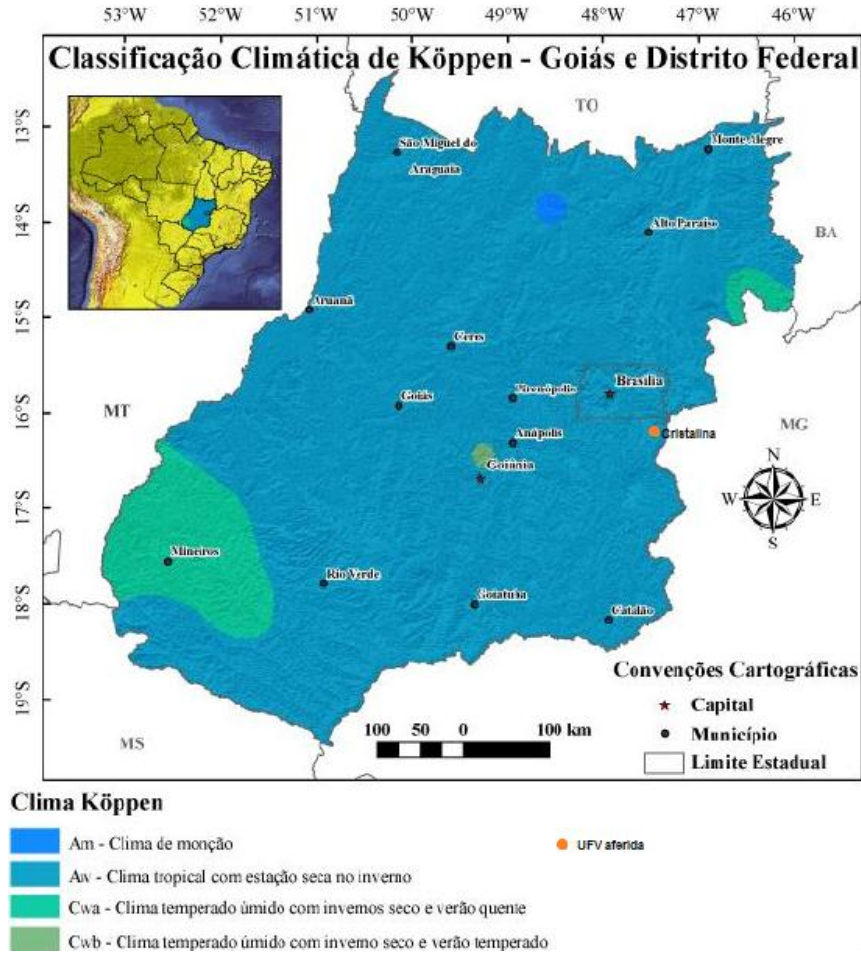
Nessa pesquisa foram avaliadas quatro usinas solares fotovoltaicas cujos geradores fotovoltaicos foram instalados em solo e em flutuadores implantados sobre o espelho d'água de reservatórios. Três usinas solares fotovoltaicas estão instaladas em regiões climáticas distintas no Estado de Minas Gerais, nos municípios de Corinto, Grão Mogol e Lontra. Uma quarta usina fotovoltaica está localizada no município de Cristalina no Estado de Goiás. As Figuras 30 e 31 apresentam respectivamente os mapas com a classificação climática de Köppen-Geiger para os Estados de Minas Gerais e Goiás.

Figura 30 - Classificação climática de Köppen-Geiger para o Estado Minas Gerais



Fonte: Adaptado de Dos Reis (2016).

Figura 31 - Classificação climática de Köppen-Geiger para o Estado de Goiás



Fonte: Adaptado de Cardoso (2014).

A Tabela 5 apresenta informações básicas como: localização, classificação climática baseada no modelo de Köppen-Geiger e as potências elétricas, de instalação dos geradores fotovoltaicos das respectivas UFVs avaliadas neste estudo.

Tabela 5 - Localização e características das UFVs avaliadas

UFV Características	Localização		Implantação / Operação	Potências			Características Físicas da Instalação	Classificação Climática de Köppen-Geiger
	Estado	Coord.		MW	MWp	Módulo Wp		
UFVf em Grão Mogol	Minas Gerais	-16.56° - 42.89°	2022 / 2023	1,2	1,32	400	Em espelho d'água / Flutuador	Cwa - Subtropical Úmida, com inverno seco e verão quente
UFVf em Cristalina	Goiás	-16.76° - 47.61°	2017 / 2017	0,3	0,303	265	Em espelho d'água / Flutuador	Aw - Tropical, com inverno seco
UFV em Lontra	Minas Gerais	-15.90° - 44.30°	2019 / 2020	5,0	5,98	430	Em solo / Com seguidor	As - Tropical, com verão seco
UFV em Corinto	Minas Gerais	-18.37° - 44.46°	2019 / 2019	5,0	5,28	330	Em solo / Fixa	Aw - Tropical, com inverno seco

Fonte: O autor (2024).

4.7.1. Usinas solares fotovoltaicas em solo

4.7.1.1. UFV em Corinto

A usina fotovoltaica que está localizada na região Central de Minas Gerais, no município de Corinto, é classificada por Köppen-Geiger como “Aw”, ou seja, possui clima tropical com inverno seco. Esta usina fotovoltaica possui capacidade instalada de 5,28 MWp e está subdividida em 5 UGs de 1,05 MWp cada. Essas UGs por sua vez, se dividem em dois sistemas de 528 kWp conectados a dois inversores de 500 kW cada, fabricados pela Sineng, mod. EP-0500-A - Central Inverter. As caixas de combinação das fileiras fotovoltaicas também são fabricadas pela Sineng mod. EJB-16-AS. Cada UG conta com 10 caixas de combinação e ligadas a cada uma destas 16 séries fotovoltaicas com 20 módulos, resultando em 1.600 módulos ligados a cada inversor, 3.200 módulos em cada UG. No total são 16.000 módulos fotovoltaicos monofacial, em silício multicristalino, tipo “p” e potência nominal de 330 Wp.

Os arranjos fotovoltaicos que integram o gerador fotovoltaico da UFV em Corinto estão fixados em estrutura metálica em solo, com desvio azimutal de 0°, com ângulo 19° de inclinação e não possui sistemas do tipo seguidor. A UFV em Corinto entrou em operação comercial em novembro de 2019. A Figura 32 apresenta imagem dos arranjos fotovoltaicos da UFV em Corinto.

Figura 32 - Arranjos fotovoltaicos da implantados na UFV em Corinto

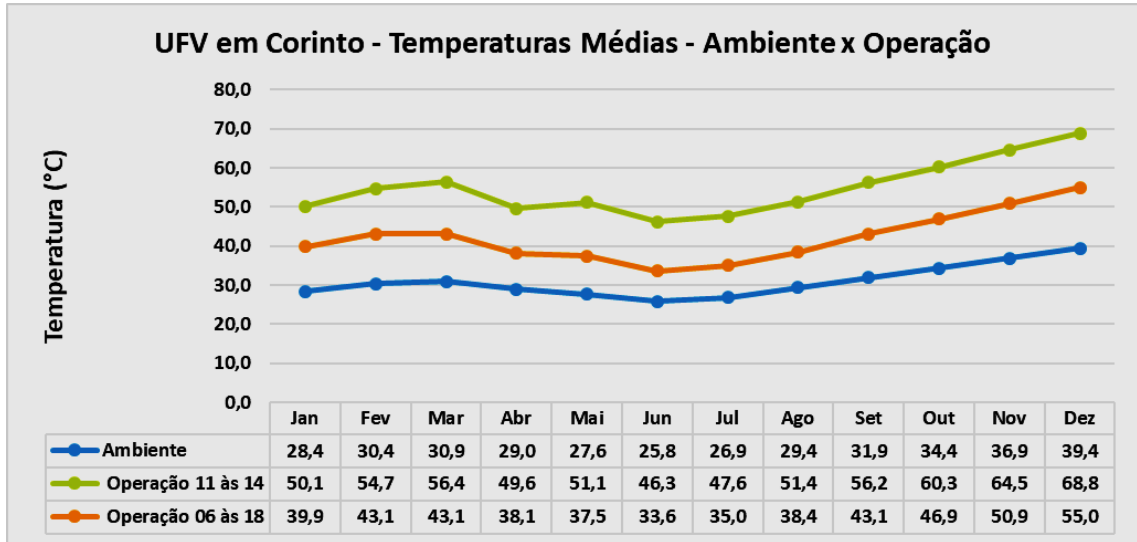


Fonte: O autor (2023).

Os dados de irradiância solar, temperatura ambiente (T_{amb}) e temperatura de operação da célula fotovoltaica (T_c) obtidos da estação solarimétrica instalada na UFV em Corinto foram

devidamente tratados. Essas temperaturas médias T_c e T_{amb} entre janeiro e dezembro de 2023 para a UFV Corinto estão apresentadas no Gráfico 3.

Gráfico 3 - Curvas T_c e T_{amb} da UFV em Corinto



Fonte: O autor (2024).

4.7.1.2. UFV em Lontra

Está localizada na região Norte de Minas Gerais no município de Lontra, que de acordo com a classificação climática de Köppen-Geiger é “As” por possuir clima tropical com verão seco. Sua capacidade geradora total instalada é 5,98 MW_p, com um fator de dimensionamento de inversores - FDI sobredimensionado (*oversizing*) de 19,6%, que está subdividida em 5 unidades de geração – UG, de 1 MW, que por sua vez, possuem 8 inversores de 125 kW, modelo SG125HV fabricado pela Sungrow Power. A capacidade de geração de cada UG é de 1,19 MW_p potência estando distribuída em 128 séries fotovoltaicas com 29 módulos em série cada.

Os arranjos fotovoltaicos que integram o gerador fotovoltaico da UFV em Lontra estão fixados em estrutura metálica em solo, com desvio azimutal de 0°, com ângulo de inclinação variando entre -55° e +55° em função de possuir sistemas do tipo seguidores. No total são 18.560 módulos fotovoltaicos, monofacial, em silício multicristalino, PERC, tipo “p” e potência nominal de 430 W_p. A Figura 33 apresenta imagem de arranjos fotovoltaicos instalados na UFV em Lontra.

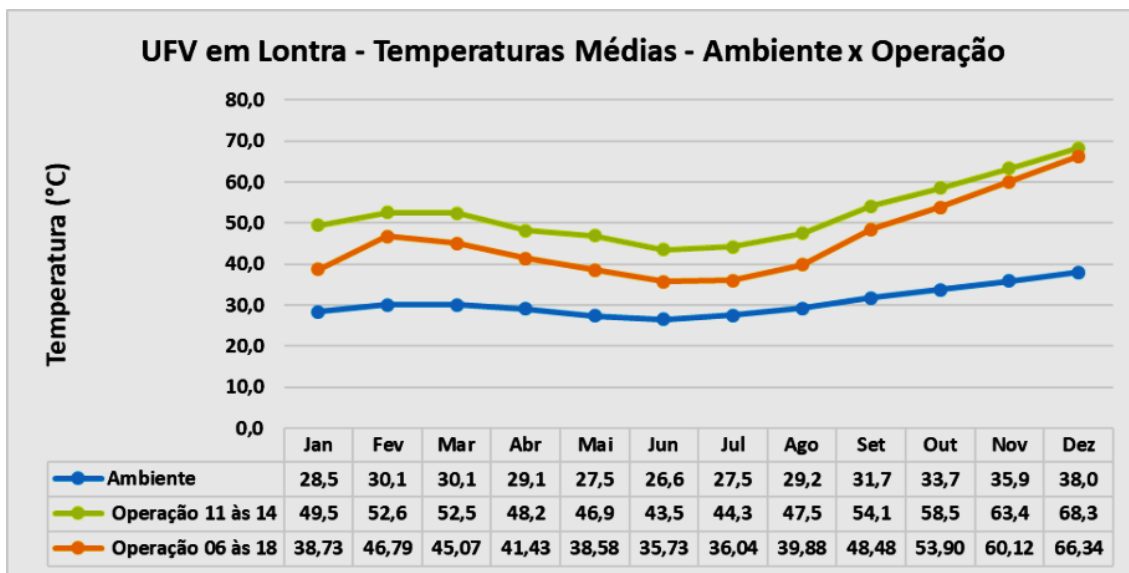
Figura 33 - Arranjos fotovoltaicos da implantados na UFV em Lontra



Fonte: O autor (2023).

Os dados de irradiância solar, temperatura ambiente (T_{amb}) e temperatura de operação da célula fotovoltaica (T_c) obtidos da estação solarimétrica instalada na UFV em Lontra foram devidamente tratados. As temperaturas médias T_c e T_{amb} entre janeiro e dezembro de 2023 para a UFV Lontra estão apresentados no Gráfico 4.

Gráfico 4 - Curvas T_c e T_{amb} da UFV em Lontra



Fonte: O autor (2024).

A UFV em Lontra entrou em operação comercial em outubro de 2020.

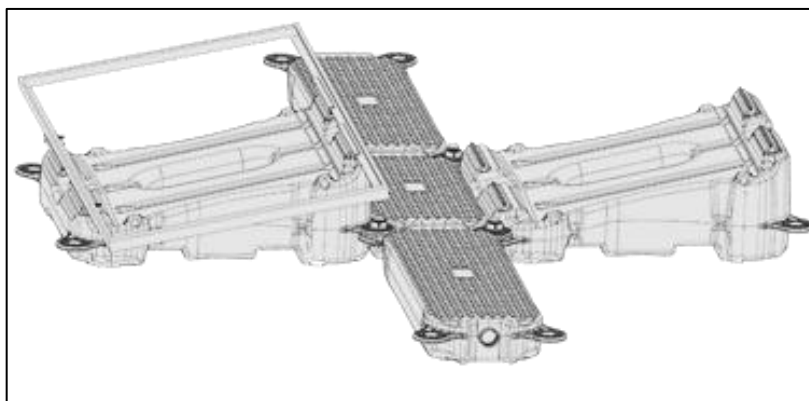
4.7.2. Usinas solares fotovoltaicas em flutuadores - UFVf

4.7.2.1. UFVf em Cristalina

Encontra-se localizada na região Sudeste do Estado de Goiás, na zona rural do município de Cristalina, que de acordo com a classificação climática de Köppen-Geiger é “Aw” por possuir clima tropical com inverno seco.

O gerador fotovoltaico dessa UFVf foi instalado sobre flutuadores, em polietileno de alta densidade – PEAD, fabricados pela Ciel & Terre, modelo Hidrelio Classic, possui 1.142 módulos fotovoltaicos de tecnologia silício multicristalino do tipo "p" monofacial, e potência nominal de 265 Wp. Na Figura 34 pode-se observar o arranjo de montagem dos flutuadores da UFVf em Cristalina

Figura 34 - Detalhes dos flutuadores utilizados na UFVf em Cristalina



Fonte: Adaptado de floating Solutions (2018).

O PEAD possui excelentes propriedades dielétricas, ou seja, é um polímero termoplástico adequado para aplicações que exigem isolamento elétrico e térmico, mantendo suas propriedades mecânicas mesmo em baixas temperaturas. Quando estabilizado com aditivos, melhora sua resistência à radiação UV (Coutinho *et al.* – 2003).

Para conexão das séries fotovoltaicas aos inversores utilizaram-se quatro caixas de combinação de séries fotovoltaicas fabricadas pela WEG, que estão conectadas também a quatro inversores de 75 kW cada, fabricados pela SMA - Solar Technology AG, modelo SHP75-10, perfazendo uma potência útil total de 300 kW, com um FDI sobredimensionado (*oversizing*) de 1,54%. Os arranjos das séries fotovoltaicas foram assim configurados:

- caixas de combinação 1 e 3 com 13 fileiras com 23 módulos fotovoltaicos cada;

- caixas de combinação 4 e 5 com 12 fileiras com 23 módulos fotovoltaicos cada.

Desta forma o gerador fotovoltaico possui potência nominal de 304,75 kWp. O reservatório é abastecido com água de chuva, coletada na cobertura de galpões localizados no entorno próximo e transportada por dutos até o mesmo e também por água de reuso de parte do processo de limpeza dos referidos galpões.

A UFVf em Cristalina entrou em funcionamento e foi conectada ao sistema elétrico da distribuidora de energia local em agosto de 2017. Na Figura 35 pode-se observar imagens do gerador fotovoltaico da UFVf.

Figura 35 - Detalhes do arranjo fotovoltaico da UFVf em Cristalina



Fonte: O autor (2023).

Não foi possível coletar dados meteorológicos ou de temperaturas de operação dos módulos fotovoltaicos, uma vez que a UFVf em Cristalina não possui estação solarimétrica instalada.

4.7.2.2. UFVf em Grão Mogol

Localizada na região Norte de Minas Gerais, na zona rural do município de Grão Mogol, em área de classificação climática de Köppen-Geiger como sendo “Cwa” por possuir clima subtropical, com inverno seco e verão quente.

Esta UFVf também possui seu gerador fotovoltaico instalado sobre estruturas do tipo flutuante, fabricados pela Ciel & Terre, modelo *Hydrelo Air*, em polietileno de alta densidade (PEAD), material que possui boa resistência à tração e ao impacto, o que o torna adequado para

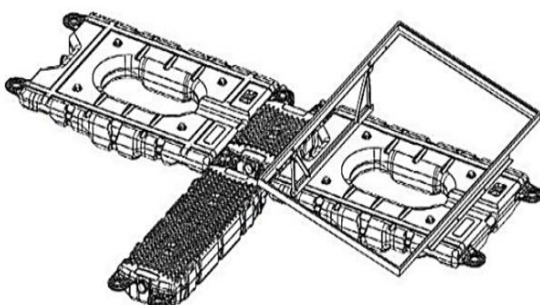
aplicações que exigem suporte estrutural. É um material inerte a vários produtos químicos, possui baixa condutividade elétrica e térmica (Gorni – 2021).

Os pinos responsáveis pela conexão entre os flutuadores são confeccionados em polipropileno (PP) com fibra de vidro. Esse compósito é amplamente utilizado em diversas aplicações industriais devido à sua combinação de propriedades mecânicas, térmicas e químicas. A adição de fibras de vidro ao polipropileno melhora significativamente suas características, tornando esse compósito mais resistente à tração, maior rigidez e mais resistente a impactos.

Contudo, o polipropileno (PP), tanto em sua forma pura quanto reforçado com fibra de vidro, é sensível à degradação causada pela exposição à radiação ultravioleta. A ação do UV pode levar à quebra das cadeias poliméricas do polipropileno, resultando em perda de propriedades mecânicas, descoloração e fragilização do material (Rabello *et al.* – 1997), Callister Jr (2008) e (Gorni – 2021).

Na Figura 36 pode-se observar ilustração do arranjo com os diferentes elementos que compõem o conjunto de flutuadores nos quais foram instalados os módulos fotovoltaicos da UFVf em Grão Mogol.

Figura 36 - Conjunto de flutuadores da UFVf em Grão Mogol com os módulos fotovoltaicos



Fonte: Adaptado floating Solutions (2018) e o autor (2022).

O gerador fotovoltaico possui potência nominal de 1,21 MWp, cuja potência dos módulos fotovoltaicos, está assim distribuída, a saber: 2.940 módulos fotovoltaicos, monofacial, em silício monocristalino, PERC., tipo “p”, de 400 Wp; 100 módulos fotovoltaicos monofacial, de silício multicristalino, tipo “p” (*Dual Glass*) de 325 Wp; 10 módulos fotovoltaicos, em filme fino de telureto de cádmio, de 110 Wp.

O BOS possui, 1,15 MWac, distribuído entre: dez inversores trifásicos de 110 kW; um inversor trifásico de 33 kW; dois inversores monofásicos de 5 kW e um inversor monofásico de 3 kW, configurando um FDI sobredimensionado (*oversizing*) de 5,22%.

O reservatório onde está instalado o gerador fotovoltaico da UFVf em Grão Mogol é formado a partir do barramento do rio Itororó, estando inserido em área de preservação permanente e sua água é utilizada no acionamento do gerador de uma pequena central hidroelétrica - PCH.

Na Figura 37 pode-se observar imagem do gerador fotovoltaico instalado em flutuadores sobre reservatório e também detalhe da fixação do módulo fotovoltaico no respectivo flutuador.

Figura 37 - Vista do gerador fotovoltaico da UFVf em Grão Mogol



Fonte: O autor (2022).

Para a aquisição dos dados referentes às temperaturas de operação das células fotovoltaicas (T_c) junto aos módulos fotovoltaicos instalados nos flutuadores da UFVf em Grão Mogol, um sistema de aquisição de dados foi implantado junto ao gerador fotovoltaico. As respectivas amostras das temperaturas foram obtidas e armazenadas utilizando um dispositivo registrador de dados (*datalogger*). Sensores de temperatura (termopares) foram implantados em um módulo fotovoltaico localizado na região central do gerador fotovoltaico, junto ao filme posterior do mesmo e em três pontos distintos, sendo: ponto 01 do lado esquerdo, ponto 03 do lado direito e ponto 06 na região central. Na Figura 38 pode-se observar imagem do compartimento onde instalou-se equipamentos de aquisição de dados junto aos flutuadores sobre reservatório.

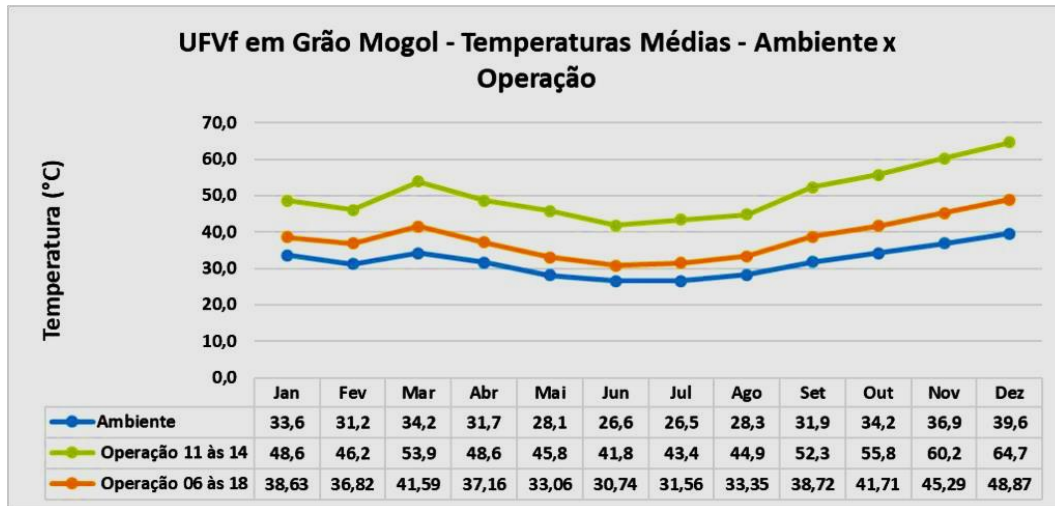
Figura 38 - Sistema auxiliar de aquisição de dados referente à temperatura de operação



Fonte: O autor (2024)

Os dados foram devidamente tratados e os valores de temperaturas médias de operação das células fotovoltaicas – T_c e ambiente – T_{amb} , durante o período de janeiro a dezembro, desta UFVf são apresentados no Gráfico 5.

Gráfico 5 - Curvas T_c e T_{amb} da UFVf em Grão Mogol



Fonte: O autor (2024).

A UFVf em Grão Mogol foi conectada ao sistema elétrico da distribuidora de energia local em março de 2022.

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos nos experimentos realizados para identificação e determinação dos modos e taxas de degradação em módulos fotovoltaicos instalados em sistemas já desativados. Também, serão apresentados os resultados obtidos nos testes realizados nos módulos fotovoltaicos instalados em usinas solares fotovoltaicas em solo e em flutuadores.

5.1. Degradação em módulos fotovoltaicos de silício cristalino e de filmes fino fabricados antes do ano 2000

Os estudos da degradação em módulos fotovoltaicos foram realizados em amostras de tecnologias que utilizam células solares em silício cristalino e em filmes fino, retirados de campo após vários anos de operação em solo, sob influência das zonas climáticas equatorial e semiárida localizadas em Minas Gerais.

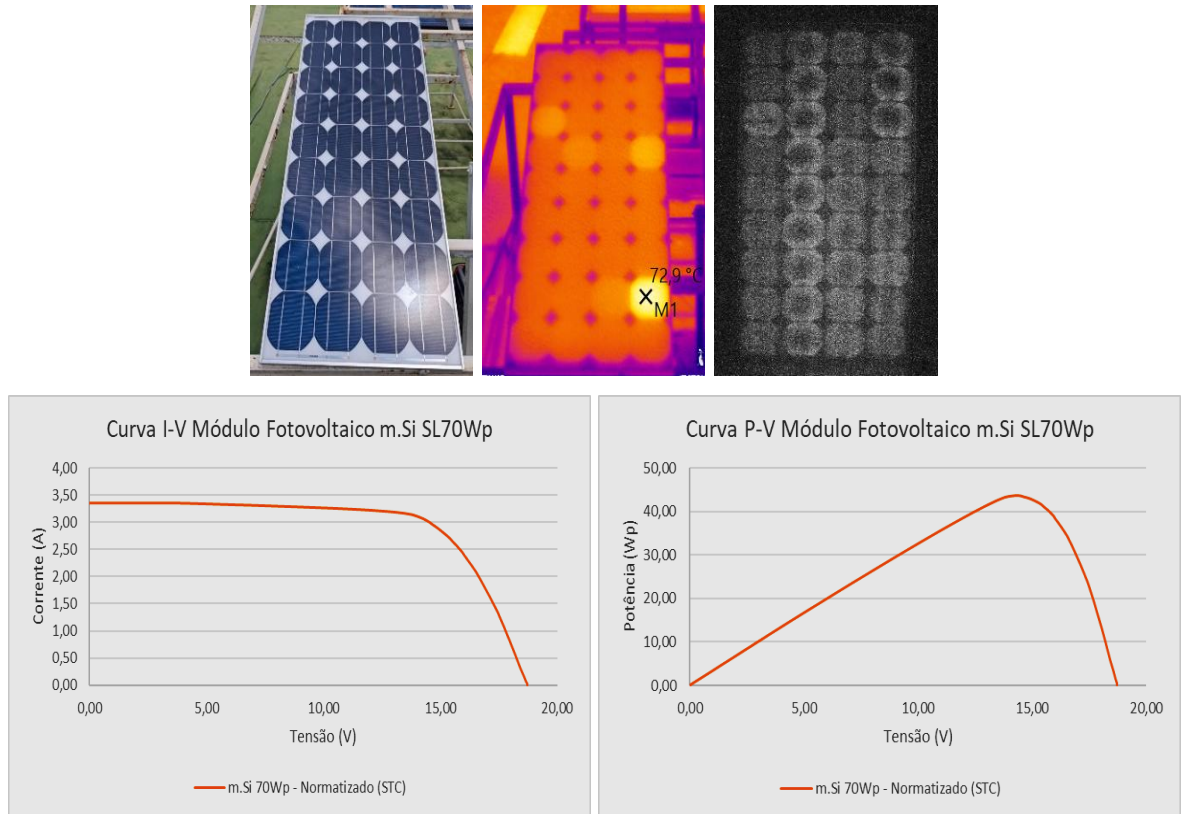
5.1.1. *Análise dos modos de degradação em módulos fotovoltaicos com células solares de silício cristalino*

Para avaliar a degradação de módulos de silício cristalino, inicialmente, foram realizadas inspeções visuais em 80 módulos fotovoltaicos que estiveram em operação entre os anos de 1998 e 2005. Para evitar qualquer dano após a remoção, os módulos foram devidamente armazenados em locais apropriados. Nas inspeções visuais foram identificadas nos módulos fotovoltaicos as seguintes não-conformidades:

- descoloração do encapsulante;
- delaminação do encapsulante.

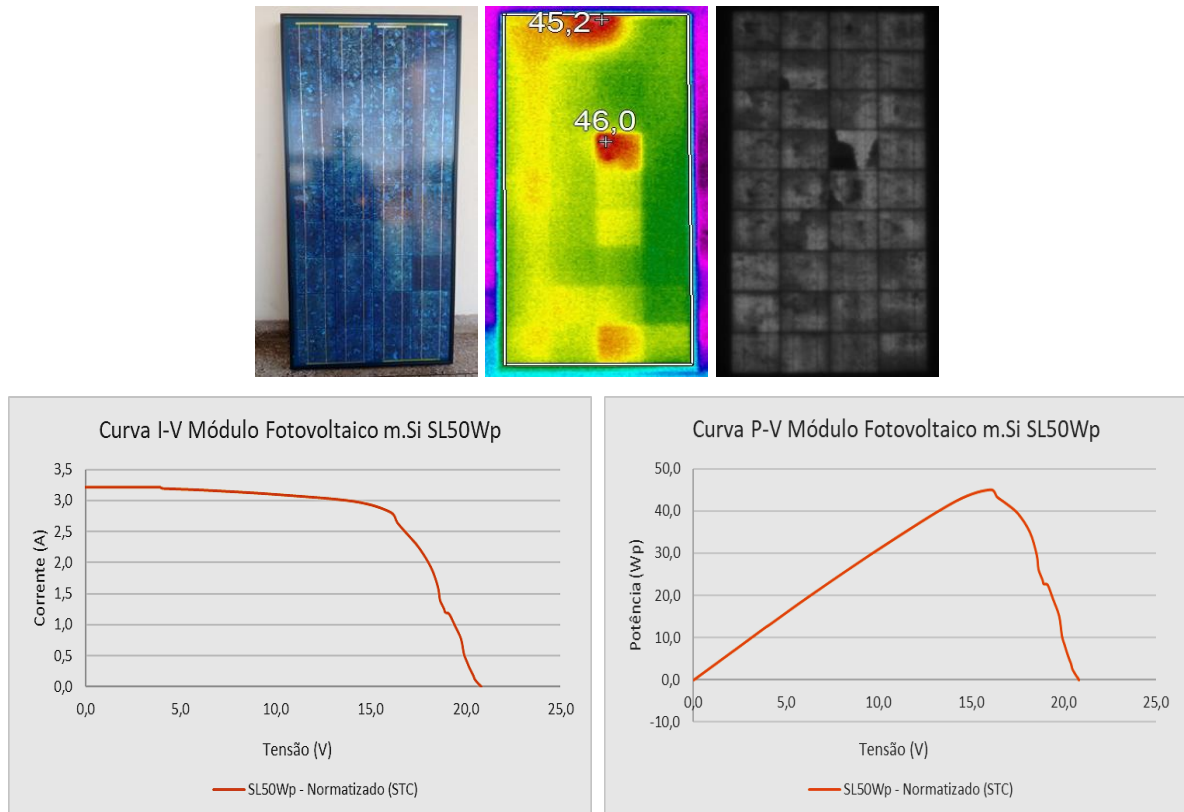
Do montante inspecionado foram selecionados três módulos fotovoltaicos típicos que apresentaram maior área degradada. Estes módulos fotovoltaicos foram submetidos a ensaios elétricos e térmicos, para obtenção das curvas I-V e P-V, de imageamento termográfico – IR e de eletroluminescência – EL. Todos os ensaios foram realizados em condições padrão de testes. As Figuras 39, 40 e 41 apresentam os resultados obtidos nos respectivos ensaios dos três módulos fotovoltaicos em Silício multicristalino selecionados e cujos resultados foram devidamente normatizados para a condição técnica padrão.

Figura 39 - Módulo fotovoltaico 1- m.Si SP70 Wp resultados dos ensaios: IR, EL, I-V e P-V



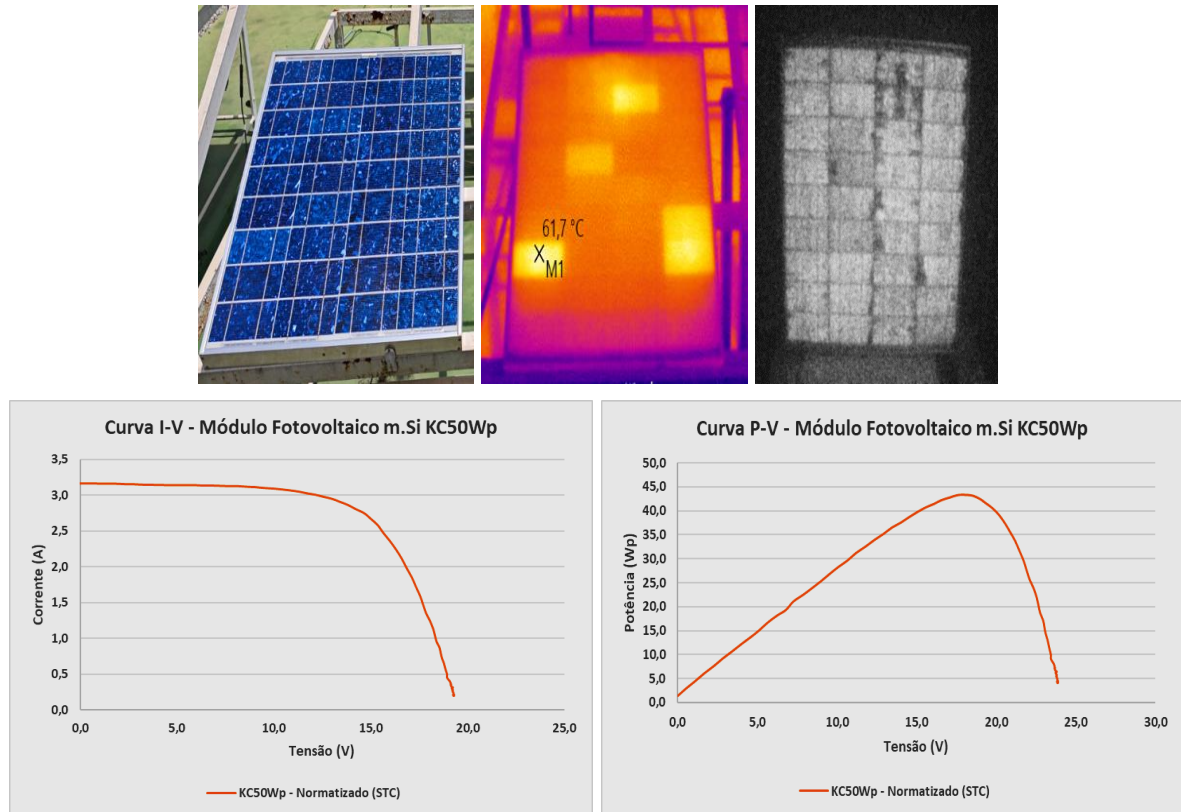
Fonte: O autor (2024).

Figura 40 - Módulo fotovoltaico 2 - m.Si SL50 resultados dos ensaios: IR, EL, I-V e P-V



Fonte: O autor (2024).

Figura 41 - Módulo fotovoltaico 3 - KC50 resultados dos ensaios: IR, EL, I-V e P-V



Fonte: O autor (2024).

Pode-se observar nas Figuras 39, 40 e 41 que a descoloração e a delaminação são os modos de degradação dominantes nos módulos fotovoltaicos ensaiados. Além da descoloração do encapsulante, o módulo fotovoltaico 2 (Figura 41) possui microfissuras.

Os resultados apresentados na Tabela 6 dos ensaios elétricos dos módulos fotovoltaicos de Silício multicristalino, foram comparados com os dados disponibilizados pelos respectivos fabricantes, já que não havia módulos de referência.

Tabela 6 - Parâmetros elétricos e térmicos de módulos fotovoltaicos de Silício multicristalino

Módulo Fotovoltaico	Dados Climáticos			Dados Fabricantes						Normalizado							
	Irr (W/m ²)	Ta (C)	Top (C)	Voc (V)	Isc (A)	Vmpp (V)	Imp (A)	Pot. Nom. (Wp)	RSerie (Ω)	RParalela (Ω)	Vmpp (V)	Imp (A)	Pmpp (W)	FF	RSerie (Ω)	RParalela (Ω)	
Silício Multicristalino	1 - m.Si SP70W	1025	28,0	39,8	21,4	4,7	16,3	4,3	70,0	0,5	180,0	18,7	3,4	43,7	0,70	1,07	62,50
	2 - m.Si SL50W	1025	28,0	39,8	21,1	3,2	16,9	3,0	50,0	0,6	350,0	28,8	3,2	45,0	0,75	0,99	1,04
	3 - m.Si KC50W	899	25,0	43,5	21,5	3,2	17,1	3,0	50,1	0,6	550,0	23,9	2,7	43,4	0,74	1,55	39,06

Fonte: O autor (2024).

Os dados obtidos nos ensaios para todos os módulos fotovoltaicos (Tabela 6) apresentam alteração em alguns parâmetros elétricos. As resistências séries tiveram seu valor aumentado

significativamente, enquanto as resistências paralelas tiveram seu valor reduzido em relação aos valores nominais. A degradação do encapsulante de etileno-acetato de vinila foi a principal causa, que além de comprometer a absorção da irradiância solar pelas células solares, iniciou o processo de corrosão de componentes metálicos como as interconexões elétricas da malha metálica da célula solar (Cassini - 2016 , Oliveira *et al.* – 2019). As taxas medias de degradação anual para os módulos fotovoltaicos analisados foram maiores que -2% a.a., portanto maiores que as identificadas por Osterwald *et al.* (2006).

As perdas atribuídas à resistência série (R_s) em uma célula solar tem sua origem na resistência física entre os contatos metálicos da malha frontal e traseira com o material semicondutor tipo “n” e “p” e nas trilhas metálicas do barramento de contato no interior das células solares. Um valor de R_s elevado reduz o fator de forma (FF) e a I_{SC} da célula solar, contudo sem afetar o valor de V_{OC} . Já as perdas em função da R_{sh} , em uma célula solar, estão relacionadas ao contato metálico frontal da malha com o material semicondutor tipo “p” e também entre os contatos metálicos frontal e traseiro da célula solar. Resultados semelhantes foram identificados em módulos fotovoltaicos de silício monocristalino, por Cassini (2016), conforme pode ser observado nas Figuras 18 e 19.

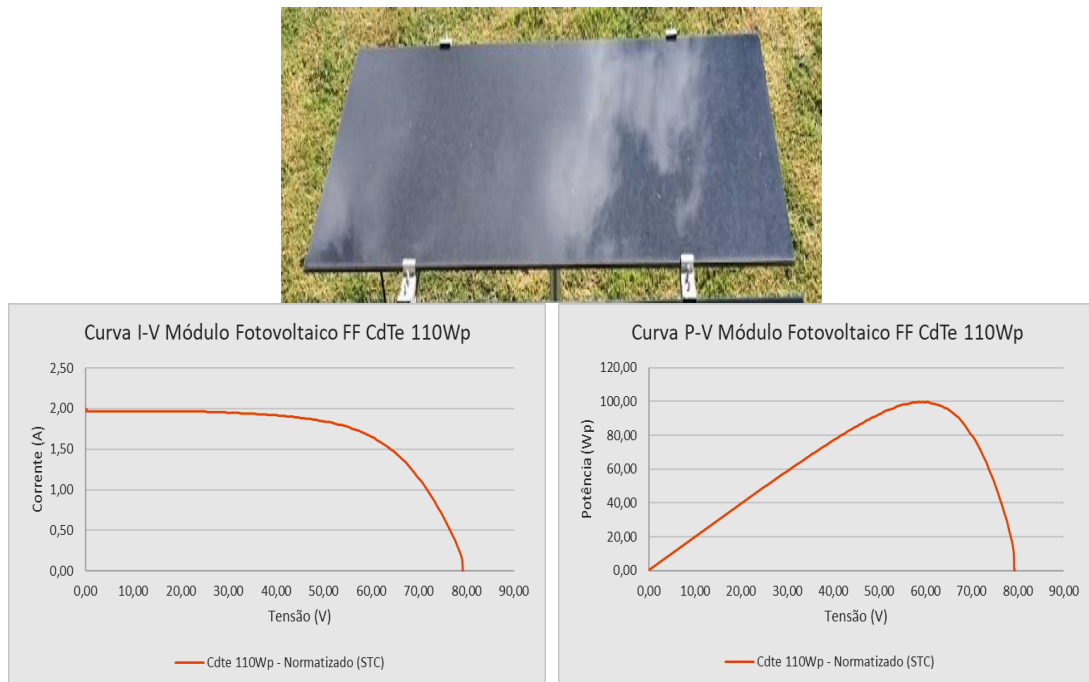
Ao operar em regime de exposição às temperaturas ambiental e de operação elevadas e sob altos índices de radiação ultravioleta, o encapsulante EVA dos módulos fotovoltaicos está mais exposto a processos de fotodegradação. O copolímero etileno-acetato de vinila (EVA) vem sendo utilizado em módulos fotovoltaicos de silício cristalino por mais de 30 anos. No entanto, a sua composição química possui aditivos que influenciam muito na durabilidade dos módulos fotovoltaicos.

A ocorrência da descoloração nos módulos fotovoltaicos 1 e 2, conforme pode-se observar nas imagens de eletroluminescência nas Figuras 39 e 40, está relacionado à fotodegradação do encapsulante de etileno-acetato de vinila, devido a sua exposição a níveis elevados de irradiância, ultravioleta e temperatura ambiente, promovendo a quebra das cadeias poliméricas, gerando radicais livres e liberando ácido acético, o que acelera o processo de degradação não só do próprio encapsulante EVA mas, também das interconexões da malha metálica das células solares (Cassini, 2016 e Oliveira *et al.*, 2019).

5.1.2. Resultados dos ensaios elétricos e térmicos realizados em módulos fotovoltaicos de filme finos

Para avaliar a degradação de módulos fotovoltaicos em filmes finos, foram selecionados quatro módulos de 32 Wp e um de 110 Wp na tecnologia de telureto de cádmio (CdTe) e dois de 22 Wp, dois de 32 Wp e um de 64 Wp na tecnologia de silício amorfo (a.Si). Estes módulos estiveram em operação entre os anos de 1995 e 2000 e foram selecionados após a inspeção visual nos lotes armazenados no GREEN PUC MINAS por apresentarem diferentes modos de degradação e os níveis mais críticos. Na Figura 42 é apresentado o módulo fotovoltaico nº 4, de filme fino de CdTe de 110 Wp e respectivas curvas I-V e P-V do mesmo.

Figura 42 - Módulo fotovoltaico nº4 em de CdTe 110 Wp e curvas I-V e P-V



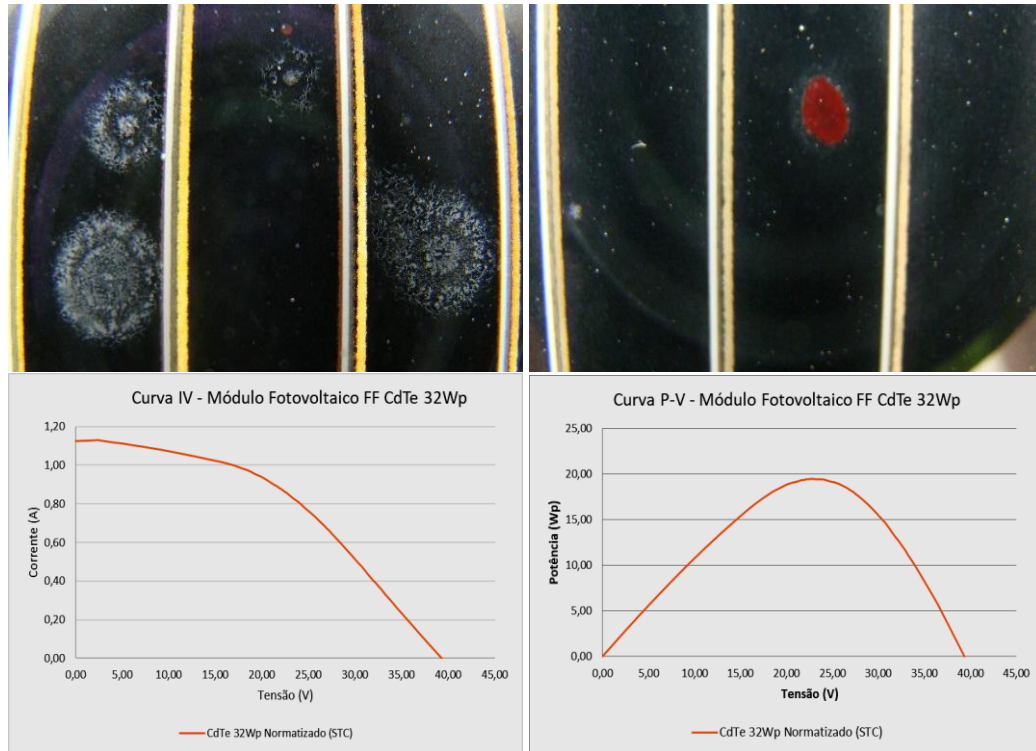
Fonte: Cassini *et al.* (2020).

Com a evolução tecnológica dos módulos fotovoltaicos de filme finos, o dióxido de estanho (SnO_2) do filme TCO foi substituído pelo óxido de zinco (ZnO) na fabricação das células solares. Outra inovação foi a substituição do substrato, antes em metal por vidro, passando o módulo fotovoltaico a ser prensado entre vidros, evitando a penetração de umidade no interior do mesmo (Brog, 1995).

A Figura 43 apresenta alguns modos de degradação no módulo fotovoltaico nº 5 de CdTe 32 Wp e respectivas curvas I-V e P-V do mesmo. Pode-se observar modos de degradação do filme TCO de SnO_2 antirreflexo da célula solar, causando oxidação devido a penetração de água

ocasionado por períodos chuvosos no local de instalação acompanhados de elevadas temperaturas.

Figura 43 - Modos de degradação em módulo fotovoltaico n° 5 de CdTe 32 Wp e respectivas curvas I-V e P-V



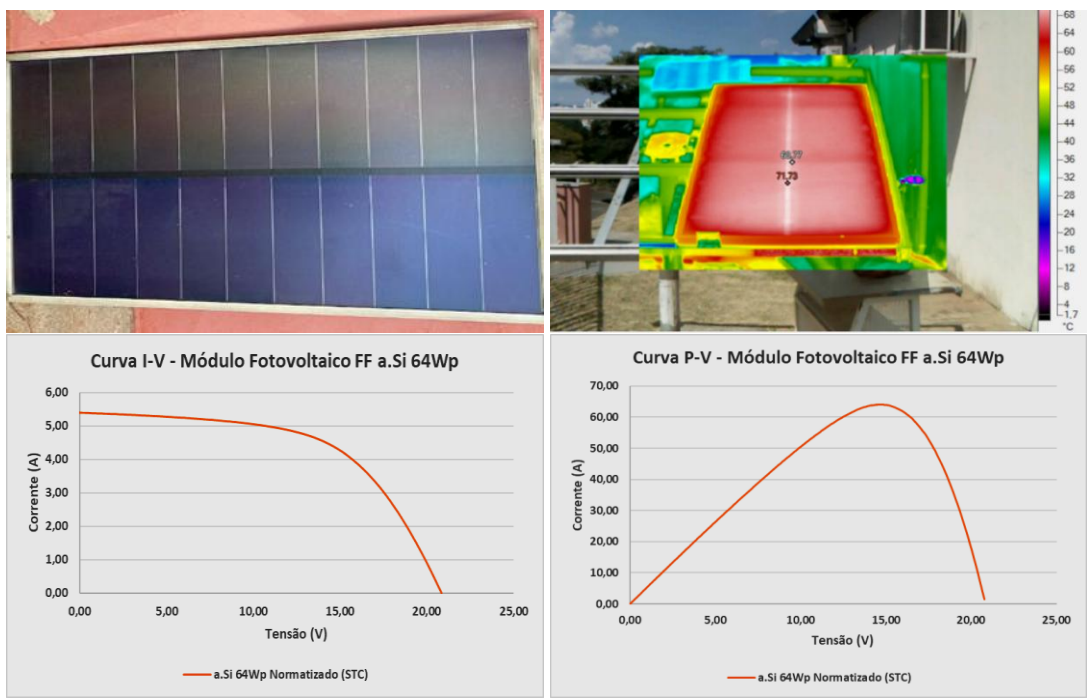
Fonte: Cassini *et al.* (2020).

Essas curvas I-V e P-V, em condições padrão de testes STC, dos módulos CdTe de 32 Wp mostraram a influência da ação do aumento da resistência série (R_s) que teve como consequência uma redução considerável do fator de forma dos módulos fotovoltaicos sob ensaios. O aumento da R_s está associado aos processos de oxidação na camada do TCO em consequência da degradação do mesmo, como abordado por Brog (1995) e Sinha *et al.* (2017), e também da delaminação do encapsulante. Esses módulos fotovoltaicos ficaram em operação ao longo de sete anos sobre influência do clima semiárido na região norte de Minas Gerais, caracterizado por índices elevados de irradiância solar e radiação ultravioleta, períodos chuvosos e temperatura ambiente elevada, resultando para alguns casos de degradação, numa taxa de degradação de -7,86% a.a.

Nas Figuras 44, 45 e 46 são apresentadas imagens com resultados dos ensaios elétricos e térmicos realizados em módulos fotovoltaicos a-Si de 22 Wp e 32 Wp desativados após 15 anos de operação em sistemas energéticos isolados (*off grid*) e de 64 Wp de um sistema

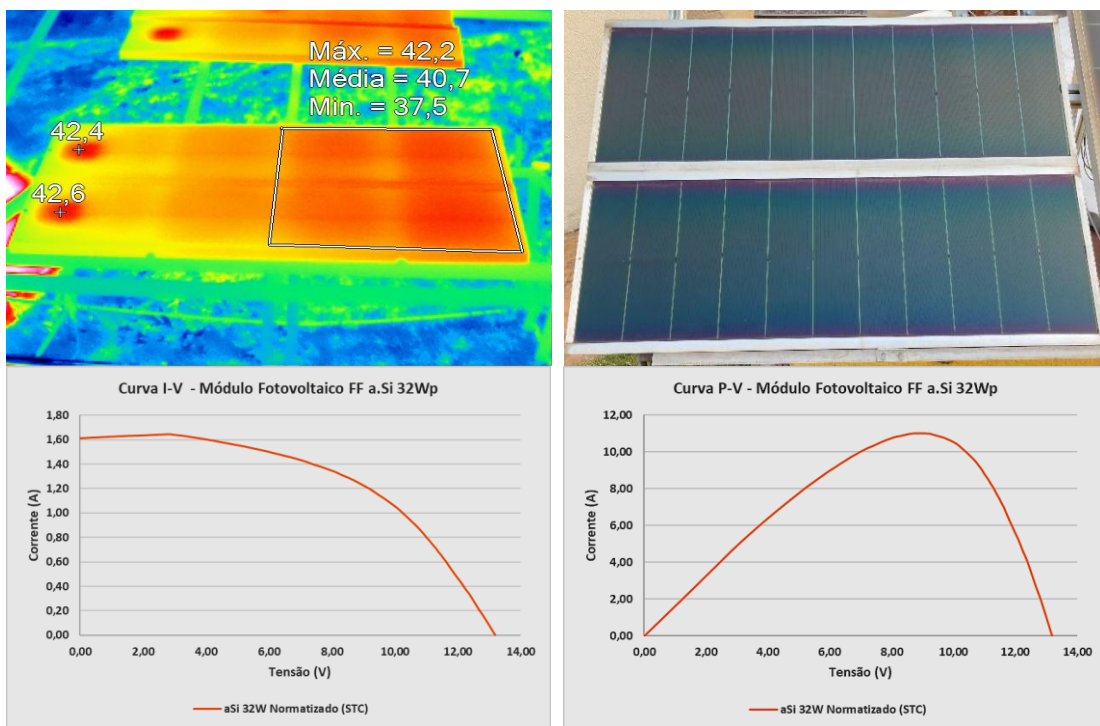
energético de geração distribuída, conectado à rede elétrica de distribuição local (*on grid*), que entrou em operação no ano de 2006 e foi desativado em 2020 após 14 anos de operação.

Figura 44 - Módulo fotovoltaico nº 6 a-Si de 64 Wp, termografia e curvas I-V e P-V



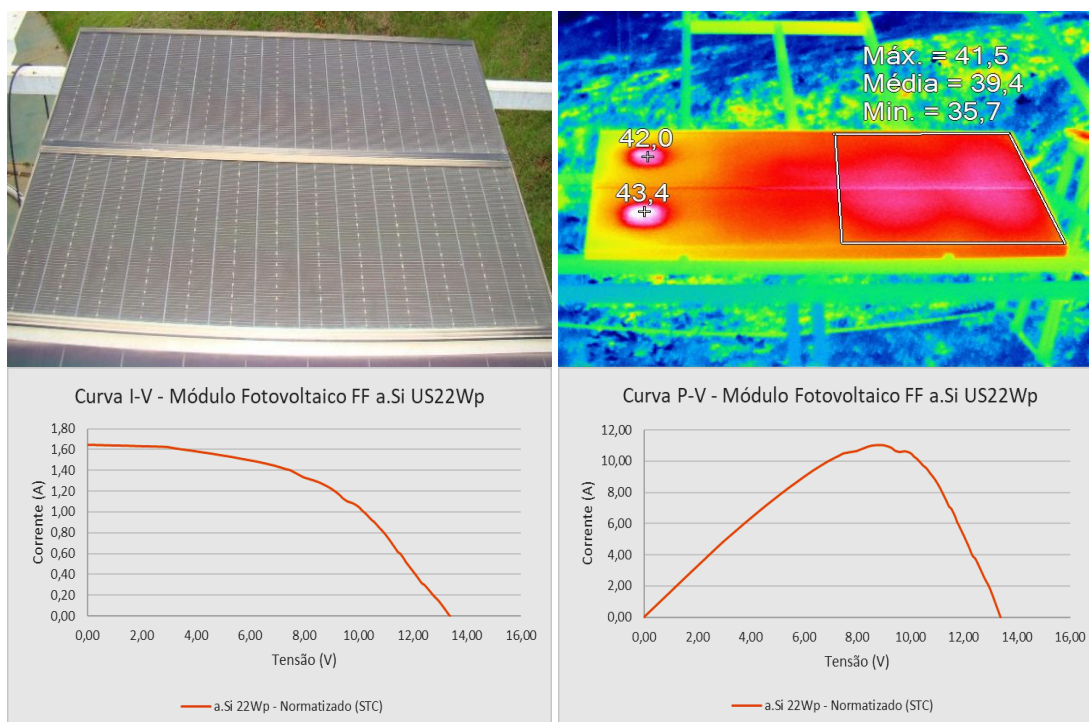
Fonte: Cassini *et al.* (2020).

Figura 45 – Módulo fotovoltaico nº 7 a-Si de 32 Wp, termografia e curvas I-V e P-V



Fonte: Cassini *et al.* (2020).

Figura 46 - Módulo fotovoltaico n° 8 a-Si de 22 Wp, termografia e curvas I-V e P-V



Fonte: Cassini *et al.* (2020).

Ao analisar as imagens da Figura 44, relacionadas ao módulo fotovoltaico n° 6 de a-Si de 64 Wp, que esteve em operação por 14 anos, não foi identificado nenhum modo de degradação nele, pois de acordo com a curva IxV e com o ensaio de termografia, o módulo está funcionando sem apresentar não-conformidades. O módulo apresentou uma redução de 2,87% na potência de saída resultante do desgaste natural.

Nas imagens das Figuras 45 e 46 dos módulos fotovoltaicos de filmes finos n° 7 e n° 8 de silício amorfo de 32 Wp e 22 Wp respectivamente, podem ser observadas a existência de pontos quentes causando deformações na superfície dos módulos fotovoltaicos localizados acima da malha metálica que ligam as fileiras até a caixa de junção. Essa falha é resultado da condição operacional dos módulos. Foi observado também uma coloração diferenciada nas bordas em relação ao restante da superfície dos módulos fotovoltaicos, resultante da degradação do óxido transparente condutor (TCO) de óxido de índio (In_2O_3) dopado com estanho ($\text{In}_2\text{O}_3:\text{Sn}$) que podem estar relacionados com a elevada temperatura de operação ao longo dos sete anos de operação em campo na região do semiárido mineiro.

Na Tabela 7 pode ser observado que, para os módulos fotovoltaicos n° 7 e n° 8 de a-Si de 32 Wp e 22 Wp respectivamente, a potência no ponto de máxima potência foi reduzida consideravelmente em relação à informada pelo fabricante. As correntes registradas nos módulos fotovoltaicos e o fator de forma (FF) também foram reduzidas, devido ao impacto na

absorção ótica, apesar dos elevados níveis de irradiância solar, confirmando a existência da degradação do óxido condutor transparente, que ocasionou a redução da resistência paralela, observação semelhante a realizada por Ellison (1998).

A Tabela 7 apresenta os parâmetros elétricos para módulos fotovoltaicos de filme finos de CdTe e a-Si. No geral, foi observado maior impacto sobre a potência no ponto de potência máxima (P_{MPP}), podendo este resultado estar relacionado com a deterioração da camada TCO de dióxido de estanho (SnO_2) para o módulo fotovoltaico n° 5 de CdTe de 32 Wp e de óxido de índio (In_2O_3) dopado com estanho (ITO) para os módulos fotovoltaico n°7 a-Si de 32 Wp e n°8 a-Si de 22 Wp causados em função das variáveis climatológicas .

Tabela 7 - Parâmetros elétricos e térmicos obtidos em ensaios e as correspondentes taxas de degradação em módulos fotovoltaicos em Filmes Finos

Módulo Fotovoltaico		Dados Climáticos			Dados Fabricantes						Normalizado						
		Irr (W/m ²)	Ta (C)	Top (C)	Voc (V)	Isc (A)	Vmpp (V)	Imp (A)	Pot. Nom. (Wp)	RSerie (Ω)	Rparalela (Ω)	Vmpp (V)	Imp (A)	Pmpp (W)	FF	RSerie (Ω)	RParalela (Ω)
Telureto de Cádmio (CdTe)	Mód. 4 110W	1075	31,8	55,5	87,2	1,8	68,2	1,6	110,0	1,0	400,0	79,4	2,0	99,8	0,72	7,28	383,33
	Mód. 5 32W	1039	31,8	55,5	23,5	1,8	19,0	1,7	32,0	3,0	600,0	39,3	1,1	19,4	0,76	17,99	121,95
Silício Amorfo (a-Si)	Mód. 6 64W	926	28,8	48,3	23,8	4,8	118,3	3,8	66,0	5,5	360,0	20,9	5,4	64,1	0,59	1,09	40,00
	Mód. 7 32W	1251	32,0	44,4	19,5	2,4	17,2	1,9	31,1	5,5	900,0	13,2	1,6	11,0	0,59	5,77	23,36
	Mód. 8 22W	1328	32,4	44,7	22,0	1,8	16,2	1,4	21,8	5,5	948,0	13,4	1,7	11,0	0,55	3,31	10,08

Fonte: O autor (2024).

Os resultados das medições das resistências série e paralela nos módulos fotovoltaicos de filme fino comprovam os efeitos dos modos de degradação identificados das Figuras 44 a 46. Apesar de ambos terem comprometimento das propriedades do TCO, eles foram mais relevantes nos módulos fotovoltaicos de a.Si.

A Tabela 8 apresenta uma comparação das taxas de degradação (%) encontradas para módulos fotovoltaicos de silício monocristalino (mono-Si), multicristalino (multi-Si) e amorfo (a-Si).

Os dados para os módulos fotovoltaicos mono-Si, Figuras 19 e 20 estiveram instalados nas mesmas regiões climáticas e geográficas dos módulos fotovoltaicos analisados neste trabalho, por isso foram utilizados para comparação do percentual de degradação de diversas tecnologias de módulos fotovoltaicos.

Tabela 8 – Taxas de degradação média anual em módulos fotovoltaicos por tecnologia

Tecnologia módulo fotovoltaico	Modelo	Tempo em exposição (anos)	Taxa de degradação (% a.a.)	Taxa média de degradação (% a.a.)	
Silício	Mono-Si	Mód. 1 M55Wp	7	5,93	7,71
		Mód. 2 M55Wp	7	9,54	
		Mód. 3 M55Wp	7	7,65	
	Multi-Si	Mód. 1 SP70W	12	3,13	2,41
		Mód. 2 SL50W	4	3,34	
		Mód. 3 KC50W	13	0,77	
Filme Fino	CdTe	Mód. 4 110Wp	6	1,55	4,53
		Mód. 5 32W	5	7,52	
	a-Si	Mód. 6 64W	16	0,18	5,49
		Mód. 7 32W	7	9,22	
		Mód. 8 22W	7	7,07	

Fonte: O autor (2024).

Destaca-se a taxa média anual de degradação da potência nominal dos módulos fotovoltaicos de mono-Si que foi de 7,71% a.a. e os filmes finos de a-Si que foi de 5,49% a.a. Esses valores estão maiores que os reportados em literatura, mostrando que os modos de degradação podem estar diretamente associados as condições específicas do local de instalação (Jordan *et al.*, 2013).

Nos resultados detalhados dos parâmetros elétricos e térmicos dos módulos fotovoltaicos analisados nas tecnologias em silício multicristalino e filmes finos é possível notar que as taxas de degradação anual, para os módulos fotovoltaicos em filme finos foram maiores do que as identificadas por Osterwald *et al.* (2006) e Jordan *et al.* (2017).

No geral, foi observado maior impacto sobre a P_{MMP} do que na I_{MMP} nos módulos fotovoltaicos de silício cristalino, sendo que o principal componente mais degradado foi o encapsulante EVA. Enquanto nos módulos fotovoltaicos de filmes finos, a taxa de degradação está relacionada com a instabilidade do óxido transparente condutor. No entanto, com o desenvolvimento de novas células solares e novos materiais para a composição dos módulos fotovoltaicos, os problemas apresentados nos dispositivos fabricados até o ano 2000 foram minimizados em relação aos fabricados após esta data.

Esses módulos fotovoltaicos foram instalados em Minas Gerais em uma região que, de acordo com o Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos – CPTEC (2024), é marcada por elevados níveis de irradiância solar, de radiação ultravioleta e de temperatura ambiente, ocasionando elevadas temperaturas de operação. Estes fatores meteorológicos podem ter

contribuído e acelerado o processo de redução da potência de saída, devido a degradação do encapsulante (EVA) nos módulos fotovoltaicos de Si-cristalino, e do TCO nos de filmes finos.

5.2. Estudo da qualidade em módulos fotovoltaicos de silício cristalino das usinas solares fotovoltaicas em solo (UFV) e em flutuadores (UFVf)

A metodologia desenvolvida para aferição da qualidade utilizou como amostra módulos fotovoltaicos que integram os geradores fotovoltaicos das UFVfs em Grão Mogol e em Cristalina e UFVs em Corinto e em Lontra. A qualidade dos módulos fotovoltaicos deve ser aferida antes de sua instalação para garantir o desempenho esperado dos mesmos na fase inicial de operação quando instalados em campo.

A Tabela 9 apresenta os valores em condições de teste padronizados (STC) das grandezas elétricas e térmicas obtidos dos módulos fotovoltaicos de silício monocristalino (400 Wp) selecionados como amostras durante a aferição da qualidade, antes deles integrarem o gerador fotovoltaico da UFVf em Grão Mogol, pois ainda estavam armazenados em estoque.

Tabela 9 - Dados elétricos e térmicos de módulos fotovoltaicos da UFVf em Grão Mogol

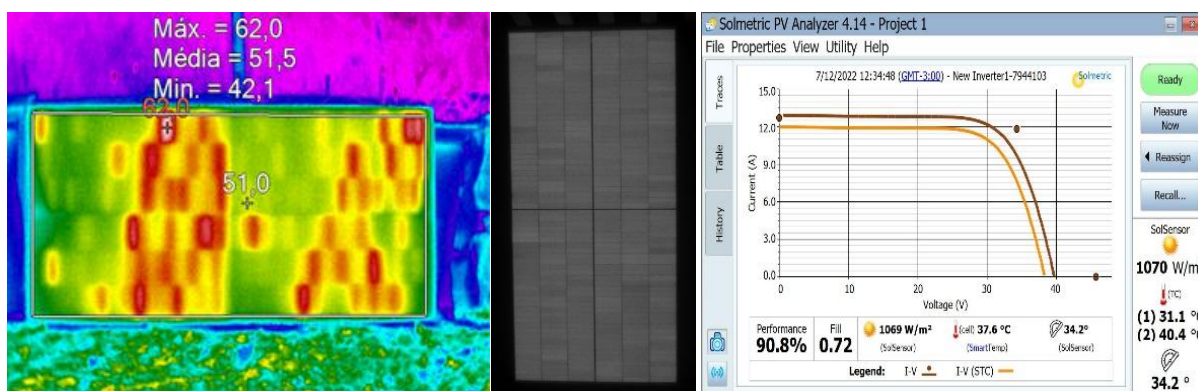
Número de Referência	Irradiância Ir (W/m ²)	Temp. Amb (°C)	Temp. Op. (°C)	Pot. Pmax (W)	Tensão Voc (V)	Corrente Isc (A)	Tensão Vmpp (V)	Corrente Impp (A)	Fator de Forma FF
7944101	1054,4	28,8	53,4	378,4	42,7	11,9	34,2	11,1	0,73
7944102	1019,8	29,5	61,1	370,8	42,2	11,8	33,7	11,0	0,72
7944103	1069,2	30,4	38,2	360,7	41,2	12,0	32,6	11,1	0,72
7944104	1072,8	29,9	37,3	353,2	40,8	12,0	32,1	11,0	0,71
7944105	1051,5	30,8	59,2	375,5	42,2	12,0	33,7	11,1	0,72

Fonte: O autor (2022).

Todos os módulos fotovoltaicos da amostra do gerador fotovoltaico da UFVf em Grão Mogol ensaiados, apresentaram desempenho elétrico, dentro da faixa esperada, de acordo com a declaração do fabricante.

Na Figura 47 podem ser observadas a imagem termográfica e de eletroluminescência e a curva I-V de um dos módulos fotovoltaicos ensaiados. Esses ensaios são realizados com a finalidade de atestar a qualidade e confiabilidade do módulo fotovoltaico.

Figura 47 - Módulo fotovoltaico – termografia, eletroluminescência e curva – I-V



Fonte: Adaptado de Flir (2022), Sony (2022) e Solmetric (2022).

Todos os resultados dos ensaios de termografia (IR) realizados para avaliar a qualidade dos módulos fotovoltaicos da UFVf em Grão Mogol foram satisfatórios, ou seja, não foram constatadas temperaturas elevadas que pudessem ser caracterizadas como pontos quentes, conforme definidas por Lorenzo (1994). Os resultados obtidos nos mesmos ensaios realizados na UFVf em Cristalina e nas UFVs em Lontra e em Corinto, também foram satisfatórios, atendendo as normas e declaração dos fabricantes.

O objetivo principal em realizar os ensaios de caracterização durante o processo de aferição da qualidade dos módulos fotovoltaicos é de validar os dados obtidos e garantir a uniformidade e qualidade das amostras ensaiadas, evitando resultados distorcidos. Contudo é importante ressaltar que todos os módulos fotovoltaicos utilizados nas UFVs sob avaliação possuem certificação de qualidade aferida por laboratórios internacionais acreditados e validadas pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia – INMETRO, órgão responsável por validar produtos no território brasileiro.

5.3. Avaliação da confiabilidade e durabilidade dos módulos fotovoltaicos em UFV em solo e UFVf em flutuadores

5.3.1. Avaliação da degradação induzida pela luz – LID

A degradação induzida pela luz – LID é caracterizada como sendo uma perda de desempenho de módulos fotovoltaicos, com destaque para os constituídos por células solares em silício cristalino, que poderão sofrer uma taxa relativamente rápida de degradação em um curto período de tempo, quando exposto à irradiância solar pela primeira vez. A Figura 48

apresenta um dos módulos fotovoltaicos retirado da reserva técnica da UFV em Lontra para realização de ensaios elétricos para avaliação da LID.

Figura 48 – Módulo fotovoltaico sob ensaios elétricos para avaliação da LID



Fonte: O autor (2023).

A metodologia adotada para a realização dos ensaios validou os resultados obtidos quando dos testes e ensaios elétricos e térmicos em módulos fotovoltaicos das respectivas usinas fotovoltaicas, possibilitando avaliar o impacto da degradação induzida pela luz nos mesmos.

Na Tabela 10 são apresentados os anos de início das obras de implantação e da operação das UFVs, além dos resultados dos ensaios realizados ao ar livre em módulos fotovoltaicos de silício cristalino. Pode ser observado que o módulo fotovoltaico de silício multicristalino da UFV em Corinto apresentou a degradação da potência de saída mais elevada causada por LID.

Tabela 10 – Resultados da degradação induzida pela luz – LID em módulos fotovoltaicos

UFV	Implantação / Operação	Características Módulos		Ensaio Módulos	
		Célula	Potência Nominal (Wp)	Percentual LID (%)	Pot. Estab.(Wp)
UFVf em Grão Mogol	2022 / 2023	Monocristalino PERC	400	-2,47	379
UFVf em Cristalina	2017 / 2017	Multicristalino Tipo P	265	-1,59	257
UFV em Lontra	2019 / 2020	Monocristalino PERC	430	-2,94	406
UFV em Corinto	2019 / 2019	Multicristalino Tipo P	330	-4,57	319

Fonte: O autor (2024).

Nos casos em que não haja contrato de qualidade e confiabilidade com o fornecedor, o RETC (2024) considera que, ao final do ciclo de ensaios e testes, se a perda de desempenho em função da degradação induzida pela luz em um módulo fotovoltaico ultrapassar o percentual de 5% de sua potência nominal, após a estabilização, ele será reprovado nos testes de acreditação.

Já nos casos em que houver o contrato de qualidade e confiabilidade com o fornecedor, será considerado o valor informado por ele.

Pode ser observado nas medições elétricas dos módulos fotovoltaicos das usinas analisadas, que a perda percentual relacionada ao LID está abaixo dos 5% estabelecido pelos laboratórios de certificação internacional, assegurando a qualidade dos mesmos. (RETC, 2024).

5.3.2. Avaliação da degradação induzida por luz e temperatura elevada - LeTID

Segundo Lim (2013), Niewelt (2017) e Meyer (2021), outro tipo de degradação a que estão sujeitas as células solares, de silício monocristalino, principalmente, do tipo “p” e mais recente também relatados em células solares do tipo “n” (Meyer, 2021), em função da exposição das mesmas a temperaturas elevadas é denominada como “Degradação Induzida por Luz e Temperatura Elevada (LeTID)”, que são identificadas em ensaios termográficos e de eletroluminescência, pelo aspecto da distribuição das células solares com temperatura elevada em módulos fotovoltaicos. O LeTID pode ocorrer devido a uma combinação de três fatores envolvendo diretamente as células solares:

- altos índices de radiação UV e ao espectro visível da luz (Figura 19 - Curva de irradiância espectral), que geram portadores de carga (elétrons e buracos) que ativam defeitos no silício;
- temperaturas de operação elevadas (acima de 50–75°C) que aceleram as reações químicas e a migração de impurezas;
- presença de Hidrogênio – que interage com defeitos do silício, formando complexos que retém os portadores de carga, reduzindo a eficiência da célula solar;

O LeTID causa uma degradação gradual da eficiência do módulo ao longo do tempo, geralmente em semanas ou meses após a instalação. A perda de eficiência pode variar de 3% a 10% ou mais, dependendo das condições de operação e da qualidade do módulo. Na presença de umidade constante, a degradação poderá ser acelerada e caso a umidade penetre no interior do módulo fotovoltaico por falhas de vedação ou via filme posterior. A presença da umidade no interior do módulo irá comprometer o encapsulante que irá liberar ácido acético que iniciará o processo de corrosão de componentes das malhas metálicas das células solares. Kempe (2023), Chen. *et al.* (2020), De Oliveira *et al.* (2016).

Ambos os modos de degradação, LID e LeTID possuem como consequência a redução da durabilidade no desempenho dos módulos fotovoltaicos, contudo a LeTID poderá levar o módulo fotovoltaico a falência rapidamente.

5.3.3. Avaliação da degradação por potencial induzido - PID

O PID ocorre quando há diferença de potencial elétrico entre as células solares e a moldura do módulo fotovoltaico fixados em suportes metálicos que são conectados a uma malha de aterramento, sendo este o principal motivo da degradação ser mais intensa nas extremidades das séries fotovoltaicas e nas células próximas à moldura de alumínio. Existem duas causas relacionadas ao aparecimento do PID, sendo a primeira relacionada diretamente à qualidade dos materiais utilizados na fabricação dos módulos fotovoltaicos, que desempenha um papel significativo com destaque para a composição química e à qualidade do vidro frontal, do encapsulante das células solares e da camada de Revestimento Antirreflexo (ARC) da célula fotovoltaica, o que poderá comprometer a estrutura da célula fotovoltaica devido a sua sensibilidade ao potencial negativo ao qual serão submetidas. Já a segunda causa está relacionada à configuração da ligação elétrica das séries fotovoltaicas, ao número de módulos fotovoltaicos ligados na série, o tipo de inversor de corrente se possuem ou não transformadores.

Figueiredo (2015) e Koester *et al.*, 2022, esclarecem que a PID é um fenômeno que pode ocorrer em algumas tecnologias de módulos fotovoltaicos, afetando principalmente os módulos de silício cristalino, tipo “p”, localizados nas extremidades mais negativas dos arranjos fotovoltaicos cujas tensões de operação são superiores a 500 V. Desta forma, a PID afetará a operação dos sistemas, uma vez que tem impacto direto na corrente e na tensão da série fotovoltaica no qual o módulo está associado. Porém, esse tipo de degradação é reversível caso medidas adequadas sejam tomadas a tempo.

5.3.4. Avaliação da degradação da resistência paralela induzida pelo potencial - PID-shunt

A degradação da resistência paralela induzida pelo potencial (PID-*shunt*) poderá ocorrer em módulos fotovoltaicos quando estes são expostos a altos níveis de irradiância, de radiação UV e de temperaturas de operação, que incorporaram os aspectos característicos do PID. Esse modo de degradação poderá ser acentuado em função das condições físicas dos arranjos fotovoltaicos com tensão elevada, das ligações elétricas e das características das células

fotovoltaicas. Essas condições podem reduzir a resistência paralela, contribuindo para o surgimento de correntes de fuga, levando à falência do módulo fotovoltaico.

5.3.5. Avaliação da degradação da potência nominal - DPN

A DPN de módulos fotovoltaicos é um fator importante a ser considerado não só na fase de projeto de sistemas fotovoltaicos, mas durante a gestão dos ativos solar fotovoltaicos, uma vez que a DPN é o um fator importante para o retorno financeiro de investimentos em usinas solares fotovoltaicas.

Após a realização de ensaios elétricos e térmicos, os respectivos resultados da potência nominal obtidos, nos casos específicos das UFVs em estudo foram devidamente tratados e são apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 - Avaliação da degradação potência nominal – DPN

UFV	Implantação / Início da operação	Anos em Operação	Tipo de célula	Potência Nominal (Wp)	LID - Potência Estabilizada (Wp)	Módulos em Operação Pot. Aferida (Wp)	Degradação (%)	
							No Período	a.a.
UFVf em Grão Mogol	2022 / 2023	1	Monocristalino PERC Tipo P	400	379	353	6,86%	6,86%
UFVf em Cristalina	2017 / 2017	6	Multicristalino Tipo P	265	257	228	11,28%	1,88%
UFV em Lontra	2019 / 2020	4	Monocristalino PERC Tipo P	430	406	385	5,17%	1,29%
UFV em Corinto	2019 / 2019	5	Multicristalino Tipo P	330	319	300	5,96%	1,19%

Fonte: O autor (2024).

O processo de degradação da potência em módulos fotovoltaicos quando em condições normais de operação é considerado previsível e inevitável, ocorrendo ao longo do tempo de operação dos mesmos e impactando no desempenho de usinas fotovoltaicas de forma lenta e gradual (Park *et al.* - 2013).

Os fabricantes de módulos fotovoltaicos informam e disponibilizam nas folhas de dados dos seus produtos que a taxa de degradação média anual esperada para seus módulos

fotovoltaicos é de aproximadamente 1,0% a.a., durante no mínimo 20 anos de operação, garantindo assim 80% da potência nominal, quando atendidos todos os pré-requisitos técnicos estabelecidos em seus manuais de instalação, operação e manutenção. Porém diversos fatores podem contribuir na aceleração do processo de degradação e compreender suas causas é de fundamental importância para minimizar a degradação e otimizar a vida útil dos módulos fotovoltaicos, garantindo o desempenho satisfatório dos sistemas fotovoltaicos e a geração de energia esperada pelos investidores.

Nos ensaios realizados para obtenção das taxas médias anuais de degradação da potência dos módulos fotovoltaicos nas UFVs em avaliação foram encontrados valores superiores à média de 1% a.a. Nas UFVs em Lontra e em Corinto as taxas médias anuais de degradação dos módulos fotovoltaicos foram de 1,29% a.a. e 1,19% a.a., respectivamente. As maiores taxas encontradas foram nas UFVs, sendo que na UFVf em Grão Mogol, a taxa média anual de degradação da potência nominal foi de 6,86% a.a., na UFVf em Cristalina, o valor médio anual da taxa de degradação ficou em 1,88% a.a. também acima do valor esperado.

Quanto aos valores identificados nas UFVs em Lontra e em Corinto estes também ficaram acima da expectativa apresentada pelos fabricantes.

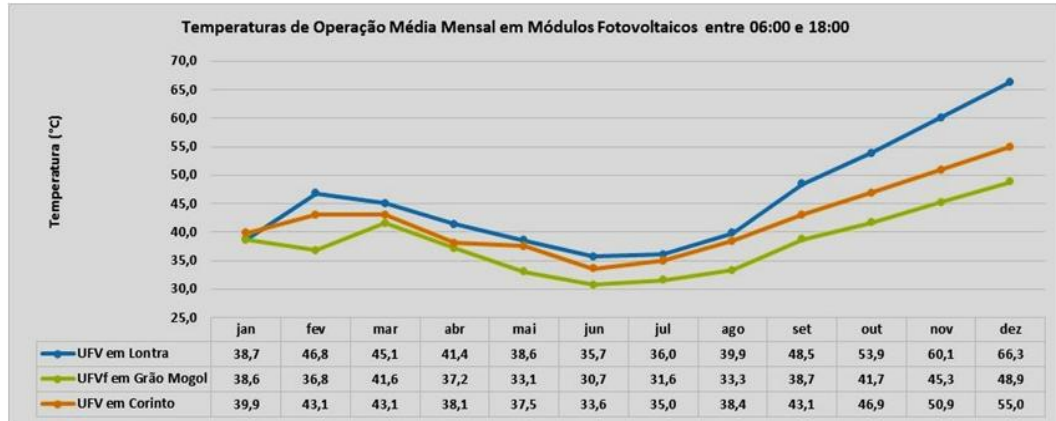
Em ambas UFVs as estruturas de fixação e suporte dos módulos fotovoltaicos foram fixadas em solo sendo que na UFV em Lontra a estrutura é do tipo “seguidor”. Também em ambas as UFVs as características das células solares dos módulos fotovoltaicos utilizados são distintas sendo que na UFV em Corinto as células solares são de silício multicristalino, tipo “p” e na UFV em Lontra são de silício monocristalino, PERC, tipo “p”. Quanto as condições climáticas estas foram classificadas para a UFV em Lontra como sendo tropical, com verão seco, já na UFV em Corinto é classificado como tropical, com inverno seco.

A degradação da potência nominal de módulos fotovoltaicos é um acontecimento inevitável, mas que pode ser amenizado recorrendo a procedimentos preventivos, com gestão adequada e práticas eficientes para garantir o bom desempenho e a longevidade das usinas fotovoltaicas. Diante da constatação dos percentuais médios para as taxas de degradação das UFVs, uma série de ensaios complementares foram realizados com o objetivo de identificar outros fatores que estão contribuindo na aceleração da degradação da potência dos módulos fotovoltaicos em especial na UFV em Lontra e na UFVf em Grão Mogol.

Nos Gráficos 6 e 7 são apresentados os valores médios mensais das temperaturas de operação dos módulos fotovoltaicos, no horário de 06:00 às 18:00 e 11:00 às 14:00, nos meses de janeiro a dezembro de 2024, nas UFVs localizadas em Lontra e em Corinto e UFVf em Grão

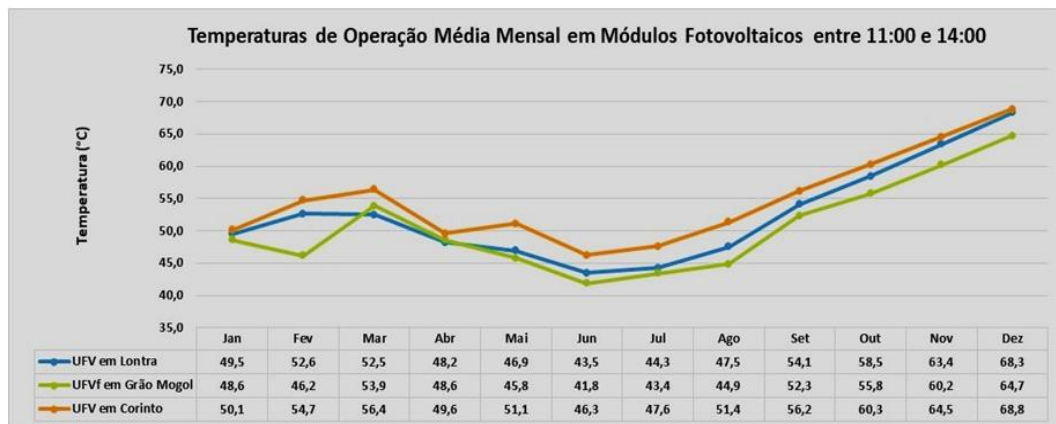
Mogol. Os dados básicos apresentados foram disponibilizados pelos respectivos gestores dos empreendimentos.

Gráfico 6 – Temperaturas de Operação Média Mensal entre 06:00 e 18:00 nas UFVs em Lontra, em Corinto e UFVf em Grão Mogol



Fonte: O autor (2024).

Gráfico 7 – Temperaturas Média Mensal de Operação entre 11:00 e 14:00 nas UFVs em Lontra, em Corinto e UFVf em Grão Mogol



Fonte: O autor (2024).

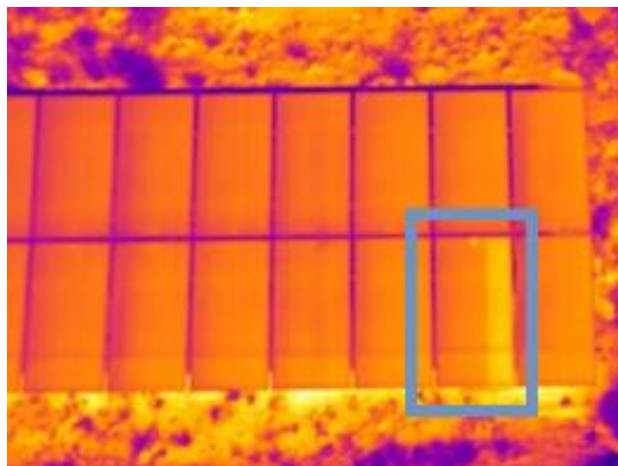
É possível observar nos Gráficos 6 e 7 que, independentemente dos horários, locais e condições de instalação dos arranjos fotovoltaicos, a temperatura de operação dos módulos encontram-se dentro de uma mesma faixa operacional durante todo o período avaliado. Mesmo apresentando pequenas diferenças, a temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos da UFVf em Grão Mogol acompanha o mesmo perfil da temperatura de operação das demais UFVs. É importante fazer esta observação uma vez que a temperatura de operação em módulos fotovoltaicos é um fator que pode colaborar na aceleração da degradação da potência nominal dos módulos.

Assim, foram realizados ensaios termográficos nas UFVs em Corinto e Lontra e na UFVf em Grão Mogol, com o objetivo de identificar possíveis não conformidades operacionais em módulos fotovoltaicos e também observar o comportamento da temperatura de operação em função das condições físicas de instalação deles.

5.3.6. *Ensaio Termográfico na UFV em Corinto*

A Figura 49 apresenta a imagem termográfica de um arranjo fotovoltaico da UFV em Corinto onde pode ser observada, em destaque, uma falha de operação em um dos diodos de desvio em um dos módulos fotovoltaicos que integram a série fotovoltaica. Na mesma imagem também é possível evidenciar que as temperaturas de operação dos demais módulos fotovoltaicos estão distribuídas de forma homogênea entre as séries fotovoltaicas no respectivo arranjo.

Figura 49 - Detalhe da termografia aérea - UFV em Corinto



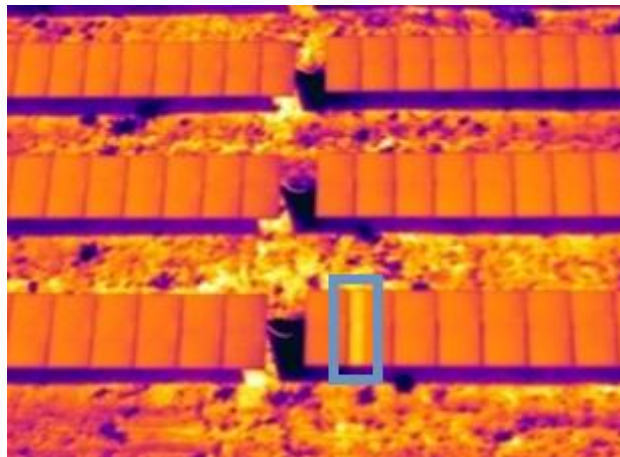
Fonte: Adaptado de FLIR Thermal Studio (2024).

Na UFV em Corinto os arranjos fotovoltaicos são em estruturas do tipo fixa, em solo, não possuem sobredimensionamento do FDI, os inversores são centrais e não possuem transformadores, as séries fotovoltaicas possuem ligação série convencional do tipo “cascata” e os módulos fotovoltaicos utilizados são compostos por células solares em silício multicristalino, tipo “p”. Conforme os ensaios realizados, a taxa média anual de DPN dos módulos fotovoltaicos instalados na UFV em Corinto é de 1,19% a.a., sendo essa a menor taxa de degradação de módulos fotovoltaicos entre as UFVs avaliadas.

5.3.7. Ensaio Termográficos na UFV em Lontra

Nas Figuras 50, 51 e 52 são apresentadas imagens termográficas realizada em partes de arranjos fotovoltaicos da UFV em Lontra. Na Figura 50 pode-se observar que a temperatura de operação também está distribuída de forma homogênea entre as séries fotovoltaicas nos respectivos arranjos exceto um ponto, em destaque, em função da existência de um módulo fotovoltaico funcionando de forma não-conforme estando relacionada também a falha em um dos diodos de desvio.

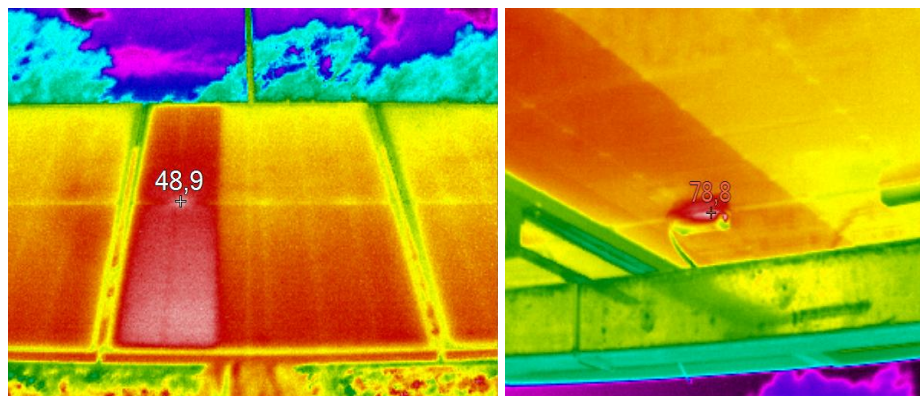
Figura 50 - Detalhe em termografia aérea - UFV em Lontra



Fonte: Adaptado de FLIR Thermal Studio (2024).

Na Figura 51 são apresentadas imagens termográficas realizadas utilizando termovisor manual, cujo objetivo foi evidenciar não-conformidade identificada em inspeção com câmera termográfica acoplada em VANT, tendo sido confirmada a falha em diodo de desvio do módulo fotovoltaico.

Figura 51 - Detalhe da termografia manual - UFV em Lontra

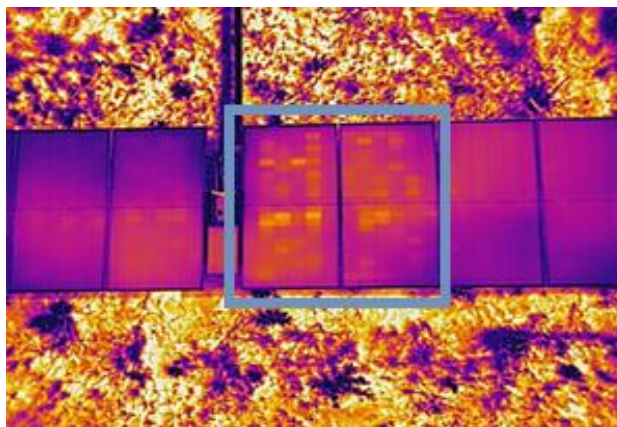


Fonte: TESTO IRSoft (2024).

Na UFV em Lontra os arranjos fotovoltaicos estão fixados em estruturas de solo, tipo seguidor e possui um FDI sobredimensionado (*oversizing*) de 19,6% valor considerado baixo em relação ao percentual atualmente praticado no setor solar fotovoltaico que alcança valores superiores a 30%. A configuração das séries fotovoltaicas é composta por 29 módulos fotovoltaicos ligados em série convencional ou “em cascata”, o que proporciona níveis elevados de tensão podendo chegar a 1.391 V considerando uma queda de tensão de 3%. Os inversores são do tipo “centralizados” e não possuem transformadores. Os módulos fotovoltaicos utilizados são monofaciais, bipartidos e compostos por células solares em silício monocristalino, PERC, tipo “p”.

Durante as inspeções termográficas realizadas com VANT foi observada a existência de módulos fotovoltaicos em operação com algumas de suas células solares operando com temperaturas elevadas. Esses módulos fotovoltaicos estão localizados no final da série fotovoltaica que pode ser visto na Figura 52.

Figura 52 - Detalhe de termografia aérea em módulos fotovoltaicos - UFV em Lontra

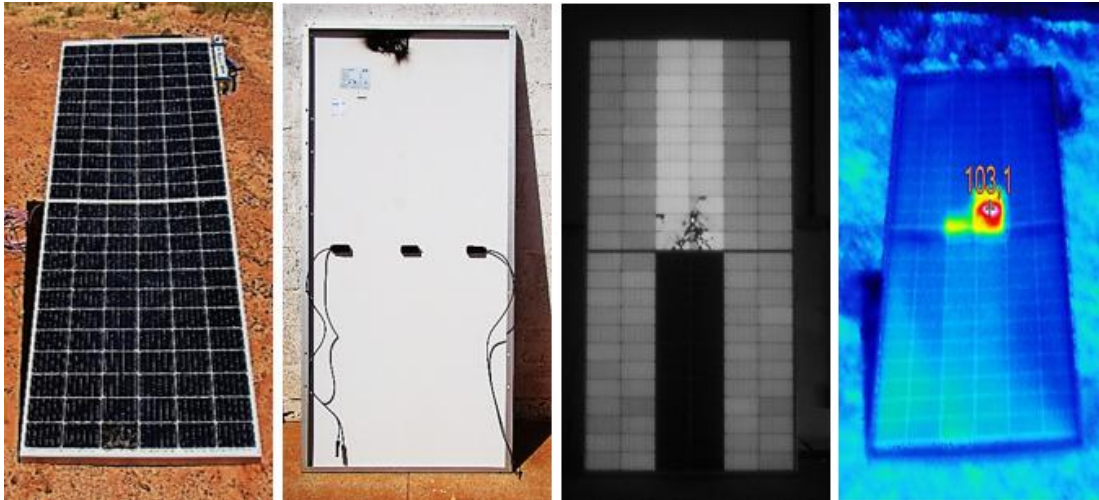


Fonte: Adaptado de FLIR Thermal Studio (2024).

Quando das atividades de inspeções e seleção de módulos fotovoltaicos nos estoques de materiais e equipamentos da UFV em Lontra, para a realização de ensaios elétricos e térmicos, com o objetivo de avaliar a LID, foram identificados alguns módulos fotovoltaicos que haviam sido retirados de operação devido a falhas catastróficas, ou seja, falhas de confiabilidade. Após inspeção visual, estes módulos fotovoltaicos também foram selecionados para realização dos ensaios elétricos e térmicos.

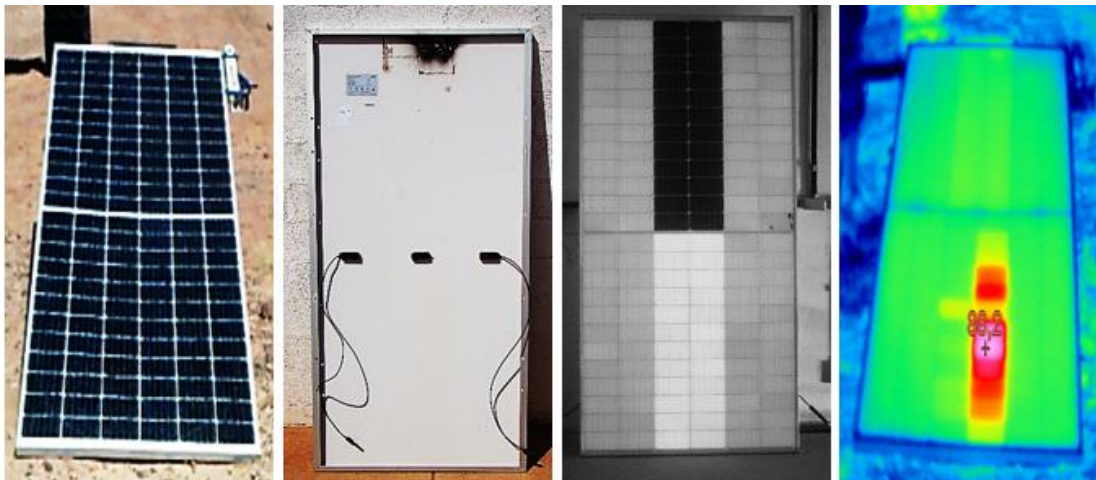
Nas Figuras 53 e 54 são apresentadas imagens fotográficas, termográficas e de eletroluminescência obtida por câmeras manuais durante ensaios realizados nos mesmos.

Figura 53 - Imagens com detalhes de módulos fotovoltaico - UFV em Lontra



Fonte: O autor (2024).

Figura 54 - Imagens com detalhes de módulos fotovoltaicos - UFV em Lontra



Fonte: O autor (2024).

Na UFV em Lontra, as falhas nos módulos fotovoltaicos defeituosos apresentaram em células solares localizadas junto ao perfil metálico da moldura de fixação. Após avaliar os padrões construtivos dos arranjos fotovoltaicos, como: ligações do tipo cascata; níveis elevados de tensão nas séries; inversores de corrente sem transformadores; uso de seguidores; das condições operacionais, como: altos índices de irradiância; de radiação UV; e de temperaturas; e das condições climáticas, ficou evidenciado a ocorrência de *PID-shunt*.

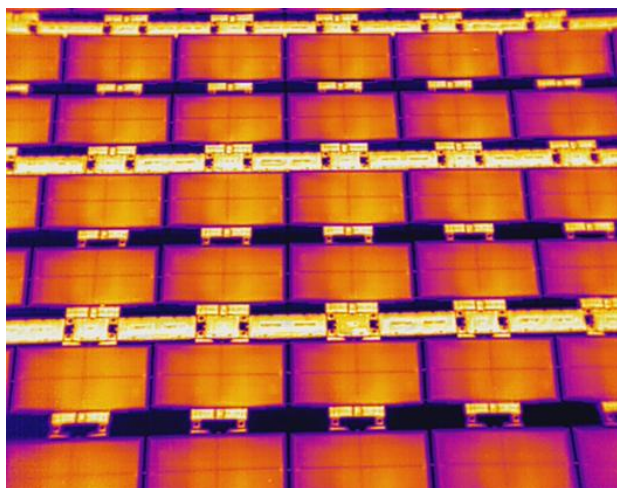
5.3.8. *Ensaio Termográficos na UFVf em Grão Mogol*

Na UFVf em Grão Mogol, os arranjos fotovoltaicos possuem FDI sobredimensionado (*oversizing*) de 5,22%, seus inversores não possuem transformadores e na formação das fileiras

fotovoltaicas optou-se pela ligação série convencional ou “cascata”. Os suportes de fixação dos módulos fotovoltaicos da UFVf em Grão Mogol são fabricados em polietileno de alta densidade (PEAD), que é um polímero termoplástico. Uma das características físicas dos polímeros é a propagação de energia (calor) principalmente pela vibração de suas cadeias poliméricas. Contudo, a estrutura semicristalina do PEAD, dificulta essa transferência de calor devido a sua baixa condutividade térmica, que é de $0,35\text{--}0,50\text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$, que se comparada por exemplo com a condutividade do cobre que é de $\sim 400\text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ que possui grande capacidade de condução térmica. Essa característica do PEAD o torna mais útil em aplicações que exigem isolamento térmico ou situações que não exigem dissipação térmica. Coutinho *et al.* (2003) e De Paoli (2008).

A Figura 55 apresenta o imageamento termográfico de módulos fotovoltaicos instalados em flutuadores na UFVf em Grão Mogol. Pode ser observado que a temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos não está distribuída de forma homogênea entre as fileiras do gerador fotovoltaico, como ocorre na UFV em Corinto, por exemplo. Na região central do arranjo fotovoltaico onde está localizado os flutuadores principais, as temperaturas observadas nos módulos foram mais elevadas que nas regiões laterais dos mesmos.

Figura 55 - Detalhe da termografia aérea do gerador solar fotovoltaico da UFVf em Grão Mogol



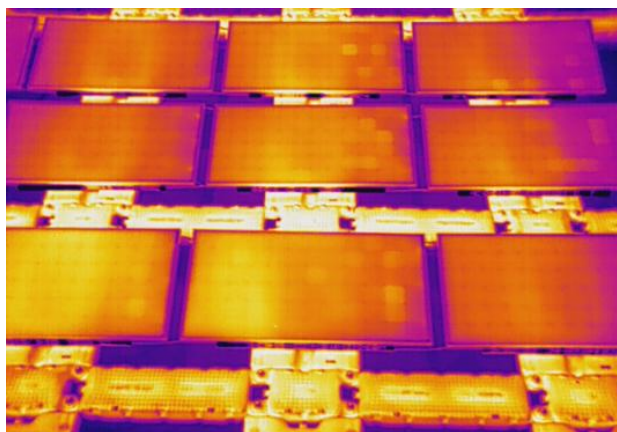
Fonte: Adaptado de FLIR Thermal Studio (2024).

Analisando a Figura 55 pode-se afirmar que o aquecimento disforme que está ocorrendo nos módulos fotovoltaicos da UFVf em Grão Mogol está diretamente relacionado com as características de baixa condutividade térmica do PEAD. Uma parte do calor que é transferido por radiação pela parte posterior dos módulos fotovoltaicos para os flutuadores não está sendo transmitida dos flutuadores para a água, como esperado. Parte desse calor que não foi

transferido para a água, acaba ficando confinado entre o flutuador e o filme posterior do módulo fotovoltaico, contribuindo para o aumento da temperatura de operação das células solares, fazendo com que as localizadas na região central dos módulos operem com temperaturas mais elevadas que as localizadas nas laterais.

Na Figura 56 é possível observar células solares operando com altas temperaturas na região central dos módulos fotovoltaicos. Essa ocorrência deve estar diretamente relacionada à exposição desigual a temperaturas de operação elevadas, contribuindo para o descasamento de tensão e corrente em algumas células. Como se sabe, esses fatores podem contribuir para a aceleração da degradação e falência de módulos fotovoltaicos.

Figura 56 - Detalhe termografia em módulo fotovoltaico – UFVf em Grão Mogol

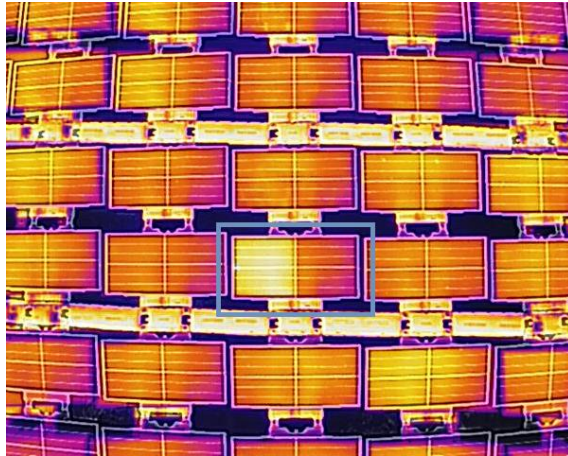


Fonte: Adaptado de FLIR Thermal Studio (2024).

A UFVf em Grão Mogol iniciou sua operação em fevereiro de 2023, funcionando de acordo com as expectativas, atuando de forma contínua e sem apresentar qualquer tipo de falha operacional. Ao completar seu primeiro ano de operação, cumprindo planejamento programado dentro do plano de manutenção preventiva, foram realizadas inspeções termográficas nos componentes elétricos da UFVf. Nas inspeções realizadas no gerador fotovoltaico foi utilizado um VANT equipado com câmera termográfica.

É possível observar na Figura 57 um módulo fotovoltaico operando com 50% de sua capacidade de geração comprometida devido a uma falha de uma conexão localizada na caixa de junção do mesmo que gerou ponto quente.

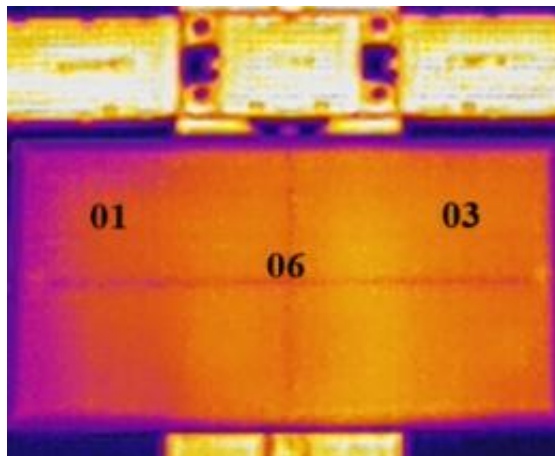
Figura 57 - Detalhe termografia em módulo fotovoltaico – UFVf em Grão Mogol



Fonte: Adaptado de FLIR Thermal Studio (2024).

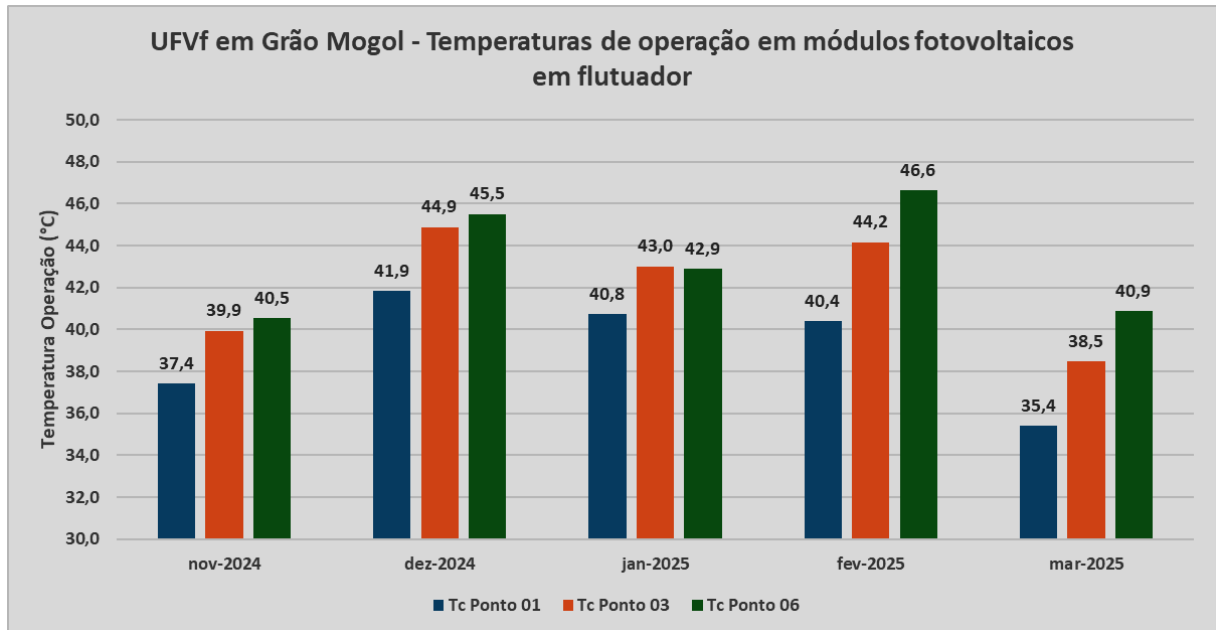
Como demonstrado na Figura 40, um sistema foi implantado para a aquisição dos dados referentes às temperaturas de operação T_c de módulos fotovoltaicos instalados nos flutuadores da UFVf em Grão Mogol. Três sensores de temperatura foram instalados em pontos distintos do módulo fotovoltaico conforme demonstrado na Figura 58, sendo que o ponto 06 está mais próximo do flutuador.

Figura 58 – Localização dos sensores de temperatura na UFVf em Grão Mogol



Fonte: Adaptado de FLIR Thermal Studio (2024).

Os resultados das amostras obtidas são apresentados no Gráfico 8 no qual pode-se constatar a existência de três valores de temperaturas de operação ao mesmo tempo nos módulos fotovoltaicos. As células solares operando com coeficientes de temperatura diferentes, indicam que elas estão sujeitas a variações térmicas, impactando no desempenho do módulo fotovoltaico, em função do descasamento entre correntes fotogeradas, podendo contribuir com a ocorrência de pontos quentes e impactando na vida útil do módulo.

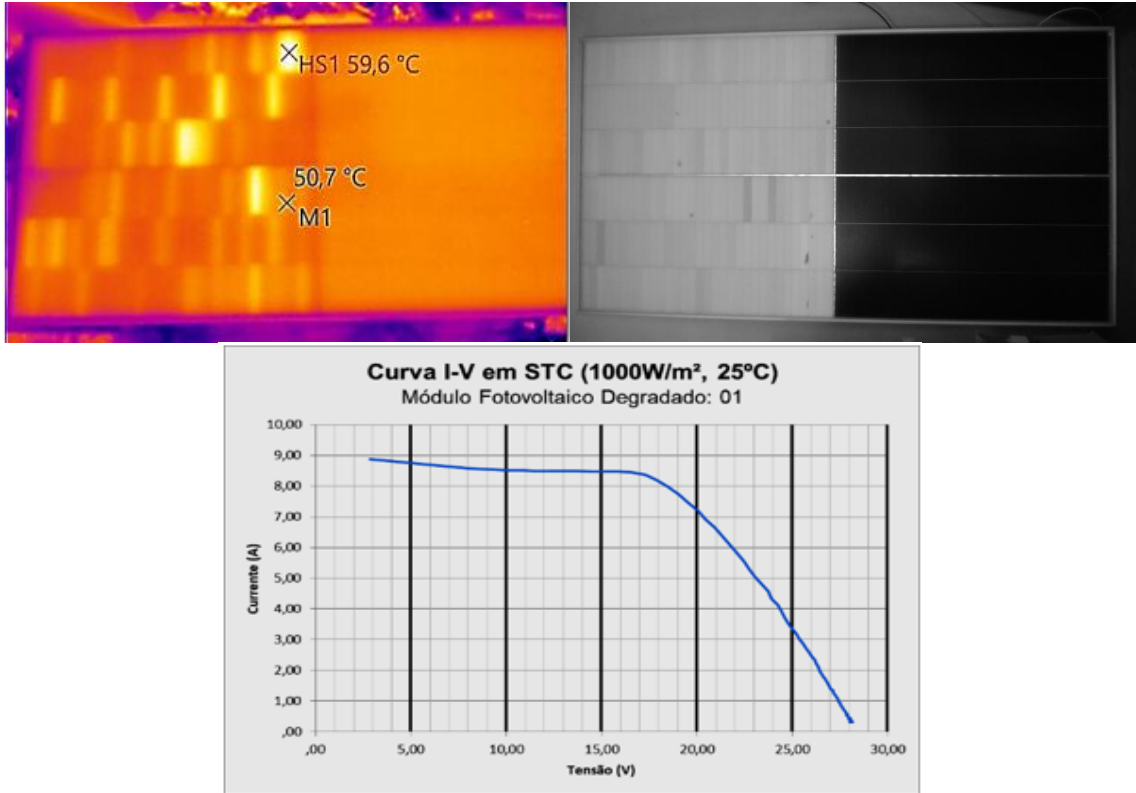
Gráfico 8 – T_c em módulo fotovoltaico na UFVf em Grão Mogol

Fonte: O autor (2025).

Como resultado da inspeção foram identificados que alguns módulos fotovoltaicos apresentavam temperaturas elevadas em algumas células e/ou o não funcionamento em 50% do módulo. Os módulos fotovoltaicos que apresentaram anomalias no funcionamento são de silício monocristalino, PERC, tipo “p”, monofacial, bi- partido. Para evitar descasamento da corrente na série fotovoltaica, os módulos foram substituídos e armazenados de forma adequada, em local abrigado, para avaliações, testes e posterior acionamento do fabricante dentro do contrato de garantias.

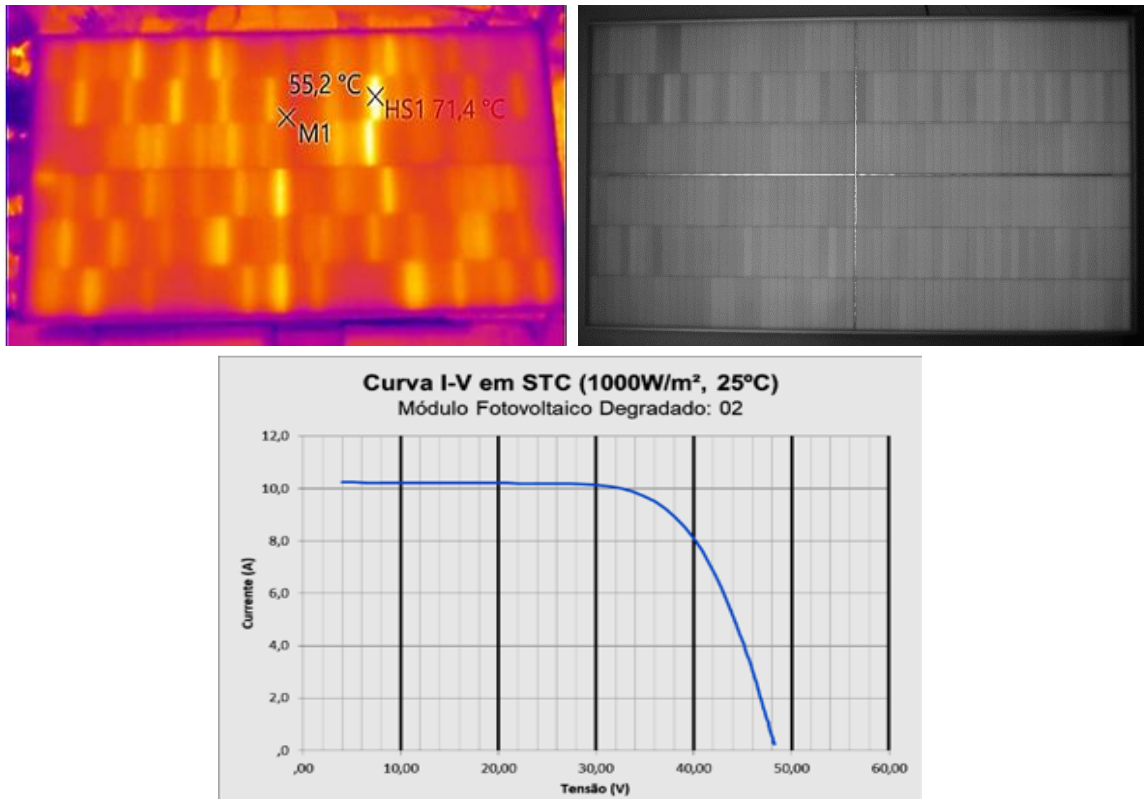
Os módulos fotovoltaicos que foram substituídos após termografia aérea, foram submetidos a ensaios termográficos e de curvas I-V com objetivos de avaliar perdas de eficiência, além de possibilitar conhecer informações extremamente úteis na avaliação do desempenho de módulos e respectivos cálculos dos valores das resistências série e paralela. As imagens termográficas, de eletroluminescência e as curvas I-V dos módulos fotovoltaicos ensaiados são apresentadas nas Figuras 59 e 60 e os resultados obtidos em STC são apresentados na Tabela 12.

Figura 59 - Módulo fotovoltaico 01 - pontos quentes e falência do diodo de desvio



Fonte: Adaptado de Flir e Solmetric (2024).

Figura 60 - Módulo fotovoltaico 02 - presença de pontos quentes



Fonte: Adaptado de Flir e Solmetric (2024).

Tabela 12 - Resultados dos ensaios em módulos fotovoltaicos substituídos

Módulos	Irr. (W/m ²)	Tc (°C)	Isc (A)	Voc (V)	Imp (A)	Vmp (V)	Pmax (W)	FF	Rs (Ω)	Rsh (Ω)
Dados Referência	1.000	25	11,6	43,6	11,1	36,2	400	-	0,32	800
M.F. Degradado - 01	988	51,0	8,9	28,4	10,0	18,6	185,8	0,59	0,62	12,4
M.F. Degradado - 02	960	41,0	10,2	48,4	10,9	36,6	397,6	0,69	0,58	476,2
M.F. Degradado - 03	952	41,6	10,1	24,4	10,4	16,9	176,1	0,61	0,44	172,4
M.F. Degradado - 04	928	39,7	10,1	23,9	10,3	16,8	174,0	0,63	0,43	29,0
M.F. Degradado - 05	931	40,1	10,5	24,0	10,6	16,5	176,0	0,61	0,43	73,0

Fonte: O autor (2024).

Após avaliar os padrões construtivos dos arranjos fotovoltaicos, como: ligações do tipo cascata, níveis elevados de tensão nas séries, inversores de corrente sem transformadores e analisar as condições operacionais, como: altos índices de irradiância, de radiação UV, de temperaturas de operação e da exposição à umidade constante, pode-se caracterizar que as temperaturas diferenciadas podem ser um indicativo da presença de degradação da resistência paralela induzida pelo potencial (*PID-shunt*). A análise das imagens termográficas e de eletroluminescência dos módulos fotovoltaicos retirados de operação, confirma a presença de pontos quentes em diferentes células solares, com distribuição não uniforme de temperatura.

5.4. Estudo do Desempenho Energético (EPI) de Usinas Solares Fotovoltaicas em Solo

O Índice de Desempenho Energético (EPI) é relação entre a energia gerada e injetada no sistema *versus* a energia esperada simulada usando dados meteorológicos medidos ao longo do período de análise. Esse índice é utilizado com frequência nas usinas fotovoltaicas com o objetivo de encontrar oportunidades de melhorias e garantir a eficiência na operação delas, avaliando a eficiência e o desempenho da UFV.

Para apurar o índice de desempenho energético de usinas fotovoltaicas em Corinto e em Lontra, de acordo com a IEC 61724-1, foram disponibilizadas as informações básicas necessárias para apuração dos valores mensais do EPI nas UFVs cujas as estruturas de fixação dos módulos fotovoltaicos são em solo e do tipo “fixa” na UFV em Corinto e do tipo “seguidor” na UFV em Lontra. Os dados avaliados são referentes a todo o ano de 2023.

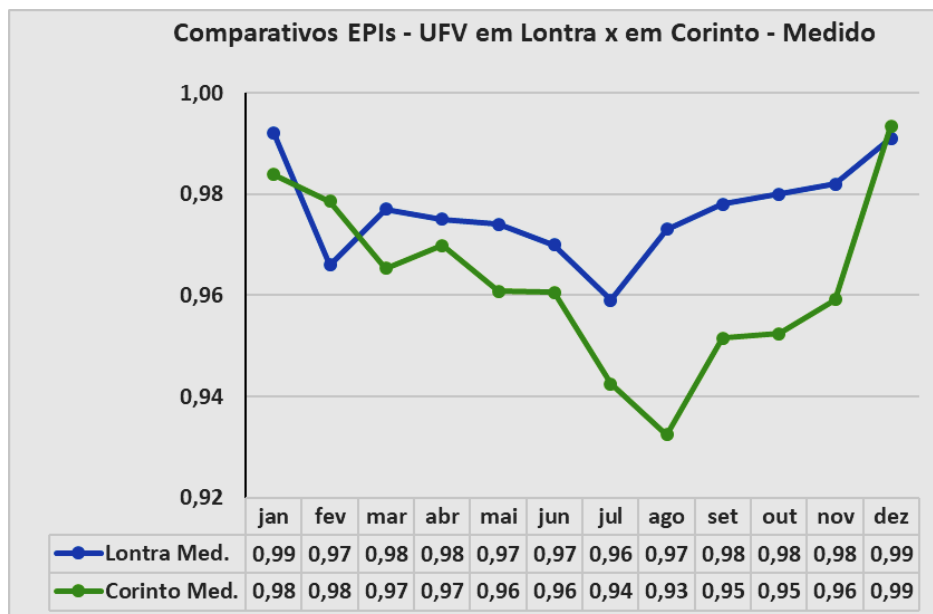
- Informações básicas dos arranjos fotovoltaicos e do BOS;
- Medições de energia elétrica em kWh no ponto de conexão;

- Dados da Estação Solarimétrica: irradiâncias global e inclinada; temperaturas ambiente e de operação;
- Simulações em *software* dedicado com a estimativa de geração de energia em ambos os empreendimentos;

O EPI é calculado dividindo o valor da energia medida em kWh no ponto de conexão pelo valor da energia gerada estimada usando o modelo físico desenvolvido em *software* dedicado, nesse trabalho foi desenvolvido utilizando o *PVSystem*. Os dados meteorológicos medidos durante o período, após serem tratados de acordo com o IEC, são usados no modelo para estimar a produção de energia. Uma fração de 1% dessa energia estimada é considerada com indisponibilidade da rede no ponto de conexão, sendo este percentual descontado do valor total estimado.

Os dados disponibilizados foram tratados e parametrizados para uma mesma base horária, diária e mensal. Esses dados foram utilizados nos cálculos dos indicadores de qualidade EPIs para ambas UFVs. No Gráfico 9 pode-se observar os valores do EPI-Medido para o ano de 2023 nas UFVs em Corinto e em Lontra.

Gráfico 9 - Valores do indicador EPI durante o ano de 2023 em UFVs



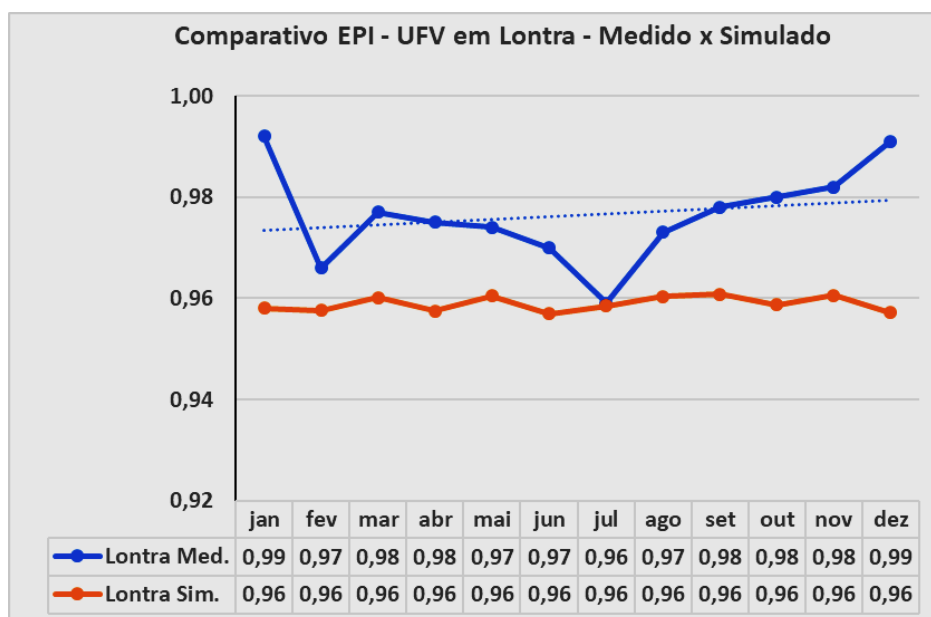
Fonte: O autor (2024).

Observa-se nos dados de ambas as UFVs um desempenho satisfatório exceto para os meses de julho e agosto, quando o desempenho da UFV em Corinto ficou abaixo de 95,0%, em função do período de estiagem que contribui no acúmulo de material particulado sobre os

módulos fotovoltaicos e que não possui seguidor.

No Gráfico 10 é possível verificar o comparativo dos valores dos indicadores de qualidade EPI medido, ou seja, que foi realizado com os dados meteorológicos reais do local, e do EPI simulado, considerando os dados meteorológicos disponibilizados pelo *software PVSyst* para a UFV em Lontra durante o ano de 2023.

Gráfico 10 - EPI-medido e simulado para a UFV em Lontra durante o ano de 2023

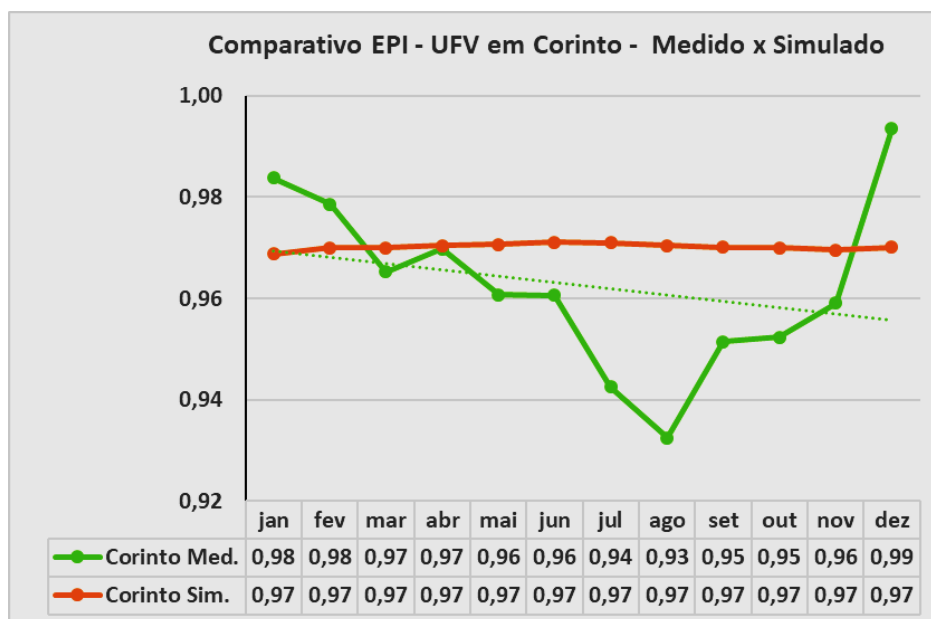


Fonte: O autor (2024).

A partir dos dados apresentados no Gráfico 10 constata-se que o desempenho da UFV em Lontra foi satisfatório pois os valores medidos permaneceram durante todo o ano de 2023 acima dos valores simulados. Uma linha de tendência foi inserida para demonstrar esse bom desempenho.

No Gráfico 11 observa-se valores dos indicadores de qualidade EPI-Medido e Simulado para a UFV em Corinto durante o ano de 2023. Ao contrário dos dados observados da UFV em Lontra, os valores do EPI simulados para a UFV em Corinto foram superiores aos valores do EPI Simulado para a UFV em Lontra. A linha de tendência para o EPI Medido aponta para valores inferiores aos dos EPI Simulados. O EPI Medido da UFV em Corinto foi impactado como visto anteriormente no Gráfico 11 pelas condições climáticas e pelo acúmulo de material particulado sobre os módulos fotovoltaicos.

Gráfico 11 - EPI Medido e Simulado para a UFV em Corinto em 2023



Fonte: O autor (2024).

O EPI Medido da UFV em Corinto foi impactado como visto anteriormente no Gráfico 11 pelas condições climáticas e ao acúmulo de material particulado sobre os módulos fotovoltaicos. Considerando o valor médio anual medido e o simulado, a diferença entre os resultados obtidos foram de 1,75% para a UFV em Lontra e de -0,77% para a UFV em Corinto.

5.5. Estudo da Taxa de Desempenho (PR) de Usinas Solares Fotovoltaicas em Solo

O monitoramento regular da Taxa de Desempenho PR é essencial para maximizar a produção de energia elétrica injetada e a rentabilidade de projetos solares fotovoltaicos. Esses valores podem variar com a evolução das tecnologias e com as condições específicas de cada usina solar fotovoltaica, mas servem como uma boa referência para a avaliação do desempenho das mesmas.

Para apurar o índice de PR das usinas fotovoltaicas em Corinto e em Lontra, de acordo com a IEC 61724-1, foram considerados parte das informações necessárias para apuração dos valores mensais do EPI nas respectivas UFVs, também referentes ao ano de 2023, como:

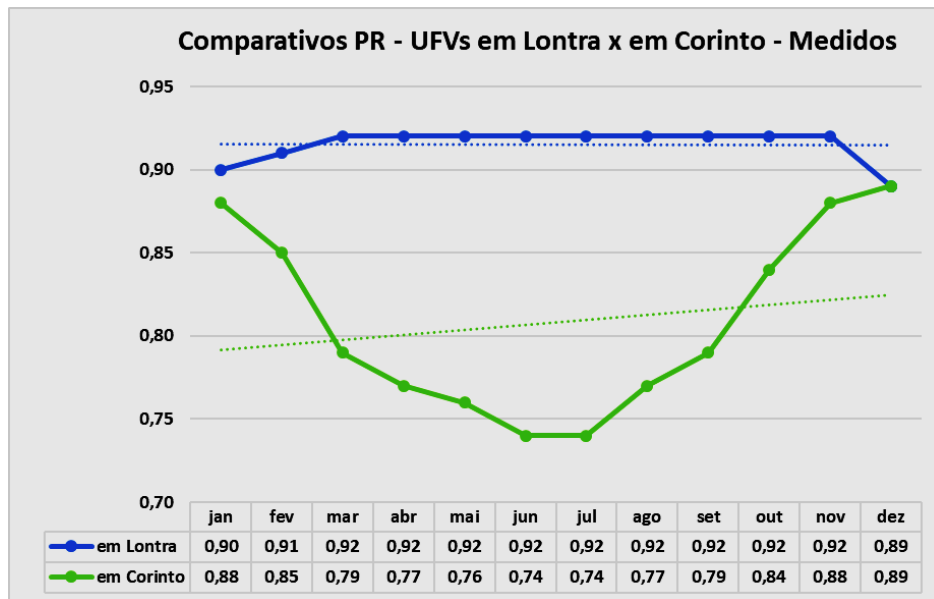
- Informações básicas dos arranjos fotovoltaicos e do BOS;
- Medições de energia elétrica em kWh no ponto de conexão;
- Dados disponibilizados pela estação solarimétrica: irradiâncias global e inclinada; temperaturas ambiente e de operação;

- Relatórios das simulações de sistemas acoplados à rede no *PVSystem* considerando “conforme construído”.

Quanto aos dados apurados a partir de informações obtidas junto aos gestores das respectivas UFVs cujas origens são das respectivas estações solarimétricas instaladas nas dependências das UFVs, de *softwares* supervisórios e de medições de energia localizadas junto aos pontos de conexões, dados estes que alimentam sistemas de gestão e controle operativos das UFVs. Uma vez de posse dos dados os mesmos foram validados, parametrizados para uma mesma base mensal e uma vez tratado, os valores dos PR foram calculados mensalmente para ambas as UFVs.

No Gráfico 12 são apresentados os valores baseados nos dados disponibilizados e tratados, dos quais foram apurados valores mensais do indicador de qualidade PR, durante o ano de 2023 nas UFVs em Lontra e em Corinto.

Gráfico 12 - Valores medidos para o indicador PR durante o ano de 2023 nas UFVs em solo

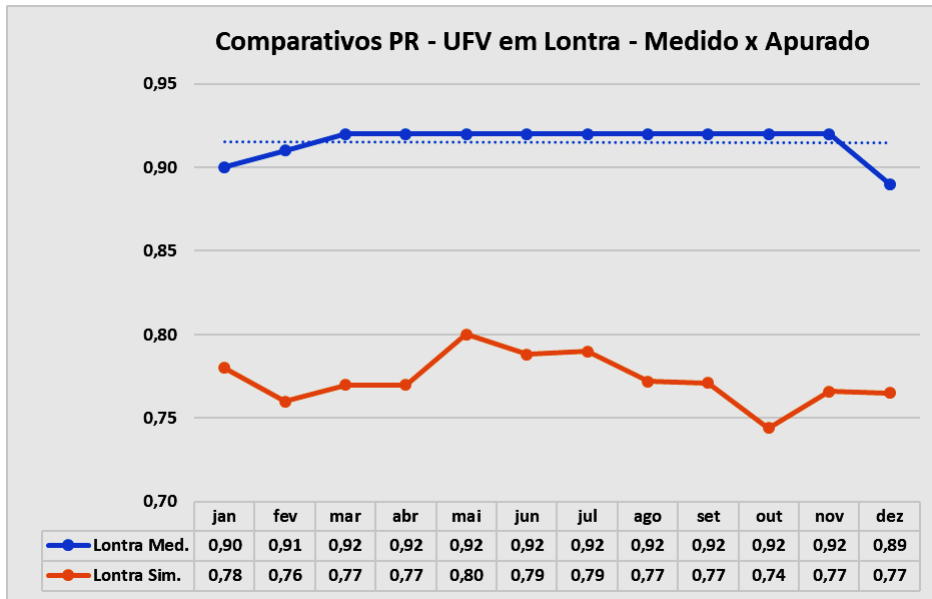


Fonte: O autor (2024).

As curvas obtidas com os valores apurados mensalmente, apresentam as características típicas de sistemas fotovoltaicos com seguidor que é o caso da UFV em Lontra e sem seguidor caso da UFV em Corinto cujos geradores fotovoltaicos encontram-se instalados em solo.

No Gráfico 13 pode observar os valores mensais do indicador de qualidade PR baseados nos dados medidos e simulados para o ano de 2023 nas UFV em Lontra.

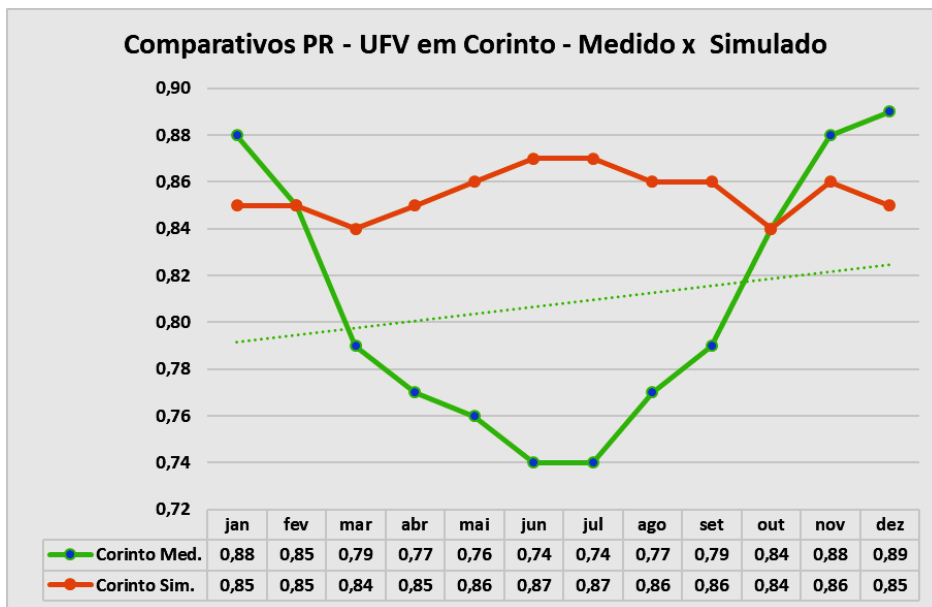
Gráfico 13 - Valores medidos e simulados do indicador PR para a UFV em Lontra



Fonte: O autor (2024).

No Gráfico 14 pode-se observar valores baseados nos dados medidos e simulados para o indicador de qualidade PR, durante o ano de 2023 na UFV em Corinto.

Gráfico 14 - Valores apurados e simulados e do indicador PR para a UFV em Corinto



Fonte: O autor (2024).

Ao observar os Gráficos 13 e 14 constata-se uma discrepância entre os valores dos PR simulados e apurados. São várias as hipóteses para o ocorrido:

- Base meteorológica incompatível;

- Informações referentes aos dados construtivos das UFVs incorretos;
- Dados inseridos no *software PVSyst* errados ou trocados;
- Simulação discrepante da realidade do local de instalação.

Costa *et al.* (2024) relatam que o valor do indicador PR mesmo corrigido para irradiância e temperatura medidas, podem apresentar divergências com os dados apurados do PR, em função dos períodos de menor irradiância apresentarem valores maiores que períodos de maior irradiância.

6. CONCLUSÕES

Esse trabalho apresentou os resultados de um estudo da qualidade, durabilidade e confiabilidade de módulos fotovoltaicos de silício cristalino, operando em Minas Gerais e Goiás, instalados em solo (com e sem seguidores) e em flutuadores sobre o espelho d'água de reservatórios, sob influência de diferentes zonas climáticas distintas e condições específicas de instalação. Para tanto, buscou-se o desenvolvimento de metodologia para determinar os modos de degradação causada desde as primeiras horas de exposição à irradiância solar (LID), passando pela determinação das taxas de degradação de módulos fotovoltaicos já em operação em campo e o comportamento e impacto da temperatura de operação das células fotovoltaicas (T_c) em módulos fotovoltaicos instalados em flutuadores.

No intuito de aprofundar os conhecimentos sobre os modos de degradação de módulos fotovoltaicos em silício cristalino (multi-Si e mono-Si) e filmes finos (CdTe e a.Si) foram realizados nas instalações do GREEN - PUC Minas, uma série de ensaios em módulos fotovoltaicos que estiveram em operação, entre cinco e dezesseis anos nas zonas climáticas equatorial e semiárida de Minas Gerais. Os modos de degradação foram identificados e o impacto na potência de saída, corrente e tensão nominal e nas resistências série e paralela dos mesmos foram avaliados e apresentados também.

Nesse cenário, uma metodologia foi definida e validada para realização em campo de ensaios elétricos e térmicos para determinação da taxa de degradação, assim como a avaliação dos diferentes modos de degradação observados e os impactos na confiabilidade e durabilidade de módulos fotovoltaicos instalados em distintas zonas climáticas.

Baseada em normas técnicas nacionais e internacionais, utilizando equipamentos de precisão, adequados, e devidamente calibrados, os ensaios foram realizados em módulos fotovoltaicos, instalados nos sistemas selecionados. Imagens termográficas e de eletroluminescências, além da medição dos parâmetros elétricos e térmicos como curvas I-V e P-V, irradiâncias, temperaturas e umidade relativas do ar, foram realizadas como forma a garantir fidelidade aos resultados obtidos.

Recorrendo a informações técnicas operacionais, obtidas junto aos gestores das UFVs, também foram calculados os indicadores de qualidade como o Índice de Desempenho Energético (EPI) e Taxa de Desempenho (PR) em das usinas fotovoltaicas. Constatou-se que o PR é mais apropriado para o monitoramento contínuo (diário/mensal) e comparativo, por ser fácil de calcular e por permitir identificar perdas gerais do sistema sem depender de dados muito específicos, contudo ele possui limitações como o uso de condições de referência (STC) que

pode não refletir totalmente a realidade operacional, além de não capturar as causas das perdas. Já o EPI mostrou-se ser ideal para auditorias energéticas, análises de desempenho em profundidade e validação de modelos computacionais, por incorporar dados reais (irradiâncias, temperaturas, perdas térmicas/elétricas, sombreamento, etc.) obtidos no local, melhorando a validação de simulações energéticas, detectando possíveis desvios de desempenho em relação ao planejado.

A determinação da qualidade, durabilidade e confiabilidade com LID e taxa de degradação e de desempenho são essenciais para aumentar a precisão de modelos energéticos visando determinar a expectativa de produção de energia elétrica ao longo da vida útil do sistema. Espera-se que esse estudo possa melhorar a precisão da estimativa da degradação da qualidade e durabilidade de módulos fotovoltaicos.

Esse trabalho é inovador tanto em relação aos testes de qualidade e confiabilidade, quanto em relação aos resultados de usinas fotovoltaicas instaladas em flutuantes. Acredita-se que essa pesquisa ajudará o desenvolvimento e aprimoramento das técnicas para avaliação periódica do desempenho de módulos fotovoltaicos, assim como auxiliará na tomada de decisão em relação aos sistemas fotovoltaicos instalados em flutuadores.

Como sugestão para trabalhos futuros, sugere-se o aprofundamento dos estudos sobre a degradação de módulos fotovoltaicos operando em sistemas flutuantes, considerando as temperaturas de operação das células solares de silício cristalino e de filmes finos em ambientes com umidade constante, elevados níveis de irradiância e de incidência de radiação ultravioleta e a interação com flutuadores fabricados em polímeros de alta densidade (PEAD).

REFERÊNCIAS

- ABDALLAH, A.; ABOTALEB, A.; BUFFIÈRE, M.; STEPHAN, G.; RICHTER, S.; HAGENDORF, C. Delamination of CIGS Thin Film Photovoltaic Module in Desert Climate. 35th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition 2018; 1087-1091.
- ADOUANE, M.; AL-QATTAN, A.; ALABDULRAZZAQ, B.; FAKHRALDEEN, A. Comparative performance evaluation of different photovoltaic modules technologies under Kuwait harsh climatic conditions. **Energy Reports**, v. 6, p. 2689-2696, 2020.
- AGHAEL, M.; FAIRBROTHER, A.; GOK, A.; AHMAD, S.; KAZIM, S.; LOBATO, K.; ORESKI, G.; REINDERS, A.; SCHMITZ, J.; THEELEN, M.; YILMAZ, P.; KETTLE, J. Review of degradation and failure phenomena in photovoltaic modules. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 159, 2022.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Sistema de Informação de Geração da ANEEL SIGA**. Disponível em: < <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojInjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acessado em: 10 mar. 2022.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Relação de Empreendimentos de Geração Distribuída**. Disponível em: < <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/relacao-de-empresendimentos-de-geracao-distribuida>>. Acessado em: 10 mar. 2022.
- ALENCAR FILHO, A. A. R.; CARVALHO, P. C. M. D.; DUPONT, I. M. **Influência da distância de painéis fotovoltaicos em relação à água sobre a eficiência energética**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018.
- AL MAHDI, H., LEAHY, P.G., ALGHOUL, M., MORRISON, A.P. A Review of Photovoltaic Module Failure and Degradation Mechanisms: Causes and Detection Techniques. **Solar** 2024, 4, p. 43-82 - <https://doi.org/10.3390/solar4010003>. 2024.
- AL SIYABI, I.; AL MAYASI, A.; AL SHUKAILI, A.; KHANNA, S. Effect of soiling on solar photovoltaic performance under desert climatic conditions. **Energies**, v.14, 2021.
- APHA - American Public Health Association. **Standard Methods for the Examination of Water & Wastewater**. 21ª Edição, American Water Works Association, Water Environment Federation, Washington DC, 2005.
- APPELS, R.; LEFEVRE, B.; HERTELEER, B.; GOVERDE, H.; BEERTEN, A.; PAESEN, R.; MEDTS, K.; DRIESEN, J.; POORTMANS, J. Effect of soiling on photovoltaic modules. **Solar Energy**, v. 96, p. 283 – 291, 2013.
- ARULARASU, P (Thesis). Combined UV-Temperature-Humidity Accelerated Testing of PV Modules: Reliability of UV-cut and UV-pass EVA Encapsulants. Arizona State University, 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS Técnicas (ABNT). **NBR 16274 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho**, 2014.

BARDIZZA, G. - **Historical Trends in PV Module Size and Efficiencies**. Comunicação oral em 29/05/2024 no X Congresso Brasileiro de Energia Solar – Natal, maio de 2024.

BERMAN, D. E FAIMAN, D. EVA Browning and the time-dependence of (I-V) curve parameters on PV modules with and without mirror-enhancement in a desert environment. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 45, p. 401-412, 1997.

BOURAIYOU, A.; HAMOUDA, M.; CHAKER, A.; MOSTEFAOUI, M.; LACHTAR, S.; SADOK, M.; BOUTASSETA, N.; OTHMANI, M.; ISSAM, A. Analysis and Evaluation of the Impact of Climatic Conditions on the Photovoltaic Modules Performance in the Desert Environment. **Energy Conversion and Management**, v. 106, p. 1345-1355, 2015.

BOURAIYOU, A., HAMOUDA, M., CHAKER, A., NEÇAIBIA, A., MOSTEFAOUI, M., BOUTASSETA, N. ZIANE, A., DABOU, R. SAHOUANE, N., & LACHTAR, S. Experimental investigation of observed defects in crystalline silicon PV modules under outdoor hot dry climatic conditions in Algeria. **Solar Energy**, v.159, p. 475-487, 2018.

BRAGA, D. S.; DINIZ, A. S. A. C.; CASSINI, D. A.; SANTANA, V. A. C.; KAZMERSKI, L. L. Desempenho de módulos fotovoltaicos bifaciais sob diferentes condições operacionais no Estado de Minas Gerais no Brasil. In: **CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR – CBENS**, 2024. Anais [...]. Disponível em: <https://doi.org/10.59627/cbens.2024.2528>. Acesso em: 11 abr. 2025.

BRAGA, D. S.; DINIZ, A. S. A. C.; COSTA, S. C. S.; KAZMERSKI, L. L.; BHADURI, S.; MAIA, C. B.; CAMATTA, V.; VIANA, M. M.; BARBOSA, E. M. C.; BRITO, P. P.; CAMPOS, C. D.; HANRIOT, S. M. Uniform and Non-Uniform Soiling of PV Modules: A Comprehensive Study of Performance and Temperature Effects. **Proceedings 45° IEEE Photovoltaic Specialists Conference and the WCPEC-7**, Hawaii, 2018 (IEEE, NY; 2018).

BRAGA, D. S.; KAZMERSKI, L. L.; CASSINI, D. A.; CAMATTA, V.; DINIZ, A. S. A. C. Performance of bifacial PV modules under different operating conditions in the State of Minas Gerais in Brazil. **Renewable Energy and Environmental Sustainability**, v. 8, p. 23, 2023. DOI: 10.1051/rees/2023021.

BRIDGE TO INDIA – 2018. **Floating solar opportunities and way ahead**. Disponível em: <https://bridgetoindia.com/backend/wp-content/uploads/2018/11/Floating-Solar-Report_WEB.pdf>. Acessado em: 10 mar. 2022.

BROG, T. K. - Commercial Production of Thin-Film CdTe Photovoltaic Modules - 1995 Annual Report. **NREL- National Renewable Energy Laboratory**. Golden, February , 1997. Disponível em < <https://www.nrel.gov/docs/legosti/old/22580.pdf>> Acessado em 18/10/2024.

CARDOSO, M. R. D.; MARCUZZO, F. F. N., BARROS, J. R. - **CLASSIFICAÇÃO CLIMÁTICA DE KÖPPEN-GEIGER PARA O ESTADO DE GOIÁS E O DISTRITO FEDERAL** - ACTA Geográfica, Boa Vista, v.8, n.16, pp.40-55, jan./mar. de 2014. DOI: 10.5654/actageo2014.0004.0016

CARR, A.J., PRYOR, T.L. A comparison of the performance of different PV module types in temperate climates. **Solar Energy**, v.76, p. 285–294, 2004.

CASSINI, D. A. **Impactos da degradação no desempenho elétrico e térmico de módulos fotovoltaicos de sistemas instalados em Minas Gerais**. (Dissertação Mestrado) Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. Belo Horizonte, 2016.

CASSINI, D. A.; COSTA, S. C. S.; DINIZ, A. S. A. C.; KAZMERSKI, L. L. Análise do impacto da sujidade no comissionamento de sistemas fotovoltaicos: correção da corrente de curto-circuito (ISC). In: **Ciência e Tecnologia: Eixos do Desenvolvimento – Volume II**. [S.l.]: Editora Conhecimento Livre, 2022. Disponível em: <https://www.academia.edu/111268363/An%C3%A1lise_Do_Impacto_Da_Sujidade_No_Co_missionamento_De_Sistemas_Fotovoltaicos_Corre%C3%A7%C3%A3o_Da_Corrente_De_Curto_Circuito_Isc_>. Acesso em: 05 de abr. 2025.

CASSINI, D. A.; COSTA, S. C. S.; DINIZ, A. S. A. C.; KAZMERSKI, L. L. Analysis of the soiling effects on commissioning of photovoltaic systems: short-circuit current correction. In: **INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE)**. Proceedings of the 49th IEEE Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), Philadelphia, 2022. p. 534–537. DOI: 10.1109/PVSC48317.2022.9938616.

CASSINI, D. A.; COSTA, S. C. S.; DINIZ, A. S. A. C.; KAZMERSKI, L. L.. Evaluation of failure modes for photovoltaic modules in arid climatic zones in Brazil. In: **IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)**, 2021, [Local não especificado]. Proceedings... agosto 2021. DOI: 10.1109/PVSC43889.2021.9518798.

CASSINI, D. A.; COSTA, S.; DUARTE, T.; DINIZ, A. S. A. C.; KAZMERSKI, L. L. Estudo da Degradação em Módulos Fotovoltaicos de Filme Fino. **VIII Congresso Brasileiro de energia Solar**. Fortaleza, Brazil, 2020. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/823>. Acesso em: 05 abr. 2025.

CASSINI, D. A.; OLIVEIRA, M.C.C.; SOARES, L. G.; VIANA, M. M.; LINS, V. de F. C.; DINIZ, A. S. A. C.; ZILLES, R.; KAZMERSKI, L. L. Avaliação experimental do desempenho da degradação de módulos fotovoltaicos de Si cristalino após 15 anos de exposição em campo. In: **Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS)**, 2018, Gramado. Anais... 2018. DOI: 10.59627/cbens.2018.93.

CAZZANIGA, R. *et al.* Floating photovoltaic plants: Performance analysis and design solutions. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, p. 1730-1741, 2018.

CHANCHANGI, Y. N.; GHOSH, A.; BAIG, H.; SUNDARAM, S.; MALLICK, T.K. Soiling on PV performance influenced by weather parameters in Northern Nigeria. **Renewable Energy**, v. 180, p. 874-892, 2021.

CHANDEL, S.; NAIK, M.N.; SHARMA, V.; CHANDEL, R. Degradation analysis of 28 years field exposed mono-c-Si photovoltaic modules of a direct coupled solar water pumping system in western Himalayan region of India. **Renew. Energy**, v. 78, p. 193–202, 2015.

CHEN, C., WANG, L., XIA, W. *et al.* - **Molecular interaction induced dual fibrils towards organic solar cells with certified efficiency over 20%**. Nat Commun 15, 6865 (2024). Disponível em <<https://www.nature.com/articles/s41467-024-51359-w#MOESM5>>.

CHEN D., CONTRERAS, M.V., CIESLA, A., HAMER, P., HALLAM, B., ABBOTT, M., CHAN, C. Progress in the understanding of light- and elevated temperature-induced degradation in silicon solar cells: A review. **Prog. Photovolt. Res Appl.** 2020;1–22.

CHOI, Y. K. A Study on Power Generation Analysis of Floating PV System Considering Environmental Impact. **International Journal of Software Engineering and Its Applications**, v. 8, n. 1, p. 75-84, 2014.

CALLISTER JR, W.C. **Ciência e Engenharia de Materiais: uma introdução.**; tradução Sergio Murilo Stamile Soares. Editora LCT. Rio de Janeiro, 2008.

COMPANHIA AMBIENTAL DO ESTADO DE SÃO PAULO – CETESB. **Guia nacional de coleta e preservação de amostras: água, sedimento, comunidades aquáticas e efluentes líquidos.** Organizadores: Carlos Jesus Brandão ... [*et al.*]. - São Paulo; Brasília: ANA, 2011.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG. **Utilização da Energia Solar Fotovoltaico pela Cemig.** Programa Energia Solar Fotovoltaica CEMIG (Folder CM/CE). Belo Horizonte. 2001.

CORDERO, R.R.; DAMIANI, A.; LAROZE, D.; MACDONELL, S.; JORQUERA, J.; SEPÚLVEDA, E.; FERON, S.; LLANILLO, P.; LABBE, F.; CARRASCO, J.; FERRER, J.; TORRES, G. Effects of soiling on photovoltaic (PV) modules in the Atacama Desert. **Scientific Reports**, v. 8, 2018.

COSTA, S. C. A. **Estudo abrangente do efeito da sujidade no desempenho de módulos e sistemas fotovoltaicos.** (Tese) Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. Belo Horizonte, 2018.

COSTA, S. C. S.; CASSINI, D. A.; DINIZ, A. S. A. C.; KAZMERSKI, L. L. Modelo para estimativa da irradiância solar incidente sobre o módulo fotovoltaico inclinado utilizando dados de irradiância global horizontal. In: **Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS)**, 2022, Florianópolis. Anais... maio 2022. DOI: 10.59627/cbens.2022.1087.

COSTA, S. C. S.; CASSINI, D. A.; DINIZ, A. S. A. C.; SANTANA, V. A. C.; KAZMERSKI, L. L. Comparison of system performance evaluations: performance ratio versus energy performance index. In: **INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE)**. Proceedings of the 52nd IEEE Photovoltaics Conference (PVSC), Seattle, 2024. p. 595–597. DOI: 10.1109/PVSC57443.2024.10749662.

COSTA, S. C. S.; CASSINI, D. A.; DINIZ, A. S. A. C.; SANTANA, V. A. C.; KAZMERSKI, Lawrence. Influence of environmental parameters on soiling deposition for silicon-PV modules. In: **WORLD CONFERENCE ON PHOTOVOLTAIC ENERGY CONVERSION (WCPEC-8)**, 2022, Milan, Itália. Anais... [S.l.]: WCPEC, 2022. DOI: 10.4229/WCPEC-82022-3BV.3.53.

COSTA, S. C. S.; DINIZ, A. S. A. C.; MAIA, C. B.; BRAGA, D. S.; CASSINI, D. A.; KAZMERSKI, L. L. Influência das perdas por sujidade no desempenho de módulos de filme fino e de silício cristalino instalados em Belo Horizonte/MG. In: **Seminário de Meio Ambiente e Energias Renováveis (SEMEAR)**, 2019, Itajubá. Disponível em: <https://unifei.edu.br/evento/xiv-seminario-de-meio-ambiente-e-energias-renovaveis-semear-2019/>. Acesso em: 11 abr. 2025.

COSTA, S. C. S.; DINIZ, A.S.A.C., KAZMERSKI, L.L. Dust and soiling issues and impacts relating to solar energy systems: Literature review update for 2012-2015, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 63, p. 33-61, 2016.

COSTA, S. C. S.; DINIZ, A.S.A.C., KAZMERSKI, L.L. Solar energy dust and soiling R&D progress: Literature review update for 2016. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, p. 2504 – 2536, 2018.

COSTA, S. C. S.; KAZMERSKI, L.L; DINIZ, A. S. A. C. Impact of soiling on Si and CdTe PV modules: Case study in different Brazil climate zones. **Energy Conversion and Management: X**, 2021.

COSTA, S. C. S.; KAZMERSKI, L.L; DINIZ, A. S. A. C. Estimate of soiling rates based on soiling monitoring station and PV system data: Case study for Equatorial-Climate Brazil. **IEEE Journal of Photovoltaics**, 2021.

CPTEC – CENTRO DE PREVISÃO DE TEMPO E ESTUDOS CLIMÁTICOS. **Índice Ultravioleta**. Disponível em: <<https://satelite.cptec.inpe.br/uv/>>. Acessado em: 19 jan. de 2024.

CUNNINGHAM, J.; HERNDAY, P.; MOKRI, J. **Commissioning for PV performance**. Disponível em: <<https://sunspec.org/wp-content/uploads/2015/06/SunSpec-Best-Practice-Guide-Commissioning-for-PV-Performance-D42039-1.pdf>>. Acessado em: 15 dez. 2021.

DALCIN, L.- **Sistema fotovoltaico flutuante integrado ao manejo de macrófitas aquáticas para produção de biogás em reservatórios de usinas hidrelétricas**. Universidade Federal de Itajubá. Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica. Itajubá, 2021. Disponível em <https://repositorio.unifei.edu.br/jspui/bitstream/123456789/2531/1/Disserta%C3%A7%C3%A3o_2021193.pdf> Consultado em 17/05/2024.

DA LUZ, M. A. G. B. - **Monitorização de centrais solares fotovoltaicas por IoT**. Relatório de Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores. Instituto Politécnico de Setúbal – Escolar Superior de Tecnologia de Setúbal. 2022. Disponível em <https://comum.rcaap.pt/bitstream/10400.26/39172/1/Miguel_Luz-Relatorio_Mestrado.pdf>

DE OLIVEIRA, M. C. C. - **Estudo da fotodegradação e o desenvolvimento de encapsulantes para módulos fotovoltaicos de silício cristalino baseado no nano composto EVA/GO**. Disponível em <<http://hdl.handle.net/1843/BUOS-B58LTZ>>. UFMG>. 2016.

DE OLIVEIRA, M.C.C., CASSINI, D. A., DINIZ, A.S. A.C., SOARES, L. G., VIANA, M.M., KAZMERSKI. L.L., LINS, V.F.C. Comparison and analysis of performance and

degradation differences of crystalline-Si photovoltaic modules after 15-years of field operation. **Solar Energy** 91, 235-250, (2019). DOI: 10.1016/j.solener.2019.08.051

DE SOUZA, F. R., CASSINI, D. A., DINIZ, A. S. A. C., 2020. **Desenvolvimento de um código computacional capaz de detectar pontos quentes em módulos fotovoltaicos em operação usando imageamento termográfico**. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Fortaleza, Ceará.

DHIMISH, M.; ALRASHIDI, A. Photovoltaic Degradation Rate Affected by Different Weather Conditions: A Case Study Based on PV Systems in the UK and Australia. **Electronics**, v. 9, p. 1-14, 2020.

DHIMISH, M.; BADRAN, G. Investigating defects and annual degradation in UK solar PV Installations through thermographic and electroluminescent surveys. **Materials Degradation**, v. 7, 2023.

DINIZ, A. S. A. C., CASSINI, D.A., DE OLIVEIRA, M.C.C., LINS, V. F. C., VIANA, M.M., BRAGA, D.S., KAZMERSKI, L.L. Evaluation of Performance Losses and Degradation of Aged Crystalline Si Photovoltaic Modules Installed in Minas Gerais (Brazil). In: **Sayigh A. (Ed.) Renewable Energy and Sustainable Buildings. Innovative Renewable Energy**. Springer, Cham. (2020). <https://doi.org/10.1007/978-3-030-18488-94>

DINIZ, A. S. A. C.; COSTA, S. C. S.; CASSINI, D. A.; BRAGA, D. S.; DUARTE, T. P.; RODRIGUES, J. A. P.; MATOS FILHO, N. de; SANTANA, V. A. C.; MORAES, L. P. Z. G. de; GUIMARÃES, B.; KAZMERSKI, L. L.. **PV reliability R&D at GREEN PUC Minas, Brazil: A synopsis**. In: NREL PV Reliability Workshop (PVRW), 2021, [Local não especificado]. [S.l.]: NREL, 2021. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/80055.pdf>. Acesso em: 11 abr. 2025.

DINIZ, ANTONIA SONIA A. C.; DUARTE, TULIO; COSTA, SUELLEN CAROLINE S.; BRAGA, DANIEL S.; SANTANA, VINICIUS C.; KAZMERSKI, LAWRENCE L. **Comparisons of Performance Considering Competing Operating Parameters of Soiling Spectral Effects and Module Temperature for Four Commercial PV Module Technologies**. *Energies*, 2022. (em processo de publicação)

DJI SOFTWARE. **DJI Thermal Analysis Tool** (Versão Beta 3.2.1). Shenzhen: DJI, 11/2023.

DO NASCIMENTO, L. R. **A avaliação de longo prazo de um sistema fotovoltaico integrado à edificação urbana e conectado à rede elétrica pública**. Dissertação, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, 2013. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/130919/327988.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acessado em: 10 dez. 2021.

DO NASCIMENTO, L. R.; BRAGA, M.; CAMPOS, R. A.; NASPOLINI, H. F.; RÜTHER, R. **Performance assessment of solar photovoltaic technologies under different climatic conditions in Brazil**. *Renewable Energy*, v. 146, p. 1070-1082, 2020.

DOS REIS, R. J.; GUIMARÃES, D. P., TIBA, C., PASCOAL, V. A. - Estimativa da Radiação Solar Global em Minas Gerais através de dados de Satélites. **Revista O Futuro da Energia**, v.1, n.1, p. 14-22, 2016.

DUBEY R., CHATTOPADHYAY, S., KUTHANAZHI, V., JOHN, J. J., ARORA, B. M., KOTTANTHARAYIL, A., NARASIMHAN, K. L., SOLANK, C. S., KUBER, V., KUMAR, J.V. A.; SASTRY, O. S. All India Survey of Photovoltaic Module Degradation: 2013 - National Centre for Photovoltaic Research and Education Indian Institute of Technology Bombay Powai, Mumbai, and Solar Energy Centre National Institute of Solar Energy Gwalpahari, Gurgaon, Haryana 122003, India May-June 2013. Report dated March , 2014.

DUFFIE, W.A.; BECKMAN, J.A. **Solar engineering of thermal processes**. New York: John Wiley & Sons, 2006.

DUNHAM, A. **Exploring the potential for floating photovoltaic solar on man-made reservoirs in the United States**. Disponível em:<

https://jscholarship.library.jhu.edu/bitstream/handle/1774.2/64299/EPC_CapstoneFinalRep_SP_21_Dunham.pdf?sequence=1>. Acessado em: 15

fev. 2022.

ELLISON, T. - **Efficiency and Throughput Advances in Continuous Roll-to-Roll a-Si Alloy PV Manufacturing Technology**. Report NREL, abril 2002.

EMPRESA SE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Expansão da geração: Solar fotovoltaica flutuante – Aspectos tecnológicos e ambientais relevantes ao planejamento**, 2020.

EMPRESA SE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Expansão da geração: Empreendimentos fotovoltaicos – Instruções para solicitação de cadastramento de habilitação técnica com vistas à participação nos leilões de energia elétrica**, 2021.

ESCOBAR, D. M; MAGDALENO, R. S.; SÁNCHEZ-PÉREZ, P.A.; SÁNCHEZ JUÁREZ, A.; CRUZ, J. O. **Electrical Performance and Degradation Analysis of a 25 years Old Silicon PV Module**. 3rd Atlas/NIST Workshop on Photovoltaic Materials Durability, Maryland (EUA), 2015.

FAHRENBRUCH, A. L., BUBE, R. H. - **FUNDAMENTALS OF SOLAR CELLS**. Academic Press, New York. 1983

GOSTEIN, M.; DUSTER, T.; THUMAN, C. **Accurately measuring PV soiling losses with soiling station employing module power measurements**. 2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), 2015.

FAYE, I., PHILIPPE, G. J., NDIAYE, A., BLIESKE, U., KOBOR, D., E GECKE, R. **Degradation and comparative experimental study of crystalline photovoltaic module after a few years outdoor exposure in Casamance and Cologne climate**. 2018 7th International Energy and Sustainability Conference, IESC 2018.

FAYE, I.; NDIAYE, A.; KOBOR, D.; BLIESKE, U.; AYITUV, M. Comparative experimental study of performance degradation of amorphous silicon and crystalline silicon in

outdoor exposed in Cologne. **African Journal of Environmental Science and Technology**, v. 12, p. 461-468, 2018.

FEZZANI, A.; MAHAMMED, I. H.; SAID, D.; ZAGHBA, L.; BOUCHAKOUR, A.; BENBITOUR, M.; OUDJANA, S. H. Degradation and Performance Evaluation of PV Module in Desert Climate Conditions with Estimate Uncertainty in Measuring. **Serbian Journal of Electrical Engineering**, v. 14, p. 277-299, 2017.

FLIR SYSTEMS. **FLIR Thermal Studio** [programa de computador. Versão 2.0.40. Wilsonville, OR: FLIR Systems, 05/06/2024.

FLOATING SOLUTIONS. **Brochure Floating Solutions**. 2018. Disponível em: <https://www.agsegeologies.fr/documents/2018/Brochure%20Floating%20Solutions%202018.pdf>. Acesso em: 19 jun. 2024.

FLUKE THERMOGRAPHY – **Software SmartView 4.4.420.0**. Copyright - 2006 -2023

FONSECA, J. E. F.; OLIVEIRA, F. C.; PRIEB, C. W. M.; KREZNINGER, A. Degradation Analysis of a Photovoltaic Generator After Operating for 15 Years in Southern Brazil. **Solar Energy**, v. 196, p. 196-206, 2020.

FRAGA, M. M.; CAMPOS, B. L. O.; ALMEIDA, T. B.; FONSECA, J. M. F.; LINS, V. F. C. Analysis of the soiling effect on performance of photovoltaic modules on a soccer stadium in Minas Gerais, Brazil. **Solar Energy**, v. 163, p. 387 – 397, 2018.

FREIRE, F.; MELCHER, S.; HOCHGRAF, C. G.; KURINEC, S. K. Degradation analysis of an operating PV module on a farm Sanctuary. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, v. 10, 2018.

GORNI, A. A. - Introdução aos plásticos. **Revista Plástico Industrial**, v.10, n.09, 2003. Disponível em: https://www.academia.edu/download/68485994/INTRODUO_AOS_PLSTICOS20210801-14798-f08bn.pdf.

GOSWAMI, A.; SADHU, P. K. Degradation analysis and the impacts on feasibility study of floating solar photovoltaic systems. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, v. 26, 2021.

HARVEY, S. P., MOSELEY, J., NORMAN, A., STOKES, A., GORMAN, B., HACKE, P., JOHNSTON, S., AL-JASSIM, M. - **Investigating PID Shunting in Polycrystalline Silicon Modules via Multi-Scale, Multi-Technique Characterization**. 2018. Disponível em <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/pip.2996>> by CAPES, Wiley Online Library on 22/10/2023.

HUOT, M., KUMAR, L., SELVARAJ, J. *et al.*- Performance Investigation of Tempered Glass-Based Monocrystalline and Polycrystalline Solar Photovoltaic Panels. *International Journal of Photoenergy*. p. 1-8. 2021- D.O.I 10.1155/2021/2335805

INFOLINK CONSULTING - **Spot Price PV Technologies**. 2022. Disponível em: <<https://www.infolink-group.com/spot-price>>. Acesso em 02 de julho de 2022.

INMETRO. **Avaliação de dados de medição: guia para a expressão de incerteza de medição – GUM 2008**. Duque de Caxias, RJ: INMETRO/CICMA/SEPIN, 2012.

INMETRO. **Vocabulário Internacional de Metrologia: conceitos fundamentais e gerais e termos associados**. Duque de Caxias, RJ: INMETRO, 2012.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) - Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS). **Performance and Reliability of Photovoltaic Systems – Subtask 3.2: Review of failures of photovoltaic modules**, 2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) – **Snapshot of Global PV Markets 2021**; Report IEA-PVPS T1-39:2021.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) - **Snapshot of Global PV Markets 2023**. Report IEA-PVPS T1-44:2023

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) - Bifacial Photovoltaic Modules and systems: Experience and Results from International Research and Pilot Applications. IEA PVPS, 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) – **Global Energy Review 2025**.. Revised version, March 2025. Information notice found at: www.iea.org/corrections

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 60904-1: Photovoltaic devices** – Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics, 2020.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 61215-2:2021 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 2: Test procedures**

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 61724-1:2017 Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring**.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 61829-1 (2015): Photovoltaic (PV) array - On-site measurement of current-voltage characteristics**.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 61853-4:2018 Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating - Part 4: Standard reference climatic profiles**.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 62446-1: Photovoltaic (PV) systems – Requirements for testing, documentation and maintenance** – Part 1: Grid connected systems – Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection, 2014.

INTERNATIONAL TECHNOLOGY ROADMAP FOR PHOTOVOLTAIC (ITRPV) - Results 2020. 12. ed. Germany: VDMA, 88 p. 2021. Disponível em <<https://itrpv.vdma.org/en/>>

ISHII, T.; MASUDA, A. Annual degradation rates of recent crystalline silicon photovoltaic modules. **Progress in Photovoltaic: Research and Applications**, v. 25, p. 953- 967, 2017.

JASZCZUR, M., HASSAN, Q, TENETA, J. **Study of dust deposition and temperature impact on solar photovoltaic module.** MATEC Web of Conferences 240, 04005, 2018.

JORDAN, D.C.; KURTZ, S. R. Photovoltaic Degradation Rates – An Analytical Review. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 21, p. 12-29, 2013.

JORDAN, D. C.; SILVERMAN, T. J.; WOHLGEMUTH, J. H.; KURTZ, S. R.; VANSANT, K. T. Photovoltaic Failure and Degradation Modes. *Progress in Photovoltaic*, 2017.

KAZMERSKI, L. L. 2024 - **Historical Trends in PV Module Size and Efficiencies.** Comunicação oral em 29/05/2024 no X Congresso Brasileiro de Energia Solar – Natal, maio de 2024.

KAZMERSKI, L. L. Polycrystalline and amorphous thin films and devices. **Academic Press.** New YORK. 1980.

KAZMERSKI, L. L.; CASSINI, D. A.; BRAGA, D. S.; COSTA, S. C. S.; SANTANA, V. C.; DINIZ, A. S. A. C. Survey of module and system quality in Brazil PV deployments. In: **INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE).** Proceedings of the 50th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), San Juan, Porto Rico, 2023. IEEE, 2023. DOI: 10.1109/PVSC48320.2023.10359880.

KEMPE, M. **Experimental Considerations for Estimating Degradation in PV Modules.** National Renewable Energy Laboratory (NREL). IEEE PVSC, San Juan, Puerto Rico, June 11, 2023

KIM, J.-H.; PARK, J.; KIM, D.; PARK, N. Study on Mitigation Method of Solder Corrosion for Crystalline Silicon Photovoltaic Modules. *Int. J. Photoenergy*, 2014, 809075.

KIM, J.; RABELO, M.; PADI, S. P.; YOUSUF, H.; CHO, E.; YI, J. A review of the degradation of photovoltaic modules for life expectancy. *Energies*, v. 14, 2021.

KLEMCHUCK, P., MYER, E., LAVIGNE, G.; Holley, W. - Investigation of the degradation and stabilization of EVA-based encapsulant in field-aged solar energy modules - **Polymer Degradation and Stability**, March 1997. DOI:10.1016/S0141-3910(96)00162-0.

KOESTER, L.; LINDIG, S.; LOUWEN, A.; ASTIGARRAGA. A.; MANZOLINI, G.; MOSER, D.- Review of photovoltaic module degradation, field inspection techniques and techno-economic assessment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **165**. 2022.
Disponível em:
<<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403212200510X?via%3Dihub>>.

KÖNTGES, M. V. I.; KURTZ, S.; PACKARD, C.; JAHN, U.; BERGER, K.A; KATO, K.; FRIESEN, T.; LIU, H. **IEA PVPS Subtask 3.2: Review of Failures of Photovoltaic Modules**, no. July. 2015.

KÖPPEN, W.; GEIGER, R. **Klimate der Erde.** Gotha: Verlag Justus Perthes. 1928. Wall-map 150cmx200cm.

KOTTEK, M.; GRIESER, J.; BECK, C.; RUDOLF, B.; RUBEL, F. World map of the Köppen-Geiger climate classification updated. *Meteorologische Zeitschrift*, v. 15. n° 3, p. 259-263, 2006.

KRAUSS, K., FERTIG, F., MENZEL, D., REIN, S.- Light-induced degradation of silicon solar cells with aluminium oxide passivated rear side. 5th International Conference on Silicon Photovoltaics, Silicon PV 2015. FraunhoferInstitute for Solar Energy Systems ISE, **Energy Procedia**, 77, p.599 – 606. Freiburg, Germany. 2015.

LARA-FANEGO, V., RUIZ-ARIAS, J. A., SKOCZEK, A., SURI, M., & CEBECAUER, T. (2018). Geographical Distribution of Factors Accelerating Performance Degradation of PV Modules. In 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, WCPEC 2018 - A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC and 34th EU PVSEC (pp. 1301–1304).

LI, D. H. W.; CHEUNG, G. H. W.; LAM, J. C. Analysis of the operational performance and efficiency characteristic for photovoltaic system in Hong Kong. *Energy Conversion and Management*, v. 46, p. 1107 – 1118, 2005.

LI, J.; SHEN, Y.-C.; HACKE, P.; KEMPE, M. Electrochemical mechanisms of leakage current-enhanced delamination and corrosion in Si photovoltaic modules. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 188, p. 273–279, 2018.

LIM, S.Y., ROUGIEUX, F.E., MACDONALD, D. Boron-oxygen defect imaging in p-type Czochralski silicon. *Appl Phys Lett*, 103 (2013), p. 92105.

LIMMANEE, A.; SONGTRAI, S.; UDOMDACHANUT, N.; KEAWNIYOMPANIT, S.; SATO, Y.; NAKAISHI, M.; KITTISONTIRAK, S.; SRIPRAPHA, K.; SAKAMOTO, Y. Comparison of Photovoltaic Degradation Rates in Tropical Climate Derived from Different Calculation Methods. 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC), Waikoloa Village, USA.

LORENZO, E. *Electricidad Sola: Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos*. 1 ed. Espanha: Progensa, 1994

LUO, W.; KHOO, Y. S.; HACKE, P.; JORDAN, D.; ZHAO, L.; RAMAKRISHNA, S.; ABERLE, A.G.; REINDL, T. Analysis of the Long-Term Performance Degradation of Crystalline Silicon Photovoltaic Modules in Tropical Climates. **IEEE Journal of Photovoltaics**, 9, 266-271, 2019.

LYU, Y.; FAIRBROTHER, A.; KIM, J. H.; GU, X.; KEMPE, M.; JULIEN, S.; WAN, K.; NAPOLI, S.; HAUSER, A.; O'BRIEN, G.; WANG, Y.; FRENCH, R.; BRUCKMAN, L. JI, L.; BOYCE, K. Impact of environmental variables on the degradation of photovoltaic components and perspectives for the reliability assessment methodology. **Solar Energy**, v. 199, p. 425-436, 2020.

MAPA. **Manual de Garantia da Qualidade Analítica – Resíduos e Contaminantes em Alimentos**. Brasília, 2011.

MARION, B. *et al.* **Performance parameters for grid-connected PV systems.** National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2005.

MEYER, G. - **Enemigos de la fotovoltaica - efecto LeTID.** (2021). Disponível em <<https://amaranzero.es/academia/blog/enemigos-de-la-fotovoltaica-efecto-letid>> Acessado em: 03/03/2024.

MICHELI, L.; DECEGLIE, M; MULLER, M. Mapping photovoltaic soiling using spatial interpolation techniques. **Journal of Photovoltaics**, v. 9, p. 272 – 277, 2019.

MINNAERT, B., VEELAERT, P. - A Proposal for Typical Artificial Light Sources for the Characterization of Indoor Photovoltaic Applications. **Energies** 2014, 7, 1500-1516; March 2014. DOI:10.3390/en7031500.

MORETÓN, R.; LORENZO, E. NARVARTE, L. - Experimental observations on hot-spots and derived acceptance/rejection criteria . **Solar Energy**, v. 118, p. 28-40, 2015.

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

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY – NREL. **Best Research-Cell PV Efficiency Chart.** 2024. Disponível em <<https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/best-research-cell-efficiencies.pdf> > Acessado em 12/01/2025

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY – NREL. **Champion Module Efficiencies.** 2024. Disponível em <<https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/champion-module-efficiencies.pdf>> Acessado em 12/01/2025

NDIAYE, A.; KÉBÉ, C. M. F.; CHARKI, A.; NDIAYE, P. A.; SAMBOU, V.; KOBI, A. Degradation Evaluation of Crystalline-silicon Photovoltaic Modules After a Few Operation Years in a Tropical Environment. **Solar Energy**, v. 103, p. 70-77, 2014.

NDIAYE, A.; KÉBÉ, C. M. F.; CHARKI, A.; SAMBOU, V.; NDIAYE, P. A. Photovoltaic Platform for Investigating PV Module Degradation. **ScienceDirect: Energy Procedia**, v. 74, p. 1370-1380, 2015.

NIEWELT, T.; SCHON, J.; WARTA, W.; GLUNZ, S.W.; SCHUBERT, M.C. Degradation of crystalline silicon due to boron-oxygen defects. **IEEE J Photovolt**, 7 (2017), pp. 383-398

NUCLEO ATS. **Projeto fotovoltaico** (2019). Disponível em:<<https://nucleoats.ind.br/sistema-fotovoltaico-2/>>. Acessado em: 11/08/2022.

OLIVARES, D.; FERRADA, P.; MARZO, A.; PINTO, K.; ESPINOZA, D.; RABANAL-ARABACH, J.; PORTILLO, C.; FUENTEALBA, E.; LLANOS, J. Study of the effects of soiling on PV devices using the spin-coating technique in accelerated indoor exposures. **Solar Energy**, v. 231, p.317-327, 2022.

OLIVEIRA, M. C.C., CASSINI, D. A.; DINIZ, A. S. A. C., SOARES, L. G., VIANA, M.M., KAZMERSKI, L.L, LINS, V. F. C. Comparison and analysis of performance and degradation

differences of crystalline-Si photovoltaic modules after 15-years of field operation. **Solar Energy**, v. 191, p. 235-250, 2019.

OLIVEIRA, M. C.C., DINIZ, A. S. A. C., SOARES, L. G., VIANA, M.M., LINS, V. F. C. The causes and effects of degradation of encapsulant ethylene vinyl acetate copolymer (EVA) in crystalline silicon photovoltaic modules: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** **81** (2018) 2299–2317

OLIVER AGÊNCIA FLORESTAL (OAF) - **Relatório Limnológico Monitoramento da Qualidade das Águas no Reservatório da PCH Santa Marta Julho/2019** - Grão Mogol, Minas Gerais, 2019.

PACKARD, C., WOHLGEMUTH, J., KURTZ, S., 2012. **Development of a Visual Inspection Data Collection Tool for Evaluation of Fielded PV Module Condition**. National Renewable Energy Laboratory (Technical Report: NREL/TP-5200-56154).

PARK, N.C.; OH, W.W.; KIM, D.H. Effect of temperature and humidity on the degradation rate of multicrystalline silicon photovoltaic module. **International Journal of Photoenergy**, 2013.

PAUDYAL, B.R.; SHAKYA, S. R.; PAUDYAL, D.P.; MULMI, D.D. Soling-induced transmittance losses in solar PV modules installed in Kathmandu Valley. **Renewables: Wind, Water and solar**, 2017.

PETERS, I.M.; NOBRE, A.M. Deciphering the thermal behavior of floating photovoltaic installations. **Solar Energy Advances**, v. 2, 2022.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A.- **Manual de Engenharia de Sistemas Fotovoltaicos – CEP/CRESESB – 2ª Edição**, Rio de Janeiro, 2014.

PURANIK, V. E., GUPTA, R. - **Spatial Investigation and Analysis of PID Shunting in Crystalline Silicon PV Module. 2022**. Disponível em <<https://www.researchgate.net/publication/354859223>> Consultado em 26 Julho de 2023.

QASEM, H.; BETTS, T. R.; MÜLLEJANS, H.; ALBUSAIRI, H.; GOTTSCHALG, R. Dust-induced shading on photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 22, p. 218 – 226, 2014.

RADA, J.; CHAMBERLIN, C.; LEHMAN, P.; JACOBSON, A. **Comparison of PV Module Performance Before and After 11, 20, and 25.5 Years of Field Exposure**. IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), Washington, USA, 2017.

RAGHURAMAN, B; LAKSHMAN, V; KUITCHE, J.; SHISLER, W.; TAMIZHMANI, G AND KAPOOR, H. **An Overview of Smud's Outdoor Photovoltaic Test Program at Arizona State University**. IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conference, Waikoloa, USA, 2006.

RAHMAN, T., MANSUR, A.A., LIPU, M. S. H.; RAHMAN, M.S.; ASHIQUE, R.H.; HOURAN, M.A.; ELAVARASAN, R. M.; HOSSAIN, E. Investigation of degradation of solar

photovoltaics: A review of aging factors, impacts, and future directions toward sustainable energy management. **Energies**, 16, 2023.

RAMASAMY, V.; MARGOLIS, R. **Floating photovoltaic system cost benchmark: Q1 2021 installations on artificial water bodies**. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy22_osti/80695.pdf>. Acessado em: 10 fev. 2022.

RAVICHANDRAN, N.; FAYEK, H.; RUSU, E. Emerging floating photovoltaic system – Case studies high Dam and Aswan reservoir in Egypt. *Processes*, 2021.

REIS, R. J.; TIBA, C.; (Org.) **Atlas Solarimétrico de Minas Gerais - Volume II** /. Belo Horizonte, 2016. Editora Futura Express. 236 f.

RENEWABLE ENERGY TEST CENTER – RETC – **PV Module Index Report 2023**, July 2023. Disponível em: <<https://static1.squarespace.com/static/5f3fe5c95592812f68d3eae5/t/64c3e4c8e2e2f34caec324ee/1690559689960/RETC+PV+Module+Index+Report+2023.pdf>>. Acessado em 08 ago. 2023.

SAHU, A., YADAV, N., SUDHAKAR, K. - Floating photovoltaic power plant: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 66, p.815-824, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.051>

SAMPLE, T., POZZA, A. – **20 Year Field Exposed Polycrystalline Silicon PV Modules: Detailed Visual Inspection and Analysis**. Disponível em: <https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/2014_pvmrw_18_sample.pdf>. Acessado em: 5 fev. 2022.

SÁNCHEZ-FRIERA, P.; PILIOUGINE, M.; PELÁEZ, J.; CARRETERO, J.; CARDONA, M. S. Analysis of degradation mechanisms of crystalline silicon PV modules after 12 years of operation in Southern Europe. **Progress in Photovoltaics**, 2011.

SANDIA NATIONAL LABORATORIES. **PVLIB - Python**. Disponível em:<<https://pvlib-python.readthedocs.io/en/latest/>>. Acesso em: 15 mar. 2022.

SCHMIDT, J., BOTHE, K.. Structure and transformation of the metastable boron-and oxygen-related defect center in crystalline silicon. **Phys Rev B**, 69, p. 24107, 2004).

SINHA, A.; BLISS, M.; WU, X.; ROY, S.; GOTTSCHALG, R.; GUPTA, R. Imaging of TCO lateral resistance effects in thin-film PV modules by lock-in thermography and electroluminescence techniques. **33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition**, p. 1020 – 1023, 2017

SILVA, G. D. P. **Large-scale solar photovoltaic impact assessment in the context of the Brazilian environmental and energy planning**. Rio de Janeiro. 2019.

SILVA, L.F., BRAGA, T. A., CAMPOS, R. A., RÜTHER, R. (2024). **Impacto de diferentes níveis de albedo na geração estimada e medida de sistemas fotovoltaicos bifaciais**. Anais Congresso Brasileiro De Energia Solar - CBENS. <https://doi.org/10.59627/cbens.2024.2538>

SOUZA, F. H. A. F., 2014. **Inspecção e Monitoramento do Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Rede Elétrica: Estudo de Caso Real**. Master thesis – Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Minas Gerais.

SOTO, W.; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. Improvement and validation of a model for a photovoltaic array performance. **Solar Energy**, v. 80, p. 78 – 88, 2006.

SUKARSO, A. P.; KIM, K. N. Cooling effect on the floating solar PV: Performance and economic analysis on the case of west Java Province in Indonesia. **Energies**, v. 13, 2020.

TAMIZHMANI, G.; KUITCHE, J. **Accelerated lifetime testing of photovoltaic modules**. Solar America Board for Codes and Standards, 2013.

TAHRIA, A.; SILVESTRE, S.; TAHRIC, F.; BENLEBNAA, S.; CHOUDERD, A. Analysis of thin film photovoltaic modules under outdoor long-term exposure in semi-arid climate conditions. **Solar Energy**, v. 157, p. 587 – 595, 2017.

TESTO SE & CO. KGAA - **Software IRSofT 5.1.6022.37041**. Copyright 2008-2024. Disponível em: <<http://www.testo.pt>>

VÁZQUEZ, M. AND REY-STOLLE, I. Photovoltaic Module Reliability Model Based on Field Degradation Studies. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 16, p. 419-433, 2008.

WORLD BANK GROUP. **Where Sun Meets Water: Floating Solar Handbook for Practitioners**. 2018. Disponível em: <<https://documents1.worldbank.org/curated/en/418961572293438109/pdf/Where-Sun-Meets-Water-Floating-Solar-Handbook-for-Practitioners.pdf>>. Acessado em: 5 fev. 2022.

WOHLGEMUTH, J., JORDAN, D., KURTZ, S. - Technology and Climate Trends in PV Module Degradation - **PV Module Degradation**. 27th European PV Solar Energy Conference. Frankfurt, Germany.2012. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56690.pdf>>. Acessado em: 5 fev. 2022.

XU, L.; LI, S.; JIANG, J.; LIU, T.; WU, H.; WANG, J.; LI, X. The influence of dust deposition on the temperature of soiling photovoltaic glass under lighting and windy conditions. **Solar Energy**, v. 199, p. 491-496, 2020.

YEDIDI, K. R. MS Thesis, **Failure and Degradation Modes of PV Modules in a Hot Dry Climate: Results After 16 Years of Field Exposure**, Arizona State University, December 2013. Disponível em: <https://repository.asu.edu/attachments/125944/content/YEDIDI_asu_0010N_13506.pdf>. Acessado em: 5 dez. 2021.

ZANESCO, I., BIAZETTO, F. A.; VANZETTO, A. B.; et. al. - **Influência do emissor produzido com redução de etapas térmicas nos parâmetros elétricos de células solares bifaciais base n**. IX Congresso Brasileiro de Energia Solar – Florianópolis, 23 a 27 de maio de 2022.

ZORRILLA-CASANOVA, J.; PILIOUGINE, M.; CARRETERO, J.; BERNAOLA, P.; CARPENA, P.; MORA-LÓPEZ, L.; SIDRACH-DE-CARDONA, M. **Analysis of Dust Losses in Photovoltaic Modules**. World Renewable Energy Congress, 2011.

Z. Y. YEO, LING, Z.P., HO, S. W., LIM, Q. X., SO, Y. H., WANG, S. - Status review and future perspectives on mitigating light induced degradation on Silicon – based solar cells. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.159, pág. 11-23, 2022

ANEXO I

ARTIGOS PUBLICADOS EM REVISTAS CIENTIFICAS

- Daniel Sena Braga, Lawrence L. Kazmerski, Denio Alves Cassini, Vinícius Camatta, and Antonia Sônia Alves Cardoso Diniz, *Performance of bifacial PV modules under different operating conditions in the State of Minas Gerais in Brazil. Renewable Energy and Environmental Sustainability* 8, 23 (2023).
 © D.S. Braga *et al.*, Published by EDP Sciences, 2023.
 DOI: [10.1051/rees/2023021](https://doi.org/10.1051/rees/2023021)
- Michele Cândida Carvalho de Oliveira, Dênio Alves Cassini, Antonia Sônia Alves Cardoso Diniz, Laurir Guimarães Soares, Marcelo Machado Viana, Lawrence Lee Kazmerski, and Vanessa de Freitas Cunha Lins, *Comparison and analysis of performance and degradation differences of crystalline-Si photovoltaic modules after 15-years of field operation. Solar Energy* 91, 235-250, (2019).
 DOI: [10.1016/j.solener.2019.08.051](https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.08.051)
- Antonia Sonia Alves Cardoso Diniz, Denio Alves Cassini. Michele Cândida Carvalho de Oliveira, Vanessa de Freitas Cunha Lins, Marcelo Machado Vian, Daniel Sena Braga, and Lawrence L. Kazmerski (2020), *Evaluation of Performance Losses and Degradation of Aged Crystalline Si Photovoltaic Modules Installed in Minas Gerais (Brazil). In: Sayigh A. (Ed.) Renewable Energy and Sustainable Buildings. Innovative Renewable Energy.* Springer, Cham.
https://doi.org/10.1007/978-3-030-18488-9_4

ARTIGOS PUBLICADOS EM ANAIS DE CONGRESSOS NACIONAIS E INTERNACIONAIS

- Suellen C.S. Costa, Denio Alves Cassini, Antonia Sonia A.C. Diniz, Vinícius Camatta Santana, and L.L. Kazmerski, “*Comparison of System Performance Evaluations: Performance Ratio versus Energy Performance Index.*” Proc. 52nd IEEE Photovoltaics Conference (PVSC), Seattle, 2024, pp. 0595-0597.

DOI: [10.1109/PVSC57443.2024.10749662](https://doi.org/10.1109/PVSC57443.2024.10749662)

- Daniel Sena Braga, Antonia Sonia A.C. Diniz, Denio Alves Cassini, Vinicius Augusto Camatta Santana, and Lawrence L. Kazmerski, “Desempenho de módulos fotovoltaicos bifaciais sob diferentes Condições operacionais no Estado de Minas Gerais no Brasil.” Anais Congresso Brasileiro De Energia Solar - CBENS. <https://doi.org/10.59627/cbens.2024.2528>
- Lawrence L. Kazmerski, Denio Alves Cassini, Daniel Sena Braga, Suellen C.S. Costa, Vinicius Camatta Santana, and Antonia Sonia A.C. Diniz, “*Survey of Module and System Quality in Brazil PV Deployments*,” Proc. 50th IEEE Photovoltaic Specialists Conf., San Juan, Puerto Rico (IEEE, NY; 2023). DOI: [10.1109/PVSC48320.2023.10359880](https://doi.org/10.1109/PVSC48320.2023.10359880)
- Cassini, D.A., Costa, S.C.S., Diniz, A.S.A.C., & Kazmerski, L.L. (2022). *Analysis of the soiling effects on commissioning of photovoltaic systems: Short-circuit current correction*. Proc. 2022 IEEE 49th IEEE Photovoltaic Specialist Conf (PVSC), Philadelphia, pp. 0534-0537. DOI: [10.1109/PVSC48317.2022.9938616](https://doi.org/10.1109/PVSC48317.2022.9938616)
- Suellen Caroline Silva Costa, Denio Cassini, Vinícius Augusto Camatta Santana, Lawrence Kazmerski, and Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz, *Influence of Environmental Parameters on Soiling Deposition for Silicon-PV Modules*, Proc. World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC-8), Milan, Italy, 2022. DOI: [10.4229/WCPEC-82022-3BV.3.53](https://doi.org/10.4229/WCPEC-82022-3BV.3.53)
- Cassini, D.A., Costa, S.C.S., Diniz, A.S.A.C., and Kazmerski, L.L. (2022). *Analysis of the soiling effects on commissioning of photovoltaic systems: Short-circuit current correction*. Proceedings: 2022 IEEE 49th IEEE Photovoltaic Specialist Conf (PVSC), Philadelphia, pp. 0534-0537. DOI: [10.1109/PVSC48317.2022.9938616](https://doi.org/10.1109/PVSC48317.2022.9938616)
- Suellen Caroline Silva Costa, Dênio Alves Cassini, Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz e Lawrence Lee Kazmerski. Modelo para estimativa da irradiância solar incidente sobre

o módulo fotovoltaico inclinado utilizando dados de irradiância global horizontal. Proceedings: IX Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS), Florianópolis, maio/2022. DOI:[10.59627/cbens.2022.1087](https://doi.org/10.59627/cbens.2022.1087)

- Dênio Alves Cassini, Suellen Caroline Silva Costa, Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz e Lawrence Lee Kazmerski. *Evaluation of failure modes for photovoltaic modules in arid climatic zones in Brazil*. Proceedings: 48th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC 48), 2021(virtual). agosto/2021
DOI: [10.1109/PVSC43889.2021.9518798](https://doi.org/10.1109/PVSC43889.2021.9518798)
- Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz, Suellen Caroline Silva Costa, Dênio Alves Cassini, Daniel Sena Braga, Tulio Pinheiro Duarte, Jorge Augusto P. Rodrigues, Neolmar de Matos Filho, Vinícius Camatta, Lucas Phillip Z. G. de Moraes, Bernardo Guimarães e Lawrence Lee Kazmerski. *PV reliability R&D at GREEN PUC Minas, Brazil: A synopsis*. NREL PV Reliability Workshop (PVRW), 2021 (virtual), junho/2021.
Acesso: <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/80055.pdf>
- Dênio Alves Cassini, Suellen Caroline Silva Costa, Túlio Pinheiro Duarte, Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz e Lawrence Lee Kazmerski. Estudo da degradação em módulos fotovoltaicos de filme fino. Proceedings: VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS), Fortaleza – evento híbrido. novembro/2020
Acesso: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/823>
- Suellen C. S. Costa, Antônia Sonia A.C. Diniz, Cristiana Brasil Maia, Daniel Sena Braga, Dênio A. Cassini e Lawrence L. Kazmerski. Influência das Perdas por Sujidade no Desempenho de Módulos de Filme Fino e de silício Cristalino Instalados em Belo Horizonte/MG. Proceedings: XIV SEMEAR – Seminário de meio Ambiente Energias Renováveis, junho/2019, Itajubá.
Acesso: <https://unifei.edu.br/evento/xiv-seminario-de-meio-ambiente-e-energias-renovaveis-semear-2019/>

- Dênio Alves Cassini, Suellen Caroline Silva Costa, Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz e Lawrence Lee Kazmerski. Análise do impacto da sujidade no comissionamento de sistemas fotovoltaicos: Correção da corrente de curto-circuito (ISC)
Livro: Ciência e tecnologia: eixos do desenvolvimento – Volume II, 2022, Editora Conhecimento Livre. 2022.
Acesso:
https://www.academia.edu/111268363/Análise_Do_Impacto_Da_Sujidade_No_Comissionamento_De_Sistemas_Fotovoltaicos_Correção_Da_Corrente_De_Curto_Circuito_Isc
- Denio A. Cassini, M.C.C. Oliveira, Laura, G.. Soares, Marcelo Machado Viana, Vanessa de Freitas Cunha Lins, Antonia Sônia A.C. Diniz, Roberto Zilles, and Lawrence Kazmerski. Avaliação experimental do desempenho da degradação de módulos fotovoltaicos de Si cristalino após 15 anos de exposição em campo. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS), 2018, Gramado. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018.
<https://doi.org/10.59627/cbens.2018.93>