

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Leonardo Jonas Piotrowski**

**METODOLOGIA PARA PREVISÃO DA DURABILIDADE E  
EFICIÊNCIA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM SUAS  
DIFERENTES TOPOLOGIAS**

Santa Maria, RS  
2020

**Leonardo Jonas Piotrowski**

**METODOLOGIA PARA PREVISÃO DA DURABILIDADE E EFICIÊNCIA DE  
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM SUAS DIFERENTES TOPOLOGIAS**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE), Área de Concentração em Processamento de Energia, Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência (CEESP), da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), como requisito parcial para a obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Felix Alberto Farret, PhD.

Santa Maria, RS  
2020

This study was financed in part by the Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Finance Code 001

Piotrowski, Leonardo Jonas  
METODOLOGIA PARA PREVISÃO DA DURABILIDADE E  
EFICIÊNCIA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM SUAS DIFERENTES  
TOPOLOGIAS / Leonardo Jonas Piotrowski.- 2020.  
88 p.; 30 cm

Orientador: Felix Alberto Farret  
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, RS, 2020

1. Previsão da geração PV 2. Eficiência 3.  
Durabilidade de painéis fotovoltaicos 4. Painéis PV 5.  
Topologias PV I. Farret, Felix Alberto II. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patra CRB 10/1728.

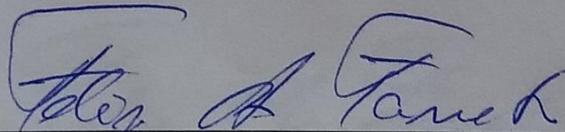
Declaro, LEONARDO JONAS PIOTROWSKI, para os devidos fins e sob as penas da lei, que a pesquisa constante neste trabalho de conclusão de curso (Dissertação) foi por mim elaborada e que as informações necessárias objeto de consulta em literatura e outras fontes estão devidamente referenciadas. Declaro, ainda, que este trabalho ou parte dele não foi apresentado anteriormente para obtenção de qualquer outro grau acadêmico, estando ciente de que a inveracidade da presente declaração poderá resultar na anulação da titulação pela Universidade, entre outras consequências legais.

**Leonardo Jonas Piotrowski**

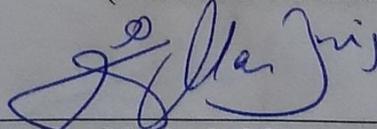
**METODOLOGIA PARA PREVISÃO DA DURABILIDADE E EFICIÊNCIA DA  
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM SUAS DIFERENTES TOPOLOGIAS**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE), Área de Concentração em Processamento de Energia, Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência (CEESP), da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), como requisito parcial para a obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

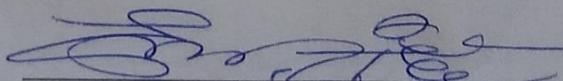
**Aprovado em 28 de fevereiro de 2020:**



**Felix Alberto Farret, PhD (UFSM)**  
(Presidente/Orientador)



**Geomar Machado Martins, Dr. (UFSM)**



**Eduardo Bonnuncielli Marafiga, Dr. (CTISM-UFSM)**

## AGRADECIMENTOS

*A realização desta dissertação foi possível graças à Deus e pelo auxílio, compreensão, apoio e dedicação de várias pessoas. Agradeço a todos que contribuíram para a concretização deste estudo, de maneira especial, agradeço:*

*- ao meu pai, minha mãe, meu irmão, minha cunhada e minha namorada por todo apoio, amor, confiança, ajuda e compreensão empenhados durante essa trajetória e sempre;*

*- ao meu orientador pela dedicação, amizade, paciência, esforço, ajuda e ensinamentos transmitidos no decorrer da elaboração desta dissertação;*

*- aos meus amigos, pesquisadores e demais professores do Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência e do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFSM, que sempre estiveram dispostos a trocar ideias e contribuir de alguma forma para este estudo;*

*- aos servidores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica pelo empenho, agilidade e dedicação nas suas atividades;*

*- à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES/PROEX) - Código de Financiamento 001 e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo apoio financeiro;*

*- à Universidade Federal de Santa Maria pelo ensino de qualidade e gratuito;*

*Enfim a todos que fazem parte da minha vida e que de alguma forma acreditam em mim.*

*Não existe grandeza onde não há simplicidade, bondade e verdade.*

*(Liev Tolstói).*

## RESUMO

### METODOLOGIA PARA PREVISÃO DA DURABILIDADE E EFICIÊNCIA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM SUAS DIFERENTES TOPOLOGIAS

AUTOR: Leonardo Jonas Piotrowski  
ORIENTADOR: Felix Alberto Farret, PhD

O crescimento da demanda por energia elétrica e a busca por fontes sustentáveis de eletricidade colocam a geração fotovoltaica (PV) como uma das principais alternativas. Tendo em vista que os painéis PV são utilizados para gerar energia elétrica a partir dos raios solares, a previsão da durabilidade e eficiência dos mesmos é fundamental para um planejamento mais coerente com a realidade de cada topologia de instalação PV. Nesse sentido, esta dissertação procura identificar as principais causas da degradação dos módulos PV para prever as taxas de degradação e o desempenho dos painéis em diferentes configurações de instalação. Inicialmente foi desenvolvida uma modelagem matemática para o cálculo do desempenho da geração para a qual são obtidos os dados das condições climáticas de diversas localidades. Posteriormente, foram aplicados pesos de contribuição para cada causa de degradação e assim obter o valor da taxa média de degradação (*DR*) na topologia PV fixa. Uma vez identificadas as principais causas de degradação e os seus respectivos pesos de contribuição, a modelagem nebulosa é então utilizada para encontrar a degradação nas topologias PV usando arrefecimento ou rastreamento solar. Um primeiro estudo de caso foi elaborado para verificar o perfil do desempenho das três topologias na cidade de Santa Maria tais como abordadas nesta dissertação para um dia típico de verão e um dia típico de inverno. A *DR* foi aplicada em um segundo estudo de caso para verificar a durabilidade dos painéis PV ao longo de 25 anos em diferentes localidades. Um terceiro estudo de caso considerou as taxas de degradação e o desempenho de cada topologia PV para as análises técnicas e econômicas. Os dois principais programas computacionais utilizados para a modelagem da geração PV e para as simulações foram o *OpenDSS* e o *Homer*. A partir dos resultados obtidos nesta dissertação foi possível prever a durabilidade dos painéis e a análise da energia gerada nas diferentes topologias de instalação PV. Observou-se que a garantia de desempenho dos painéis PV que o fabricante fornece não se mostra condizente para todos os locais de instalação simulados. O arrefecimento dos painéis PV contribuiu para uma diminuição de até 3,1% e a instalação com rastreamento aumentou em até 2,43% a taxa de degradação em relação aos painéis fixos. Com isto verificou-se uma melhoria na durabilidade e eficiência dos painéis proporcionadas pelo arrefecimento. O rastreamento solar aumentou a degradação nos painéis, porém gerou mais energia elétrica do que as demais topologias no período simulado. Portanto, este estudo conclui que em climas quentes com elevada degradação, a geração PV pode ser ainda maior ao longo do período da sua garantia do que em locais onde a degradação for menor, mas com baixa produção de energia elétrica. A análise financeira concluiu que o arrefecimento e o rastreamento solar são viáveis, que a topologia de painéis fixos possui o maior valor presente líquido e que, apesar dos custos serem mais altos para a operação e manutenção dos módulos PV com rastreamento, o fluxo de caixa é positivamente maior do que nas demais configurações analisadas. Entre as diversas contribuições desta dissertação as principais são uma melhor previsibilidade de geração de energia e uma análise mais bem fundamentada dos investimentos para a expansão da geração PV de acordo com a topologia usada.

**Palavras-chave:** Previsão da geração PV. Eficiência. Durabilidade de painéis fotovoltaicos. Painéis PV. Topologias PV.

## ABSTRACT

### METHODOLOGY FOR FORECASTING DURABILITY AND EFFICIENCY OF PHOTOVOLTAIC GENERATION IN ITS DIFFERENT TOPOLOGIES

AUTHOR: Leonardo Jonas Piotrowski

ADVISOR: Felix Alberto Farret, PhD

The growth in demand for electricity and the search for sustainable sources of electricity put photovoltaic generation (PV) as one of the main alternatives. Taking into account that PV panels are used to generate electrical energy from the sun's rays, the forecast of their durability and efficiency is essential for planning more consistent with the reality of each PV installation topology. In this sense, this dissertation seeks to identify the main degradation causes of the PV modules to predict the degradation rates and the performance of the panels in different configurations of installation. Firstly, a mathematical model was developed to calculate the performance of the generation for which data on climatic conditions in different locations are obtained. Thereafter, contribution weights were applied to each cause of degradation and thus obtain the value of the average rate of degradation (*DR*) in the fixed PV topology. Once the main causes of degradation and their respective contribution weights have been identified, fuzzy modeling is applied to find degradation in PV topologies using cooling or solar tracking. A first case study was developed to verify the performance profile of the three topologies in the city of Santa Maria as approached in this dissertation for a typical summer day and a typical winter day. *DR* was applied in a second case study to verify the durability of PV panels over 25 years in different locations. A third case study considered the degradation rates and the performance of each PV topology for technical and economic analyzes. The two main computer programs used for modeling PV generation and for simulations were OpenDSS and Homer. From the results obtained in this dissertation it was possible to predict the durability of the panels and the analysis of the energy generated in the different topologies of PV installation. It was observed that the guarantee of the PV panel supplied by the manufacturer is not consistent for all simulated locations of installation. The cooling of the PV panels contributed to a decrease of up to 3.1% and the installation with tracking increased the degradation rate by up to 2.43% in relation to the fixed panels. With this, there was an improvement in the durability and efficiency of the panels provided by cooling. The solar tracking increased the degradation in the panels, but generated more electrical energy than the other topologies in the simulated period. Therefore, this study concludes that in hot climates with high degradation, PV generation may be even greater over the period of its guarantee than in places where the degradation is less, but with low production of electricity. The financial analysis concluded that cooling and solar tracking are feasible, that the fixed panel topology has the highest net present value and that, despite the higher costs for the operation and maintenance of the PV modules with tracking, the cash flow is positively higher than in other configurations analyzed. Among the various contributions from this dissertation, the main ones are better predictability of power generation and a more well-grounded analysis of investments for the expansion of PV generation according to the topology used.

**Keywords:** PV generation forecast. Efficiency. Durability of PV panels. PV panels. PV topologies.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Curva característica I-V de um painel PV.....	17
Figura 2.2 – Evolução da eficiência em diversos tipos de células PV. ....	18
Figura 2.3 – Crescimento da geração fotovoltaica no Brasil.....	19
Figura 2.4 – Matriz de energia elétrica do Brasil. ....	20
Figura 2.5 – Circuito simplificado de uma célula solar.....	21
Figura 2.6 – Painéis fotovoltaicos instalados no telhado de uma residência.....	21
Figura 2.7 – Camadas que compõe um painel fotovoltaico de silício cristalino. ....	22
Figura 2.8 – Parte posterior de painéis PV com arrefecimento por circulação de água.....	24
Figura 2.9 – Painel fotovoltaico com rastreamento solar em dois eixos. ....	25
Figura 2.10 – Influência da temperatura na potência elétrica da célula fotovoltaica. ....	26
Figura 2.11 – Curva característica do painel PV com diferentes níveis de irradiância.....	28
Figura 2.12 – Radiação solar global incidente na superfície terrestre. ....	29
Figura 2.13 – Irradiação solar média no Brasil. ....	30
Figura 2.14 – Velocidade média anual dos ventos no Brasil.....	31
Figura 2.15 – Taxas de degradação média anual para diferentes climas.....	33
Figura 2.16 – Etapas da lógica <i>fuzzy</i> . ....	35
Figura 2.17 – Cinco formatos genéricos das funções de pertinência. ....	35
Figura 2.18 – Código de simulação na área de parametrização do <i>OpenDSS</i> .....	36
Figura 2.19 – Tela inicial do <i>Homer</i> para configuração do projeto. ....	38
Figura 3.1 – Esquema geral da metodologia proposta.....	40
Figura 3.2 – Esquema específico da metodologia apresentada. ....	41
Figura 3.3 – Ângulos de zênite e azimute solar.....	44
Figura 3.4 – Esquema do circuito equivalente do módulo PV. ....	47
Figura 3.5 – Quantidade de relatos das causas de degradação PV.....	50
Figura 3.6 – Lógica <i>fuzzy</i> para previsão da degradação de diferentes topologias PV.....	54
Figura 3.7 – Função de pertinência triangular. ....	55
Figura 3.8 – Função de pertinência trapezoidal.....	55
Figura 3.9 – Subconjuntos <i>fuzzy</i> na variável de entrada <i>pontos quentes</i> .....	57
Figura 4.1 – Modelagem do sistema PV usada para as simulações. ....	63
Figura 4.2 – Valores de irradiância da cidade de Santa Maria ao longo de um ano. ....	64
Figura 4.3 – Valores de temperatura ambiente para a cidade de Santa Maria. ....	64
Figura 4.4 – Perfil da geração de energia elétrica para um dia típico de verão (06/01/19).....	65
Figura 4.5 – Perfil da geração de energia elétrica para um dia típico de inverno (06/07/19). .	66
Figura 4.6 – Perfil da temperatura na célula PV para painéis fixos. ....	67
Figura 4.7 – Perfil da temperatura na célula PV para painéis com arrefecimento. ....	68
Figura 4.8 – Perfil da temperatura na célula PV para painéis com rastreamento.....	68
Figura 4.9 – Geração de energia elétrica em diferentes localidades ao longo do tempo.....	70
Figura 4.10 – Taxas de degradação PV em diferentes localidades ao longo do tempo.....	70
Figura 4.11 – Taxas de degradação para diferentes topologias PV ao longo do tempo.....	72
Figura 4.12 – Geração PV de energia em diferentes topologias de instalação.....	73
Figura 4.13 – Fluxo de caixa nominal de três diferentes topologias de instalação PV. ....	75

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Tecnologias de fabricação das células solares e suas eficiências. ....	19
Tabela 3.1 – Dados técnicos da instalação PV. ....	42
Tabela 3.2 – Causas da degradação PV e seus pesos. ....	50
Tabela 3.3 – Funções e parâmetros dos subconjuntos <i>fuzzy</i> para <i>pontos quentes</i> . ....	56
Tabela 4.1 – Especificações dos equipamentos elétricos. ....	62
Tabela 4.2 – Comparação técnica entre as topologias de instalação fotovoltaica. ....	67
Tabela 4.3 – Comparação financeira entre as topologias de instalação fotovoltaica. ....	76

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>11</b>
1.1	JUSTIFICATIVA.....	12
1.2	OBJETIVOS .....	13
<b>1.2.1</b>	<b>Objetivo geral</b> .....	<b>13</b>
<b>1.2.2</b>	<b>Objetivos específicos</b> .....	<b>13</b>
1.3	ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS .....	14
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>16</b>
2.1	A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	16
<b>2.1.1</b>	<b>Painel fotovoltaico fixo</b> .....	<b>20</b>
<b>2.1.2</b>	<b>Painel fotovoltaico com arrefecimento</b> .....	<b>23</b>
<b>2.1.3</b>	<b>Painel fotovoltaico com rastreamento solar</b> .....	<b>24</b>
2.2	INFLUÊNCIA DAS CONDIÇÕES CLIMÁTICAS NA GERAÇÃO PV .....	26
<b>2.2.1</b>	<b>Efeitos da temperatura na geração fotovoltaica</b> .....	<b>26</b>
<b>2.2.2</b>	<b>Radiação solar incidente nos painéis</b> .....	<b>27</b>
<b>2.2.3</b>	<b>A influência da velocidade do vento na geração PV</b> .....	<b>30</b>
2.3	DEGRADAÇÃO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS .....	32
2.4	LÓGICA <i>FUZZY</i> .....	34
2.5	O <i>software OpenDSS</i> .....	36
2.6	O <i>software Homer</i> .....	37
2.7	RESUMO DESTE CAPÍTULO .....	38
<b>3</b>	<b>DESEMPENHO E DEGRAGAÇÃO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS</b> .....	<b>39</b>
3.1	METODOLOGIA .....	39
3.2	CÁLCULO DO DESEMPENHO E DA TAXA DE DEGRADAÇÃO PV .....	42
3.3	FATORES DE DEGRADAÇÃO.....	49
<b>3.3.1</b>	<b>Pontos quentes</b> .....	<b>51</b>
<b>3.3.2</b>	<b>Sujeira</b> .....	<b>51</b>
<b>3.3.3</b>	<b>Diodo/Jbox</b> .....	<b>52</b>
<b>3.3.4</b>	<b>Descoloração</b> .....	<b>52</b>
<b>3.3.5</b>	<b>Delaminação</b> .....	<b>52</b>
<b>3.3.6</b>	<b>Estrutura/frame</b> .....	<b>53</b>
3.4	LÓGICA <i>FUZZY</i> PARA PREVISÃO DA DEGRADAÇÃO PV .....	53
3.5	ANÁLISE ECONÔMICA .....	59
3.6	RESUMO DESTE CAPÍTULO .....	60
<b>4</b>	<b>SIMULAÇÕES E RESULTADOS</b> .....	<b>61</b>
4.1	PARAMETRIZAÇÃO DAS SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS .....	61
4.2	PRIMEIRO ESTUDO DE CASO .....	64
4.3	SEGUNDO ESTUDO DE CASO .....	69
4.4	TERCEIRO ESTUDO DE CASO .....	71
4.5	RESUMO DESTE CAPÍTULO .....	76
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES</b> .....	<b>78</b>
5.1	TRABALHOS FUTUROS .....	80
5.2	PUBLICAÇÕES .....	81
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>82</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A geração de energia elétrica com painéis fotovoltaicos (PV) vem ganhando espaço na matriz energética mundial nos últimos anos. Muitos fatores estão atrelados a isto, entretanto a solução sustentável para o expressivo crescimento da demanda por energia, é um dos principais. A geração fotovoltaica é uma fonte de energia considerada limpa, inesgotável, global e renovável para a produção de eletricidade. Além disso, outra motivação para a disseminação da geração de eletricidade PV é a emissão zero de dióxido de carbono na atmosfera (ROUTHIER; HONSBURG, 2018).

No Brasil o predomínio na geração de energia elétrica é com as usinas hidroelétricas, as quais são consideradas fontes limpas, porém com uma grande desvantagem devido a dependência das precipitações pluviométricas. Em muitos casos onde ocorre a combinação de longos períodos de estiagem com a alta demanda por energia, o suprimento de eletricidade fica dependente do apoio auxiliar das usinas termelétricas. Desta forma, o governo brasileiro tem acionado as usinas termelétricas para fornecer a eletricidade complementar a um alto custo para o consumidor e para o meio ambiente devido a emissão de gases poluentes. Nesse sentido, as fontes alternativas para geração de energia elétrica como a fotovoltaica, por exemplo, tornam-se uma ótima solução tanto para minimizar os custos e aumentar a confiabilidade do fornecimento de energia como para diminuir a poluição no meio ambiente.

O cálculo do desempenho e da durabilidade de painéis fotovoltaicos tem se tornado cada vez mais importante por ser um indicativo dos impactos técnicos e econômicos relacionados a produção de energia. O aumento do comércio e pesquisas com módulos fotovoltaicos também traz mais ênfase ao planejamento e a durabilidade da geração PV. No que se refere as atuais metodologias para previsão da degradação dos painéis, os resultados obtidos divergem até mesmo quando simulados para o mesmo conjunto de dados iniciais (SHRESTHA; TAMIZHMANI, 2015). Isto causa a perda da confiança dos investidores nas análises dos projetos e na própria instalação PV. Assim, a presente dissertação tem como proposta a busca de uma metodologia global e confiável para a previsão do desempenho e da degradação de painéis PV.

O desempenho da geração PV está relacionado a diversos fatores, dentre eles estão: a melhor captura da radiação solar incidente, a temperatura de operação do painel, umidade, ventos, precipitação e poeira. A exposição dos módulos PV a estas condições climáticas variáveis torna-os sujeitos a perdas na eficiência de geração de energia ao longo do tempo pela redução da corrente e a degradação dos materiais com os quais eles são fabricados. Essas perdas

são causadas por diversos mecanismos de degradação (WOHLGEMUTH et al., 2008; TON, 2008; BOSCO, 2010) a partir dos fatores supracitados, fazendo com que a durabilidade do painel diminua pelo estresse imposto a ele durante a sua vida útil. A vida útil é considerada para a maioria dos fabricantes como o período em que o painel mantém seu desempenho acima de 80% da sua potência nominal inicial (SHARMA; CHANDEL, 2013).

A degradação, o desempenho e a durabilidade dos painéis nas topologias analisadas nesta dissertação incluem as instalações PV fixas, com arrefecimento e com rastreamento solar. A topologia PV fixa é a mais utilizada e a que possui mais dados disponíveis das taxas de degradação para as análises deste trabalho. Assim, implementou-se a lógica *fuzzy* para auxiliar nos cálculos das taxas de degradação nas demais topologias PV. A durabilidade dos módulos foi alterada principalmente porque as configurações que utilizam rastreamento e arrefecimento, neste caso, alteram tanto os níveis de radiação incidente como os de temperatura de operação do painel. Estes fatores são cruciais para o cálculo da durabilidade do painel e do seu desempenho. Ambos, rastreamento solar e arrefecimento térmico, servem para aumentar a geração de energia elétrica PV, restando verificar seus impactos referentes a durabilidade dos painéis.

A metodologia para a avaliação do desempenho e durabilidade dos painéis PV abordada nesta dissertação consiste, sucintamente, em estudar as causas que podem degradar os painéis ao longo do tempo e o comportamento das diferentes topologias de instalação PV perante o desempenho *versus* a durabilidade. Além disso, a metodologia conta com a aplicação dos pesos de contribuição para cada causa de degradação segundo a sua dependência em relação às condições climáticas e às características dos materiais que compõe o módulo PV. A lógica *fuzzy* foi utilizada como uma forma complementar para encontrar a correta taxa de degradação para diferentes topologias PV. Ainda mais, as simulações em programas computacionais foram realizadas para obter os resultados referentes a viabilidade técnica, econômica e a energia gerada ao longo da vida útil do arranjo PV. Dessa forma, foi possível verificar a durabilidade e a eficiência de um projeto PV como forma de contribuir em um planejamento mais coerente e viável.

## 1.1 JUSTIFICATIVA

A geração de energia elétrica de forma sustentável é uma das grandes demandas que estão em alta no mercado energético atual. Nesse sentido, a geração de energia elétrica a partir dos painéis PV é considerada como uma das soluções mais atraentes uma vez que não polui

durante a geração de eletricidade, não apresenta ruído e não causa prejuízos relevantes ao meio ambiente. Além disso, os estudos e pesquisas resultantes sobre geração PV são justificados, principalmente, porque permitem um melhor conhecimento do seu funcionamento e, portanto, uma maior confiabilidade para sua utilização em larga escala.

A metodologia para previsão da durabilidade e eficiência dos painéis PV discutida nesta dissertação vem a calhar pelo fato de existir uma lacuna nesta área de pesquisa, principalmente no que diz respeito a durabilidade dos painéis para as diferentes topologias de instalação. Além do mais, existem limitações nos testes de qualidade utilizados para normatização dos módulos, o que acaba trazendo incertezas para o consumidor que possua interesse em aderir a esta tecnologia. Segundo Pinheiro et al. (2014) a maioria dos fabricantes de painéis PV garantem que a potência nominal de geração do módulo PV não seja menor que 80% após 25 anos de operação na instalação fixa. No entanto, isto não é uma aplicabilidade padronizada para todas as regiões pois as taxas de degradação possuem uma grande faixa de variação que, muitas vezes ultrapassam até mesmo os valores garantidos pelos fabricantes.

A importância do planejamento das instalações PV, no que diz respeito ao retorno financeiro do investimento inicial, também é uma das justificativas para este trabalho. O desempenho e a durabilidade das instalações PV atrelados à geração de energia elétrica estão diretamente relacionadas ao tempo de retorno financeiro (JORDAN et al., 2016). Tendo isto em vista juntamente com a incerteza das garantias de um bom desempenho dos painéis PV e da necessidade deste tipo de geração atualmente é fundamental a elaboração de uma metodologia que possa prever a durabilidade e a eficiência dos painéis ao longo do tempo.

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 Objetivo geral

Esta dissertação tem como objetivo geral desenvolver uma metodologia para a previsão da durabilidade e eficiência dos painéis ao longo do tempo para diferentes topologias de instalação fotovoltaica.

### 1.2.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos desta dissertação são:

- 1) Verificar quais são os principais fatores que influenciam na degradação dos painéis fotovoltaicos;
- 2) Estudar a influência do clima na geração fotovoltaica;
- 3) Estudar como a temperatura pode influenciar o desempenho e a degradação da geração fotovoltaica;
- 4) Revisar as principais informações utilizadas para o cálculo do desempenho e métricas para a vida útil das instalações PV;
- 5) Utilizar a lógica *fuzzy* para encontrar a taxa de degradação em diferentes topologias de instalação fotovoltaica;
- 6) Desenvolver um caminho adaptável para a determinação correta do desempenho e da durabilidade de um módulo fotovoltaico;
- 7) Simular estudos de caso através de programas computacionais para validação da metodologia proposta;
- 8) Tornar o planejamento das instalações fotovoltaicas mais previsível e realista;
- 9) Verificar a viabilidade técnica e econômica das diferentes configurações fotovoltaicas considerando o seu desempenho e as suas taxas de degradação.

### 1.3 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

A presente dissertação está organizada da seguinte maneira.

O capítulo 1 apresenta as considerações iniciais sobre a geração fotovoltaica e introduz o contexto do desempenho e da degradação de painéis PV. Além destas considerações, apresenta-se as justificativas, os objetivos geral e específicos e a organização dos capítulos.

O capítulo 2 destina-se a fundamentação teórica para a geração PV, as diversas topologias de instalação, a influência das condições climáticas na geração, a degradação dos painéis e a modelagem nebulosa no contexto PV. Tudo isto é agregado neste capítulo para mostrar sucintamente o que existe de pesquisa na área de produção de energia e maximização da geração de potência PV.

No capítulo 3 é descrita a metodologia desenvolvida para a previsão da durabilidade e desempenho da geração fotovoltaica em diferentes topologias. Primeiramente é exposto o método utilizado para o cálculo da degradação dos painéis PV fixos e, posteriormente, as adequações com a lógica *fuzzy* para as topologias de instalação PV que utilizem arrefecimento térmico e rastreamento solar.

O capítulo 4 apresenta os resultados da aplicação da metodologia desta dissertação em relação as topologias de instalação PV analisadas neste trabalho bem como, a parametrização dos dados de entrada, a escolha dos componentes e a modelagem de cada sistema simulado. Estudos de caso foram desenvolvidos para a aplicação da metodologia através de simulações computacionais. Os resultados são discutidos e as principais características de cada estudo de caso são mostradas através de gráficos e tabelas.

O capítulo 5 reúne as principais contribuições e observações geradas por esta dissertação, verifica se os objetivos foram alcançados e quais as ressalvas que podem ser feitas.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo é realizada uma revisão bibliográfica sobre as topologias de instalação e são fornecidas as informações necessárias para a previsão da durabilidade e eficiência dos painéis PV. Primeiramente, busca-se esclarecer como a geração PV funciona desde o efeito fotovoltaico até a composição dos painéis PV, as influências climáticas na geração de energia e o estudo da lógica *fuzzy* para poder avançar nos conceitos atrelados ao desempenho e a degradação PV nas diferentes topologias. Para este trabalho foram analisados os painéis instalados em estruturas fixas sobre telhados, painéis com rastreamento solar e painéis com arrefecimento por circulação de água.

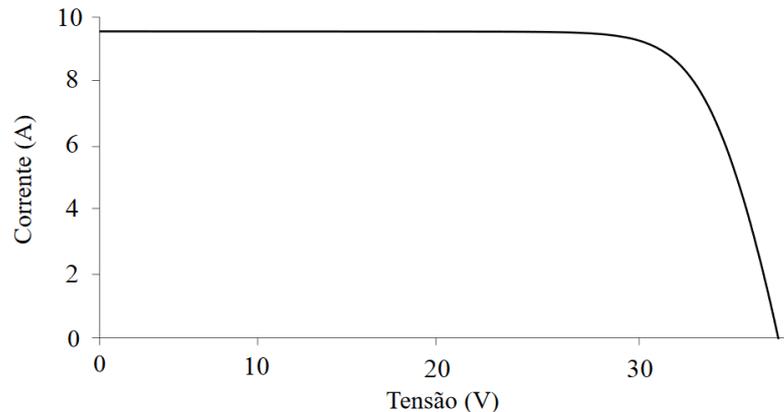
### 2.1 A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A geração fotovoltaica é uma das principais fontes de energia renovável por sua abundância e pela incidência de irradiação solar em toda a superfície da Terra. O efeito fotovoltaico é responsável pela criação de uma tensão elétrica entre dois eletrodos ou de uma corrente devido a exposição à luz do sol de um dado tipo de material, ou seja, é a conversão direta da radiação solar em eletricidade (CRESESB, 2014). Em suma, o efeito PV transforma a energia solar em energia elétrica evidenciada através dos valores de tensão e corrente elétrica e, por isso, as células que ficam dentro do painel são chamadas de células solares.

As células que compõe o painel PV geram eletricidade a partir da radiação solar incidente de forma semelhante ao inverso do diodo emissor de luz (LED). No processo de geração de energia PV alguns fatores podem influenciar no seu desempenho como a irradiância, temperatura, inclinação do painel, sombreamento e presença de acessórios que aumentam o tempo de exposição ao sol, diminuem a temperatura de operação e/ou concentram os raios solares na superfície do painel. Estes fatores estão atrelados à aplicação da geração PV e, por isso, podem-se identificar algumas finalidades como em sistemas autônomos, conectados à rede, híbridos e os utilizados para bombeamento de água.

O conjunto de células solares que compõe um painel PV possui o comportamento descrito pela curva corrente-tensão (I-V) ilustrada na Figura 2.1. A corrente máxima que o painel pode atingir é chamada de corrente de curto-circuito onde a tensão é nula. A tensão máxima, por sua vez, ocorre quando não há carga conectada nos terminais do módulo e por isto é chamada de tensão de circuito aberto.

Figura 2.1 – Curva característica I-V de um painel PV.



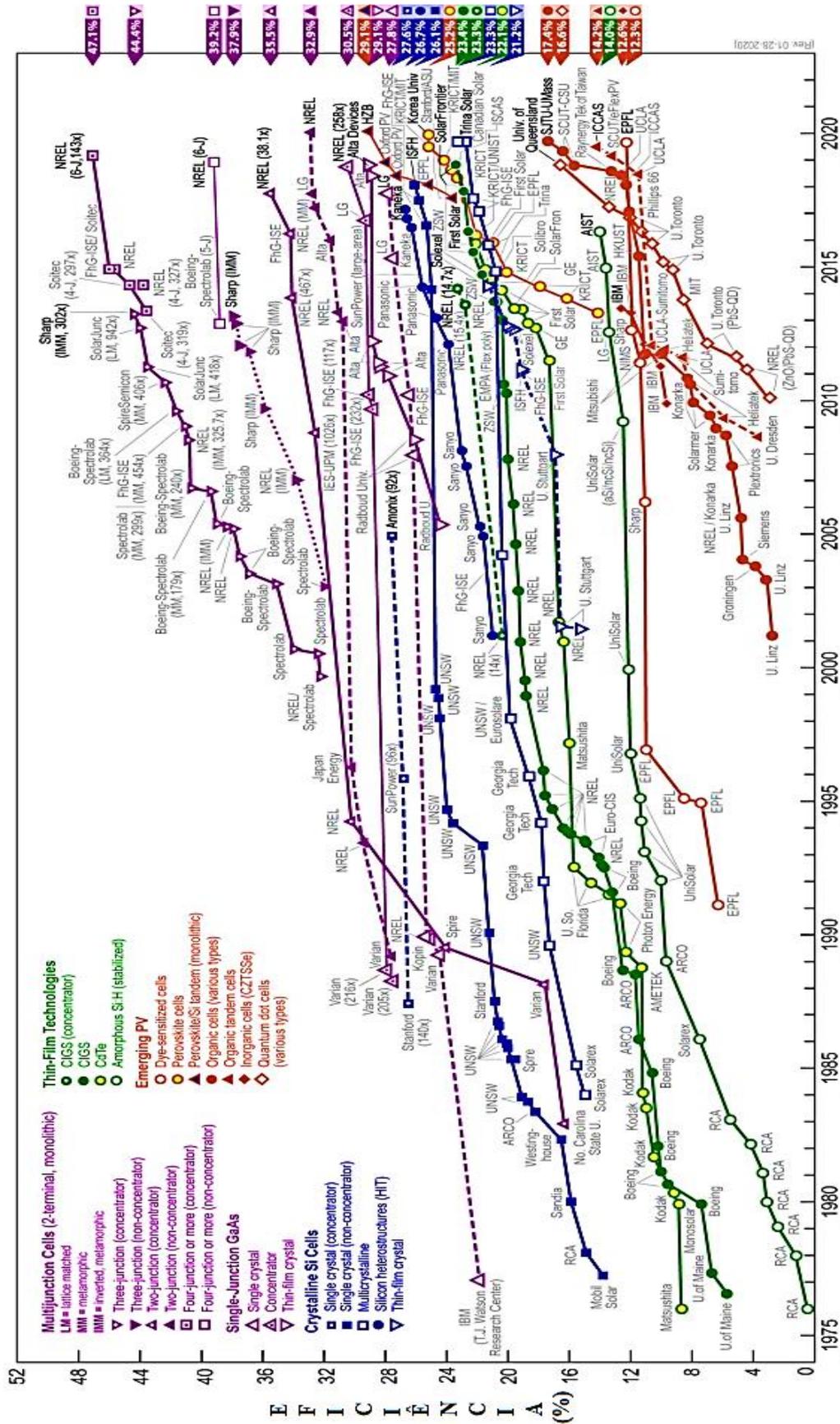
Fonte: Próprio Autor.

O material da célula PV mais utilizado atualmente na fabricação dos painéis é o silício devido principalmente ao seu baixo custo e as suas características atômicas como a tetravalência e as ligações covalentes. A utilização deste material na composição dos painéis PV tem tornado este tipo de geração cada vez mais viável. A Tabela 2.1 mostra algumas das tecnologias mais utilizadas para a fabricação das células solares. O silício é misturado a outros compostos como boro e fósforo e juntos formam a junção *pn*. Quando há a incidência de fótons no módulo PV acontece a movimentação de elétrons dando origem a uma corrente elétrica através da junção *pn* e a uma diferença de potencial (CRESESB, 2014).

A geração PV possui diferentes tipos de células, conforme a Tabela 2.1, na sua grande maioria utilizando o silício na forma monocristalina, policristalina e amorfa. Entre estes, o tipo monocristalino é o que atinge maior eficiência de geração de energia, seguido pelo policristalino e amorfo. No entanto, as células de silício amorfo são mais baratas que as policristalinas e monocristalinas possuindo uma degradação maior nos primeiros meses de operação em relação as tecnologias supracitadas e demandando um baixo consumo de energia para sua produção.

A Figura 2.2 exibe um gráfico comparativo da evolução da eficiência da geração PV ao longo dos anos de acordo com diferentes tipos de fabricação das células solares. Existem diversas variáveis e características distintas que influenciam na eficiência da tecnologia dos painéis como os processos de fabricação das células, as indústrias, o ano de fabricação e fatores climáticos.

Figura 2.2 – Evolução da eficiência em diversos tipos de células PV.



Fonte: Adaptado de (NREL, 2020).

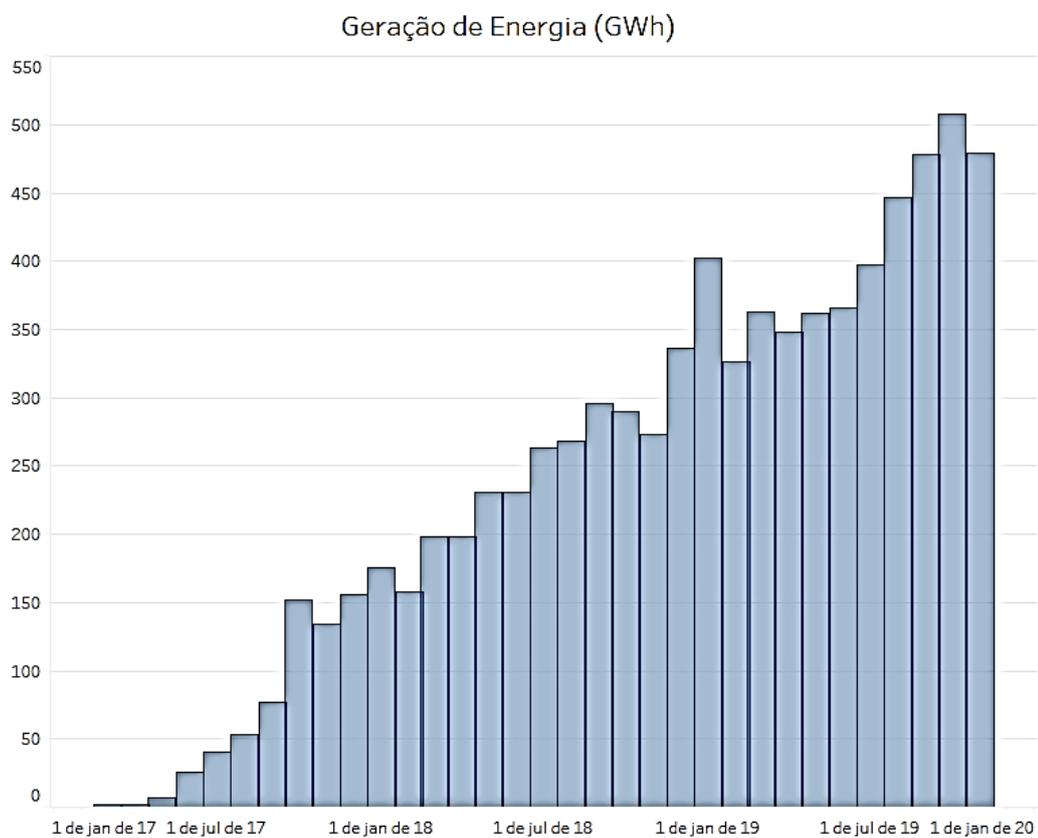
Tabela 2.1 – Tecnologias de fabricação das células solares e suas eficiências.

<b>Material</b>	<b>Eficiência em Laboratório</b>	<b>Eficiência da Célula Comercial</b>	<b>Eficiência dos Módulos Comerciais</b>
Silício monocristalino	24,7%	18%	14%
Silício policristalino	19,8%	15%	13%
Silício cristalino de filme fino	19,2%	9,5%	7,9%
Silício amorfo	13%	10,5%	7,5%
Silício micro-morfo	12%	10,7%	9,1%
Célula solar híbrida	20,1%	17,3%	15,2%
CIS, CIGS	18,8%	14%	10%
Telureto de cádmio	16,4%	10%	9%

Fonte: Adaptado de (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

A Figura 2.3 mostra a geração de energia elétrica PV no Brasil reunindo a fonte de todas as usinas solares supervisionadas e programadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

Figura 2.3 – Crescimento da geração fotovoltaica no Brasil.

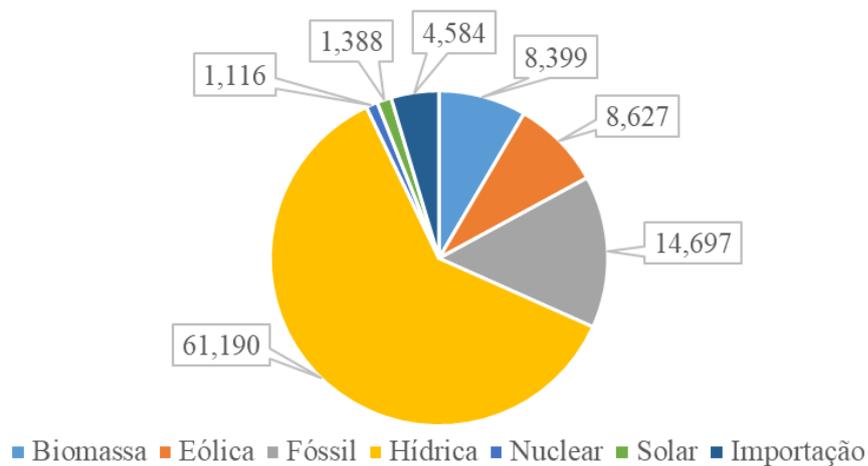


Fonte: (ONS, 2020).

Pode-se notar que o aumento da geração PV das usinas tem se intensificado com o passar dos anos tendo chegado a 508 MWh em outubro de 2019, conforme Figura 2.3. No entanto, o percentual da geração PV na matriz energética brasileira ainda é baixo, cerca de 1,39%, conforme mostra a Figura 2.4 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A participação de usinas movidas a combustíveis fósseis (14,7%) ainda é significativamente maior e, por isso, uma combinação de fontes de energia renováveis com a geração PV surge como uma boa solução para a substituição das fontes poluentes (LAVE; ELLIS, 2017).

A geração PV é uma ótima alternativa para suprir a demanda por energia limpa, porém ela está limitada à geração diurna e quando haja incidência solar nos painéis. Dessa forma, uma excelente opção para uma mais rápida disseminação desta fonte é a evolução das tecnologias de armazenamento de energia e/ou a sua associação com outras fontes renováveis que possam complementar o fornecimento de eletricidade nos demais horários de demanda.

Figura 2.4 – Matriz de energia elétrica do Brasil.

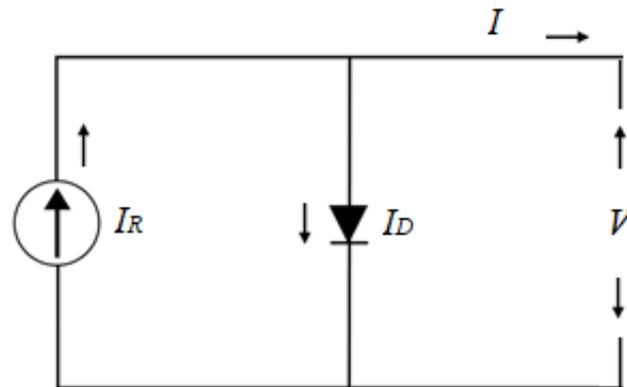


Fonte: (ANEEL, 2020).

### 2.1.1 Painel fotovoltaico fixo

Na composição de um painel PV existem inúmeras células que produzem eletricidade através do efeito fotovoltaico. Um conjunto de células solares são interligadas entre si e prensadas entre duas placas de diferentes materiais constituindo assim um módulo PV que, quando interligado com mais de um módulo constitui um arranjo PV. A Figura 2.5 representa um modelo elétrico equivalente simplificado do circuito de uma célula PV composta por uma fonte de corrente foto gerada e um diodo de junção *pn*.

Figura 2.5 – Circuito simplificado de uma célula solar.



Fonte: Próprio Autor.

O modelo simplificado da Figura 2.5 representa a célula PV, sendo a corrente gerada pela radiação solar incidente  $I_R$ , a corrente que circula no diodo  $I_D$ , a tensão de saída  $V$  e a corrente da célula  $I$ .

A topologia PV fixa é a configuração mais simples e comum entre os projetos de geração PV e sua instalação pode ser observada no exemplo da Figura 2.6. Este tipo de topologia é encontrado geralmente em cima dos telhados de residências e indústrias e até mesmo em estruturas de fixação no chão em locais abertos e em áreas expostas ao sol.

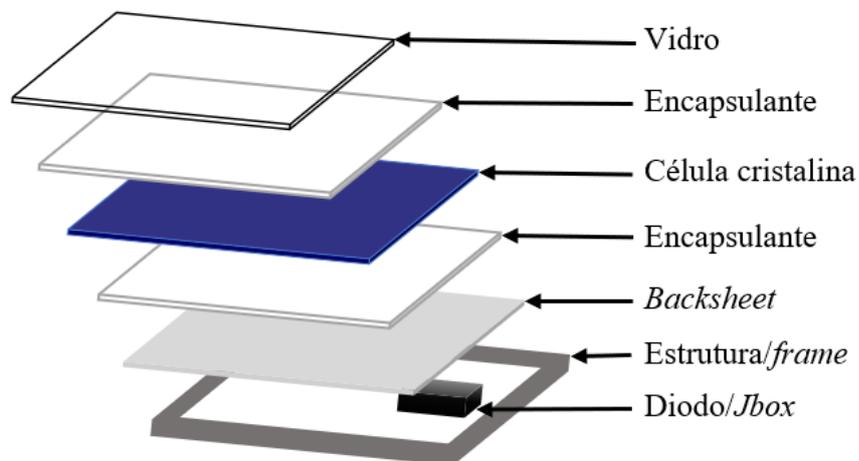
Figura 2.6 – Painéis fotovoltaicos instalados no telhado de uma residência.



Fonte: Próprio Autor.

Os módulos PV de silício cristalino são compostos por diversas camadas conforme ilustra a Figura 2.7. As camadas que envolvem as células solares são necessárias para protegê-las das ações climáticas e proporcionar uma maior vida útil ao gerador PV. No entanto, quando exposto à radiação solar, vento, umidade, altas temperaturas, estresse físico como chuvas intensas, granizo e neve, a geração de eletricidade diminui com o passar do tempo.

Figura 2.7 – Camadas que compõe um painel fotovoltaico de silício cristalino.



Fonte: Próprio Autor.

As camadas que compõem o painel são fundamentais para a geração de energia PV. A camada de vidro tem o papel de deixar o máximo de luz passar e suportar as mais fortes chuvas de granizo. O filme encapsulante, conhecido como EVA (*Ethylene Vinyl Acetat*), é um material selante produzido especificamente para ser usado na junção das camadas do painel. Ele não só protege as células PV da descoloração como das temperaturas extremas e da entrada de umidade entre as camadas. O *backsheet* é uma lâmina de plástico branco que fica atrás do painel e tem o papel de proteger as células solares, principalmente, com relação a isolação elétrica, infiltração de água e vapor. O diodo/*Jbox* ou caixa de junção é uma das partes mais importantes do módulo pois é onde ficam os cabos conectores e diodos de desvio ou *by-pass* que garantem a segurança e a operação do módulo PV (PINHO; GALDINO, 2014). A estrutura/*frame* é feita geralmente em alumínio é a última camada a ser prensada ao redor do painel PV com o papel de fornecer rigidez estrutural, locais para sua fixação e proteção do vidro frontal.

Os módulos PV são instalados sob uma inclinação em que a radiação solar diária incida pelo maior tempo possível sobre a sua superfície e de forma direta. No entanto, a finalidade para a qual a geração PV é projetada pode alterar a inclinação do painel, fazendo com que possa gerar mais em determinados períodos do ano ou do dia do que em outros. Geralmente, os

módulos são alinhados na direção Leste a Oeste e no sentido Norte ou Sul de acordo com a localização no hemisfério. A inclinação do módulo PV varia, principalmente, com a latitude do local da instalação tendo como uma das principais vantagens o baixo custo de instalação e manutenção. Por outro lado, essa configuração comparada às demais pode apresentar baixa eficiência elétrica devido ao ângulo não ideal de inclinação da radiação em relação ao painel (CRESESB, 2014).

### **2.1.2 Painel fotovoltaico com arrefecimento**

O aumento da temperatura no painel PV reduz a potência elétrica de saída devido a diminuição da tensão elétrica na célula. A eficiência em média é reduzida em 0,5% por grau Celsius de aumento na temperatura da superfície do painel (SIECKER; KUSAKANA; NUMBI, 2017). Assim, o arrefecimento de painéis PV torna-se uma boa alternativa para amenizar essa perda na eficiência causada pela elevação da temperatura de operação durante a geração PV. O arrefecimento surge como uma possível solução para o controle da temperatura de operação dos painéis e possível aproveitamento térmico.

Diversos tipos de arrefecimento podem ser encontrados na literatura, dentre eles pode-se citar o realizado por ventilação forçada, dissipadores de calor na parte posterior do painel, jato de água no vidro frontal, termoelétrico, geotérmico, imersão em água e o arrefecimento por circulação forçada de água que é ilustrado na Figura 2.8. Este último tem a possibilidade de aproveitamento térmico, ou seja, o calor retirado dos painéis pode ser utilizado em diversas aplicações como, por exemplo, para o aquecimento de água residencial.

O arrefecimento por circulação forçada de água pode acontecer, basicamente com a troca térmica em um reservatório convencional na temperatura ambiente ou de forma geotérmica. Este último é baseado no aproveitamento da energia térmica do solo e com isso pode-se obter um aumento em torno de 20% no seu rendimento comparando-se com um painel convencional de referência (FARRET et al., 2014). O aumento no desempenho dos painéis com arrefecimento geotérmico é maior que o arrefecimento por circulação de água tradicional, o qual varia entre 10 a 15%, contudo o seu aproveitamento térmico é menor. Entretanto, quando se considera a eficiência elétrica junto com a térmica são encontrados valores entre 55 até 65% de rendimento para o arrefecimento PV com circulação de água e aproveitamento térmico. Apesar disto, o mercado para esta topologia PV ainda é restrito, principalmente devido aos custos de instalação e a manutenção dos equipamentos (CHOW, 2010).

Figura 2.8 – Parte posterior de painéis PV com arrefecimento por circulação de água.



Fonte: Próprio Autor.

### 2.1.3 Painel fotovoltaico com rastreamento solar

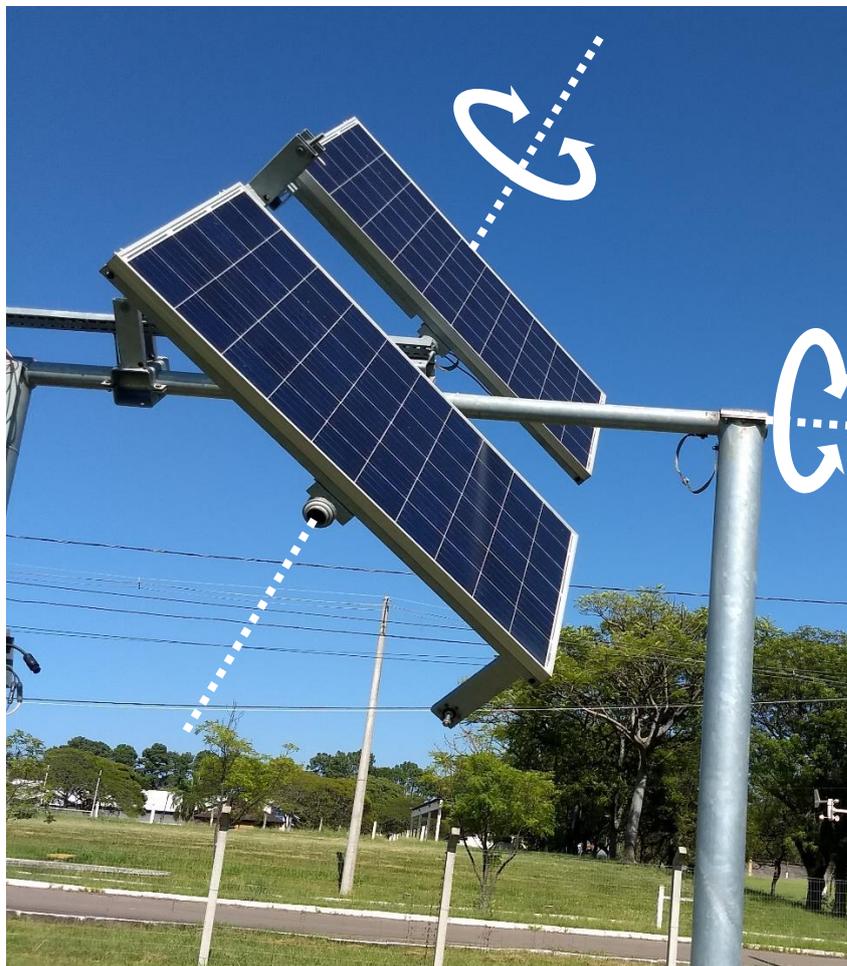
O rastreamento solar é utilizado nos módulos PV para maximizar a geração de eletricidade uma vez que as placas podem ficar perpendiculares aos raios solares na maior parte do dia. Esta topologia de instalação possui mecanismos que direcionam os painéis desde o nascer ao pôr do sol. Quando utilizado o rastreamento em dois eixos, os módulos PV acompanham o movimento do sol ao longo do ano também, permitindo maior captação da radiação solar e, portanto, elevando a produção de energia (FOUADA; SHIHATAB; MORGAN, 2017).

O rastreamento solar de painéis PV costuma acontecer com eixo simples ou com dois eixos conforme ilustra a Figura 2.9. A estrutura com dois eixos acompanha o sol de Leste a Oeste e de Norte a Sul através de dois movimentos enquanto a estrutura simples acompanha o sol apenas de Leste a Oeste. Os painéis com rastreamento podem apresentar melhor desempenho quando comparados aos painéis PV fixo, em contrapartida essa tecnologia possui menor confiabilidade e maior custo de instalação e manutenção (ALMEIDA; FREIRE, 2008).

Um dos principais objetivos do rastreamento solar é obter o melhor aproveitamento da irradiância diária. Em países próximos da linha do Equador a maior captação solar gera um aumento da temperatura do módulo, aumentando as perdas e a degradação das células. Assim

sendo, a produção de eletricidade é maior em comparação ao gerado pelos painéis fixos, porém é preciso verificar as perdas que acontecem pelo aumento da temperatura. Um estudo realizado por Eldin, Abd-Elhady e Kandil (2016) mostra um aumento líquido da energia gerada pelo uso do rastreamento em relação a topologia fixa de 30% em Berlim, na Alemanha. Entretanto, os autores obtiveram aumentos em torno de 2% em Aswan, no Egito, entre uma série de fatores que influenciaram na geração de energia em Aswan, os principais foram as altas radiação solar e temperatura ambiente do local.

Figura 2.9 – Painel fotovoltaico com rastreamento solar em dois eixos.



Fonte: Próprio Autor.

Como se disse acima, a temperatura ambiente elevada prejudica a geração PV tal como ocorre principalmente em países tropicais. Nesse sentido, o rastreamento solar nestes locais precisa ser avaliado, uma vez que a alta incidência de irradiação solar juntamente com as altas temperaturas pode diminuir a durabilidade e o desempenho esperado nesta topologia. A

utilização de arrefecimento nos painéis com rastreamento é uma das soluções propostas pela literatura técnica para maximizar a geração de energia e aproveitar o aquecimento da água. A combinação destas topologias pode preservar a vida útil do painel, mantendo o seu desempenho acima da média e viabilizando a instalação de diferentes topologias PV.

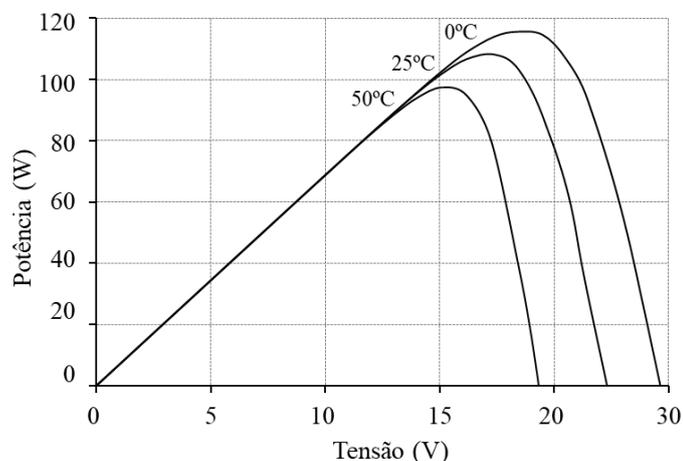
## 2.2 INFLUÊNCIA DAS CONDIÇÕES CLIMÁTICAS NA GERAÇÃO PV

As condições de operação do painel PV influenciam diretamente na geração de eletricidade. Entre os principais fatores ligados ao desempenho da geração estão as características climáticas do local onde a instalação PV está situada. Nesta seção é abordada a influência da temperatura, da velocidade do vento e da radiação solar incidente nos painéis PV.

### 2.2.1 Efeitos da temperatura na geração fotovoltaica

As variações da temperatura ambiente sobre os painéis afetam diretamente a geração PV. Quando o painel trabalha em elevadas temperaturas as células PV podem se degradar significativamente e, portanto, reduzir a vida útil do módulo. Esse aumento da temperatura reduz a potência de saída, principalmente por diminuir a tensão elétrica da célula mesmo acompanhado de um inexpressivo aumento na corrente elétrica. Isto acontece principalmente porque, tanto a tensão quanto a corrente elétrica no modelo de diodo de polarização reversa são alterados (FARRET; SIMÕES, 2018). Na Figura 2.10 é possível verificar a influência da temperatura na potência PV.

Figura 2.10 – Influência da temperatura na potência elétrica da célula fotovoltaica.



Fonte: Próprio Autor.

Na Figura 2.10 verifica-se a influência da temperatura na geração PV onde a 0 °C há maior geração de energia do que com 50 °C. Se a radiação solar for mantida fixa e a temperatura do painel aumentar, conseqüentemente a tensão e a potência de saída irão diminuir.

Usualmente, a perda de potência é da ordem de  $-0,41\%/^{\circ}\text{C}$  (CANADIAN SOLAR INC, 2018) e acontece pela expressiva queda de tensão de circuito aberto para cada grau de aumento da temperatura. Na Figura 2.10 pode-se perceber o quanto a potência e tensão do módulo diminuem em relação ao aumento da temperatura. A partir disso, pode-se dizer que quanto menor for a temperatura de operação do painel, maior será a produção de energia.

Os efeitos no material que compõe a geração PV são diversos, contudo podem ser citados dois deles: (i) a elevada temperatura de operação que causa uma determinada vibração na rede do semicondutor, dificultando a passagem livre dos portadores de carga; (ii) a junção *pn* não consegue mais separar as cargas devido às altíssimas temperaturas (HERSCH, 1982).

Em locais de clima quente e pouca intensidade dos ventos, a temperatura dos módulos PV pode superar os 80 °C. Geralmente os painéis PV possuem uma temperatura máxima de operação até 85 °C. Acima dessa temperatura pode ocorrer o comprometimento do painel. Por isso, em cada localidade é necessário coletar, entre algumas das informações necessárias, os valores de irradiância e temperatura ambiente para verificar se é seguro o funcionamento do módulo.

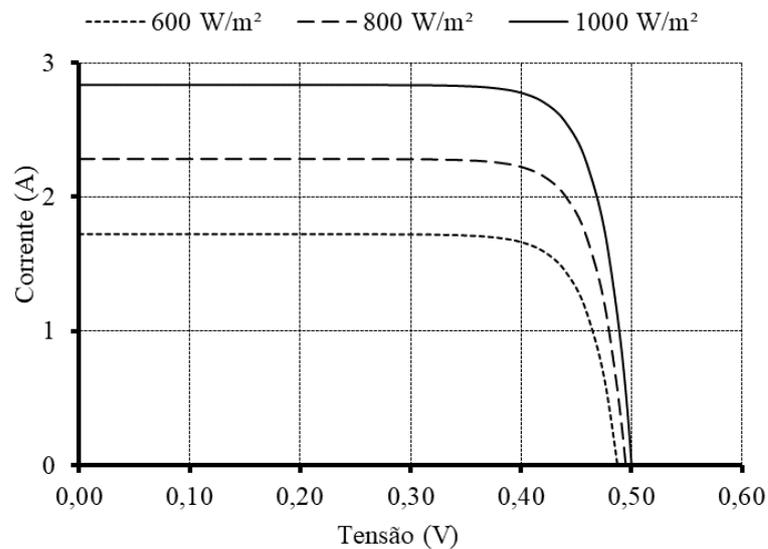
O cálculo da temperatura no painel PV pode ser realizado de diversas maneiras. As fórmulas variam suas complexidades dependendo, principalmente, da busca para se obter valores mais precisos. A fórmula definida por Colmenar-Santos et al. (2016) é uma das mais conhecidas e de simples aplicação para obter o perfil da temperatura do módulo. Estudos como Moharram et al. (2013) e Meral, Dinçer (2011) mostram que a temperatura impacta negativamente na potência dos módulos e que o arrefecimento surge como uma solução para aumentar a eficiência.

### **2.2.2 Radiação solar incidente nos painéis**

A geração PV depende diretamente da radiação solar incidente na superfície do painel. Esta energia incidente por unidade de área é chamada de irradiância (JAYAKUMAR, 2009). A intensidade da irradiância varia ao longo do dia principalmente por causa do movimento das nuvens, deslocamento do sol e precipitações pluviométricas que eventualmente possam ocorrer. Quanto maior for a irradiância e a temperatura ambiente, maiores serão as chances de o painel PV sobreaquecer e de ocorrerem falhas no circuito interno do módulo.

A quantidade de radiação solar incidente nos módulos PV oscila ao longo do dia e de acordo com as mudanças no tempo. Essas alterações de tempo configuram-se como em dias chuvosos ou quando uma nuvem faz sombra no módulo, por exemplo. A Figura 2.11 mostra a curva da corrente-tensão característica do painel para diferentes níveis de irradiância. Nota-se que os menores níveis de radiação solar incidente causam os menores valores de corrente e, conseqüentemente, a diminuição da eficiência de geração do módulo PV.

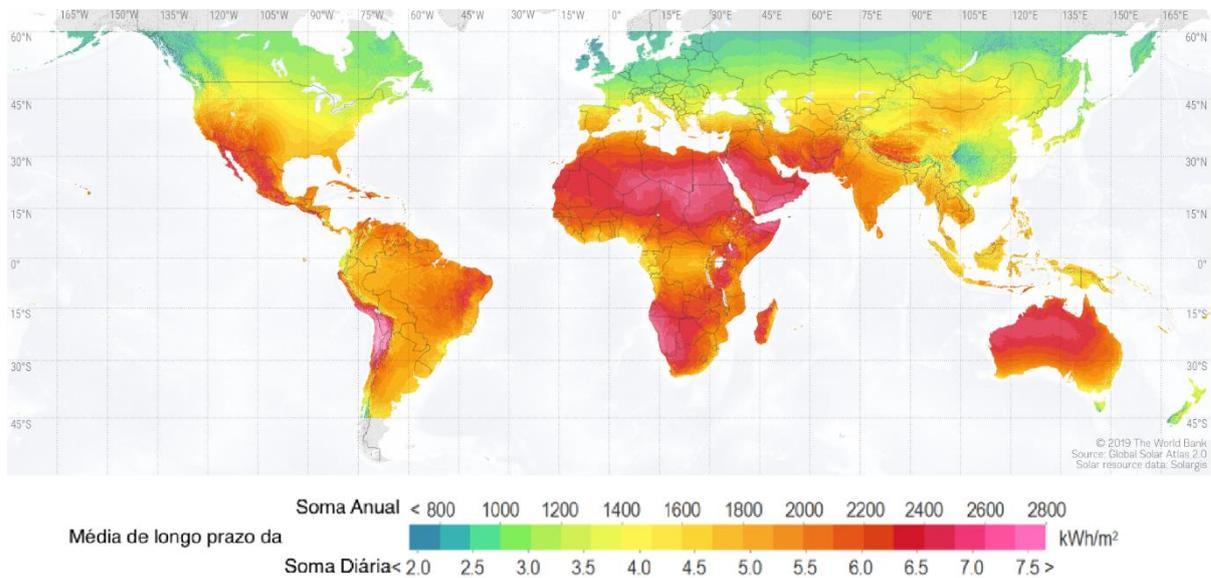
Figura 2.11 – Curva característica do painel PV com diferentes níveis de irradiância.



Fonte: Próprio Autor.

A radiação solar acaba afetando significativamente o desempenho e a durabilidade da instalação PV. Além disso, a inclinação de uma instalação PV é fundamental para a captação dos raios solares, uma vez que a geração é máxima quando o painel está posicionado perpendicularmente a eles. Nesse sentido, conforme pode ser visto na Figura 2.12, a irradiação média anual no Brasil é significativamente alta comparada com outros países do mundo. Isto se deve, principalmente, à sua localização tropical, onde observam-se taxas médias de irradiação solar superiores a 5,5 kWh/m<sup>2</sup> chegando até 6,5 kWh/m<sup>2</sup> entre os Estados da Bahia e do Piauí.

Figura 2.12 – Radiação solar global incidente na superfície terrestre.

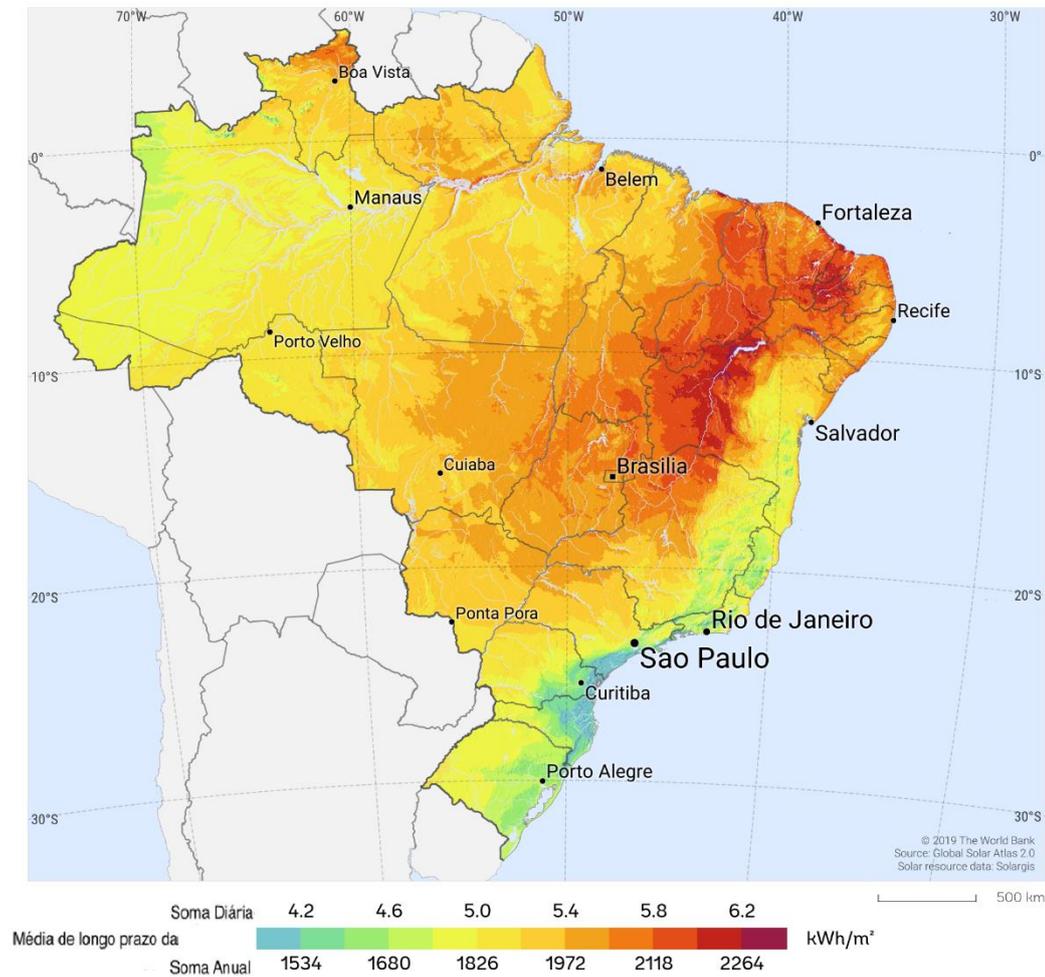


Fonte: Adaptado de (SOLARGIS, 2019).

O território nacional brasileiro possui condições favoráveis para a instalação da geração PV sob o aspecto da irradiação solar. Na Figura 2.13 mostra-se o grande potencial solar do Brasil. Além disso, o governo tem criado incentivos em pesquisas, comercialização, desenvolvimento do mercado de fabricação e implantação de painéis PV. A modalidade tarifária é um dos principais incentivos para a instalação da geração distribuída e a energia PV tem sido uma das opções mais aderidas pelos brasileiros em termos de geração distribuída.

O Brasil possui grande potencial solar na maioria das suas regiões, até mesmo no Sul, na qual as taxas de irradiação são mais baixas, podendo ser equiparadas com as da Amazônia equatorial, porém com uma temperatura ambiente média mais baixa. O potencial solar nacional é significativamente maior que a maioria dos países europeus onde o aproveitamento solar é bem mais intenso e realizado a mais tempo. Outro fator importante é que a média anual de irradiação global ao longo do território possui baixa variação entre as regiões brasileiras mesmo isto não acontecendo para os valores meteorológicos (PEREIRA et al., 2006).

Figura 2.13 – Irradiação solar média no Brasil.



Fonte: Adaptado de (SOLARGIS, 2019).

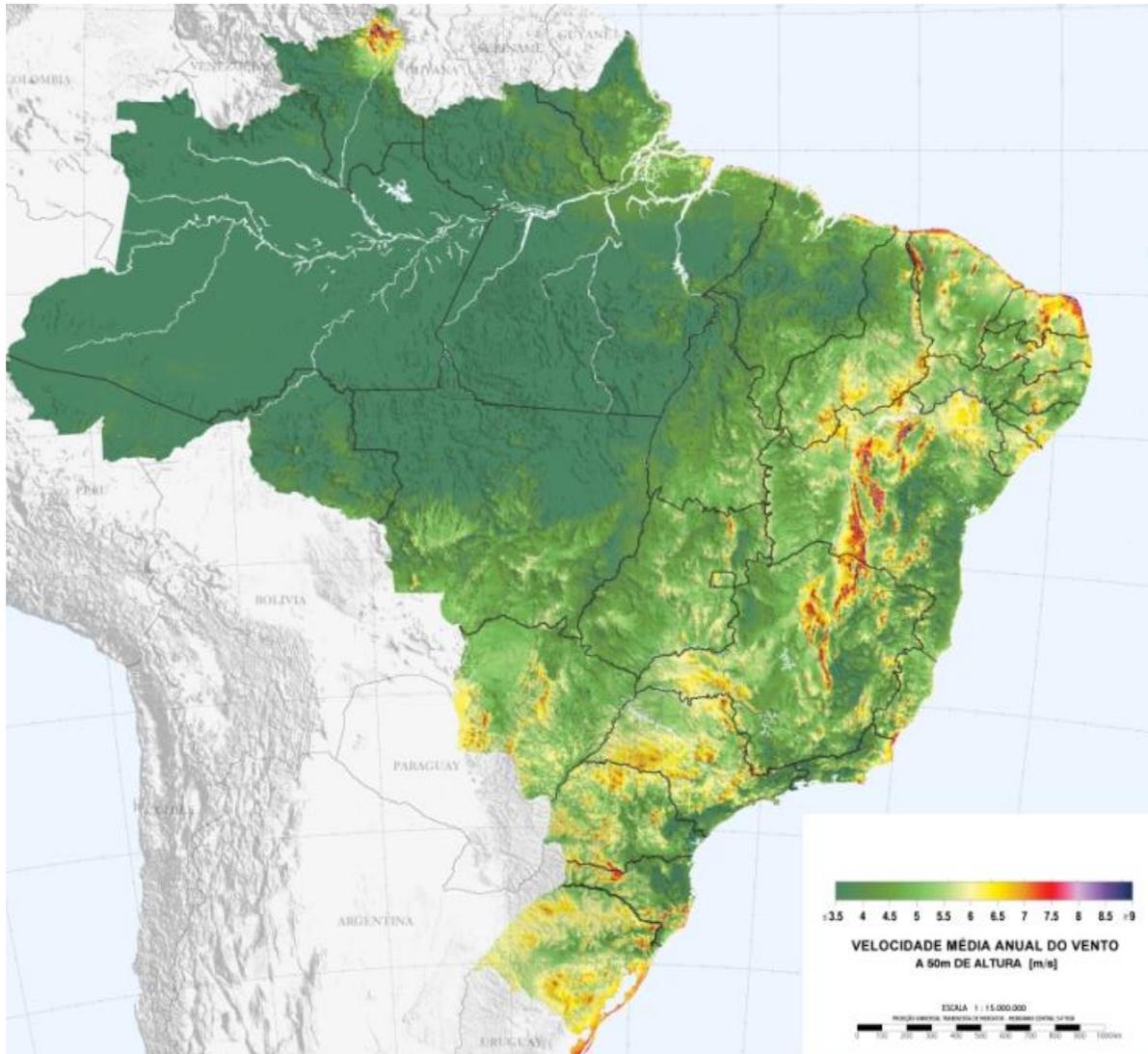
### 2.2.3 A influência da velocidade do vento na geração PV

A influência da velocidade do vento na geração fotovoltaica pode ser positiva quando relacionada a dissipação da energia térmica dos painéis ou negativa quando se refere a ventos fortes que podem causar a deformação do painel PV. Um fator que prejudica a eficiência e a durabilidade dos geradores PV é a poeira que o vento carrega para a superfície do painel criando uma camada de sujeira. Essa camada de poeira impossibilita a passagem dos raios solares até a célula solar diminuindo assim a energia gerada.

A velocidade do vento auxilia na dissipação do calor das células PV aumentando a eficiência de geração dos painéis. Os locais com maiores médias de velocidade de vento podem

proporcionar maior rendimento aos painéis e também demonstram alto potencial eólico. A Figura 2.14 mostra o perfil anual da velocidade média do vento para as regiões do Brasil.

Figura 2.14 – Velocidade média anual dos ventos no Brasil.



Fonte: (AMARANTE et al., 2001).

As informações sobre a velocidade do vento disponibilizadas em bancos de dados correspondem a instrumentos de medição posicionados entre dez e cinquenta metros acima do nível do solo. Isso não condiz especificamente com a altura de instalação da maioria dos painéis PV que ficam abaixo de dez metros, porém, são os dados disponíveis encontrados mais adequados para este estudo. Além da utilização das medições para encontrar a velocidade dos ventos, um abrangente sistema de *software* de modelagem numérica simula a dinâmica atmosférica dos regimes de vento e variáveis meteorológicas. Essas simulações são delimitadas

por um referencial existente, medidos sobre o oceano e em diversas regiões do Brasil para se obter as médias, diárias, mensais e anuais da velocidade dos ventos (AMARANTE et al., 2001).

Os valores médios da velocidade do vento obtidos para o estudo desta dissertação contribuem para os cálculos de previsão da durabilidade e eficiência dos painéis, uma vez que é de extrema dificuldade e complexidade a modelagem do relevo, da vegetação e da rugosidade do terreno para se obter as velocidades do vento em diferentes localidades a diferentes níveis de altura em relação ao solo. Além disso, a velocidade do vento possui grande variação ao longo do dia e ao longo do ano. Portanto, as médias que apresentam-se similares entre as regiões brasileiras, conforme pode ser visto na Figura 2.14, são utilizadas neste estudo para a contribuição nos cálculos de desempenho e durabilidade da geração PV.

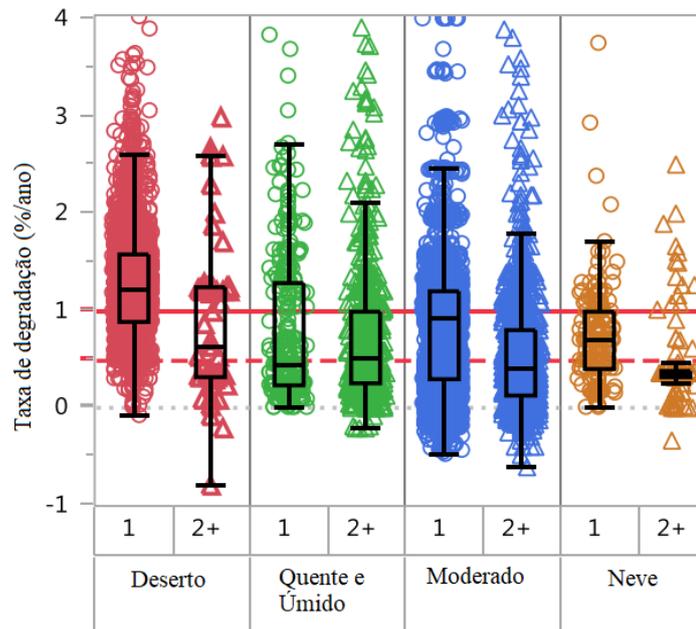
### 2.3 DEGRADAÇÃO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Uma metodologia global para encontrar a taxa de degradação seria ideal para a previsão da durabilidade dos painéis PV. Contudo, diversas metodologias foram desenvolvidas na literatura e apresentam diferentes níveis de confiabilidade. Cada método gera um resultado diferente com variáveis divergentes e dados incertos. Além disso, os testes de qualificação estabelecidos para o painel PV não provam que a sua vida útil teórica será a mesma em todos os ambientes operacionais, isto é em localidades frias ou tropicais.

As variáveis que afetam a taxa de degradação envolvem o tipo de tecnologia, as topologias operacionais e as condições climáticas do local onde está inserida a instalação PV. Esta taxa é identificada pela redução de desempenho, ou seja, da potência nominal de saída do módulo ao longo do tempo comumente expressa em %/ano (CRONIN et al, 2013).

Um estudo conduzido por Jordan e Kurtz, (2013) resultou na análise de 1751 publicações de trabalhos onde a taxa média de degradação foi de 0,7%/ano para células a base de silício cristalino, conforme Figura 2.15 para uma medição (1) e para múltiplas medições (2+). O valor da degradação média para a tecnologia de filmes finos foi de 1,5%/ano embora a variação tenha sido encontrada entre 0,2 a 4,2%. Isto mostra uma variação muito grande nos relatos obtidos em cada trabalho experimental e um pequeno número de estudos para o cálculo da taxa de degradação (OSTERWALD et al., 2006).

Figura 2.15 – Taxas de degradação média anual para diferentes climas.



Fonte: Adaptado de (JORDAN et al., 2016).

A Figura 2.15 mostra as taxas de degradação particionadas pelo número de medições coletadas e pelo tipo de clima (deserto, quente e úmido, moderado e neve). É possível notar uma tendência climática em relação aos climas mais quentes, no entanto a variação da taxa de degradação é tão alta que torna difícil tomar decisões precisas.

As causas de degradação de ocorrência mais típicas estão aliadas a delaminação, descoloração, quebra das células, depósito de sujeira, falha no circuito interno, trincos nos módulos e corrosão dos metais que compõe os painéis. Esses fatores estão atrelados a degradação do gerador PV basicamente em três maneiras: (i) diminuição da transmitância; (ii) aumento da resistência série e (iii) diminuição da resistência *Shunt* (KAHOUL; HOUABES; SADOK, 2014).

Muitas das metodologias empregadas para o cálculo das taxas de degradação apresentam incertezas em seus resultados. Isto decorre das incertezas nas medições experimentais até mesmo da irradiância que podem chegar a 4,5% na taxa de desempenho da geração PV (STROBEL et al., 2009). Assim, uma metodologia que trate destas incertezas considerando os valores de degradação inferiores a 0,5%/ano é fundamental para satisfazer o planejamento PV de longo prazo (VAZQUEZ; REY-STOLLE, 2008).

A medida que o mercado de painéis PV se expande o entendimento do desempenho e da degradação real de operação se tornam requisitos essenciais para o sucesso da previsibilidade

da instalação. Os resultados obtidos por diferentes trabalhos de pesquisa proporcionam um aprofundamento na degradação da geração PV e das diferentes tecnologias de células, contribuindo dessa forma com dados sobre a durabilidade e eficiência dos módulos a longo prazo.

## 2.4 LÓGICA FUZZY

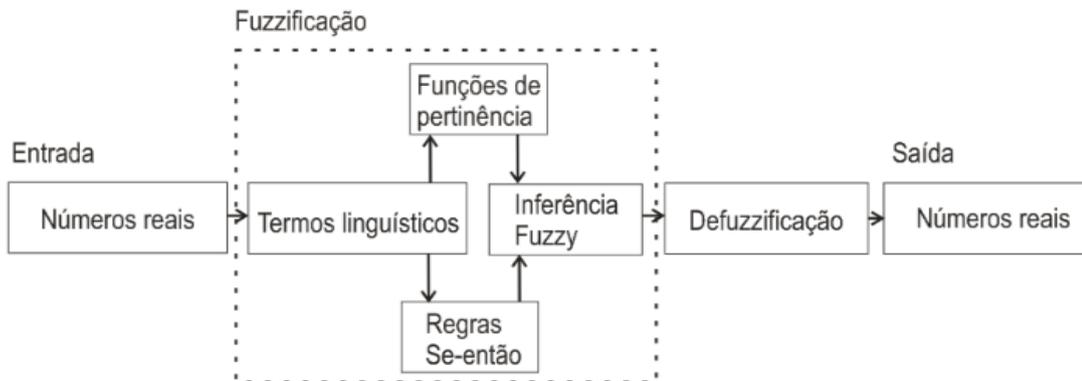
A lógica *fuzzy* é uma modelagem com capacidade de converter conceitos vagos, incertos, difusos, nebulosos, imprecisos ou ambíguos expressos muitas vezes na linguagem humana em formato numérico e realizar um processamento computacional simplificado. Esta lógica incorpora a forma tradicional de pensar em um controlador como, por exemplo, a aplicação do raciocínio dedutivo onde conclusões são feitas baseadas em conhecimento adquirido e dependem do observador (SHAW; SIMÕES, 1999).

A aplicação dessa modelagem é vastamente utilizada para previsões no âmbito da geração PV. Os autores Chugh, Chaudhary e Rizwan (2015) e Yazdanbaksh, Krahn e Dick (2013) por exemplo, utilizam *fuzzy logic* para a predição de geração proveniente de fontes renováveis. No estudo de Jahic et al. (2016) esta lógica é utilizada para prever a quantidade de energia elétrica que está sendo produzida pelos painéis a partir de uma pequena amostra de dados.

A modelagem difusa entende que um elemento pode pertencer a mais de um conjunto e em diferentes graus, ou seja, não é simplesmente uma afirmação ou uma negação, mas um grau de pertinência (KLIR; YUAN, 2003). Este grau está definido em um intervalo de zero a um, no qual “zero” não possui participação e “um” significa participação máxima. Entretanto, os valores que se encontram entre zero e um também possuem pertinência só que em um grau de participação parcial.

A Figura 2.16 ilustra quais são as etapas de um sistema *fuzzy*. Primeiramente são definidas as variáveis de entrada e as transformadas de números reais para termos linguísticos. Esta etapa também é conhecida como fuzzificação onde são aplicadas as funções de pertinência e criados os conjuntos *fuzzy*. Então, as regras são formuladas e aplicadas no sistema de inferência que faz todo o processamento das variáveis de entrada em termos linguísticos. Após isto, vem a etapa de defuzzificação para transformar as saídas do sistema de inferência em um domínio numérico, sendo esta operação inversa da fuzzificação (SHAW; SIMÕES, 1999).

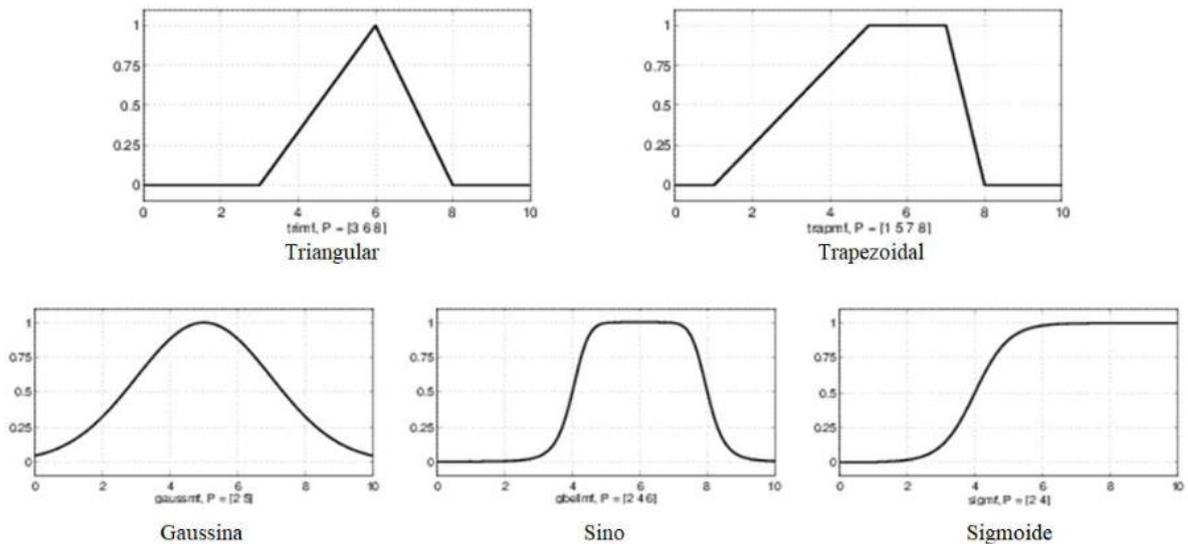
Figura 2.16 – Etapas da lógica *fuzzy*.



Fonte: Adaptado de (BARROS, 2006).

As funções de pertinência possuem diversos formatos, como mostra a Figura 2.17. No entanto, as funções mais utilizadas são as triangulares e trapezoidais nas quais reside a diferença no grau de pertinência 1. Nesse sentido, a função triangular é mais específica por apresentar apenas um ponto com pertinência 1 enquanto a trapezoidal se mostra mais ampla por expandir uma série de valores com pertinência plena.

Figura 2.17 – Cinco formatos genéricos das funções de pertinência.



Fonte: Adaptado de (MATHWORKS, 2016).

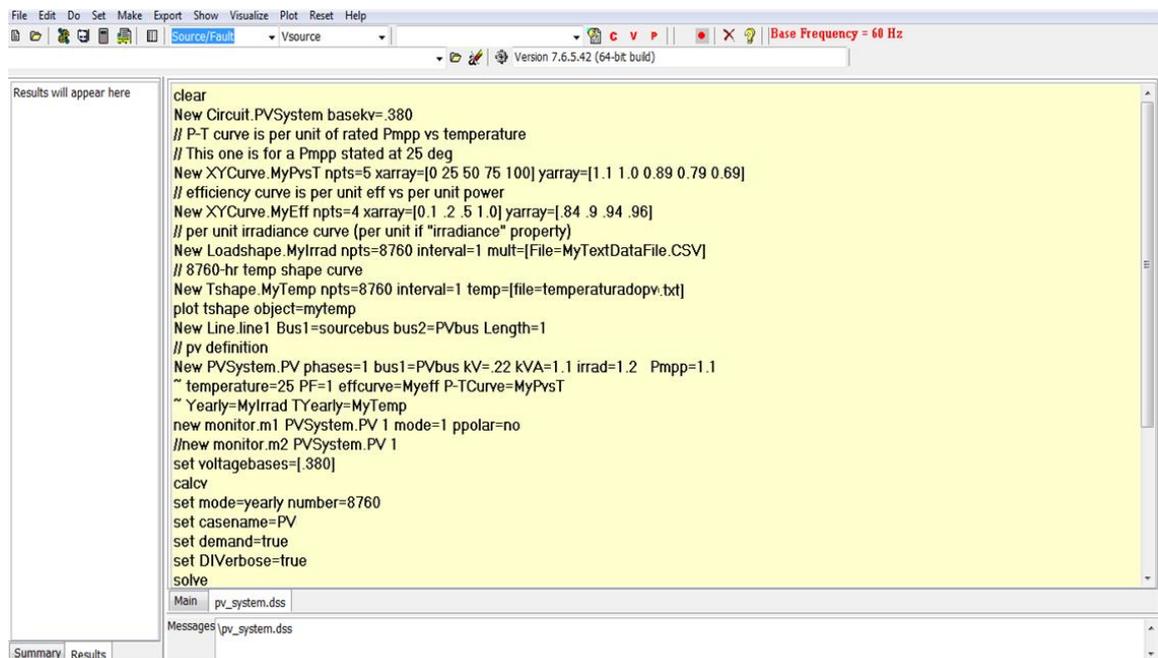
Os controladores Mamdani são os mais utilizados na literatura, pois possuem praticidade de implementação e permitem o acompanhamento e a manipulação das regras. De

maneira geral, o controlador realiza a interação entre cada variável dentro de uma regra e agrega diferentes regras. Assim, pode-se dizer que a lógica *fuzzy* se concentra em quatro conceitos: (i) conjuntos difusos; (ii) variáveis linguísticas; (iii) distribuições de possibilidades; (iv) regras *fuzzy* (PEI, 2012).

## 2.5 O software *OpenDSS*

O programa computacional *OpenDSS 7.6.5.42 (Open Distribution System Simulator)* teve sua versão lançada com licença de código aberto em 2008 pelo *Electric Power Research Institute (EPRI)*. Essa ferramenta de simulação de sistemas de energia elétrica é utilizada no estudo de sistemas de potência, principalmente no que diz respeito à distribuição de energia elétrica. O *OpenDSS* suporta quase todas as análises de domínio de frequência comumente realizadas em sistemas de distribuição de energia elétrica. Além disso, este *software* suporta novos tipos de análises que são projetadas para atender futuras necessidades relacionadas à pesquisa de redes inteligentes e energia renovável (OPENDSS, 2018). A Figura 2.18 mostra a linguagem de programação do *software OpenDSS* como parte do código simulado.

Figura 2.18 – Código de simulação na área de parametrização do *OpenDSS*.



```

clear
New Circuit.PVSystem basekv=.380
// P-T curve is per unit of rated Pmpv vs temperature
// This one is for a Pmpv stated at 25 deg
New XYCurve.MyPvsT npts=5 xarray=[0 25 50 75 100] yarray=[1.1 1.0 0.89 0.79 0.69]
// efficiency curve is per unit eff vs per unit power
New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[0.1 .2 5 1.0] yarray=[.84 9 .94 .96]
// per unit irradiance curve (per unit if "irradiance" property)
New Loadshape.MyIrrad npts=8760 interval=1 mult=[File=MyTextDataFile.CSV]
// 8760-hr temp shape curve
New Tshape.MyTemp npts=8760 interval=1 temp=[file=temperaturadopv.txt]
plot tshape object=mytemp
New Line.line1 Bus1=sourcebus bus2=PVbus Length=1
// pv definition
New PVSystem.PV phases=1 bus1=PVbus KV=.22 kVA=1.1 irrads=1.2 Pmpv=1.1
~ temperature=25 PF=1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT
~ Yearly=MyIrrad TYearly=MyTemp
new monitor.m1 PVSystem.PV 1 mode=1 ppolar=no
//new monitor.m2 PVSystem.PV 1
set voltagebases=[.380]
calcv
set mode=yearly number=8760
set casename=PV
set demand=true
set DIVERbose=true
solve
Main pv_system.dss
Messages pv_system.dss

```

Fonte: Adaptado do *software OpenDSS*.

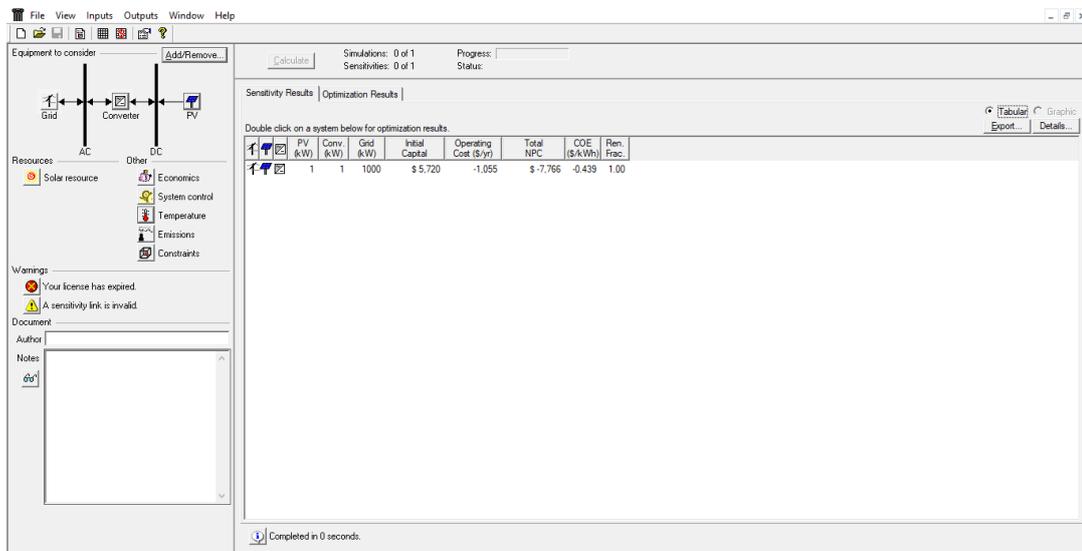
Um exemplo de aplicação do *OpenDSS* que ilustra sua aplicabilidade e confiabilidade ocorreu a partir de 2014 com a publicação da Norma Técnica nº 0057 que passou a utilizar o *OpenDSS* no aprimoramento metodológico do cálculo de perdas na distribuição, através do método de fluxo de cargas (NT0057-ANEEL). A ANEEL enfatiza que esse método possui vantagens relacionadas à precisão e transparência na regulamentação, no entanto, necessita de informações completas sobre a rede para sua execução. Ainda, esse método é de grande importância para o controle de qualidade da energia, principalmente, no quesito de evitar a violação do nível adequado de tensão em regime permanente.

O *OpenDSS* consiste em uma ferramenta de simulações utilizada neste trabalho no método “Normal” do *software*, onde a interação é feita através da injeção de corrente de ponto fixo. Este método é vastamente utilizado na área dos cálculos de fluxo de potência com fontes alternativas de energia.

## 2.6 O *software Homer*

O *software Homer 2.68 beta (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables)* foi desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis (NREL), que pertence ao Departamento de Energia dos Estados Unidos. O *software* realiza simulações da operação de um determinado sistema, verificando o balanço energético horário para as 8760 horas de um ano. Esse programa de computador busca a configuração com o resultado mais otimizado através da análise de sensibilidade. Além disso, o *Homer* calcula os custos de um determinado sistema que reúne o investimento inicial, a manutenção, a reposição das partes do sistema, operação e combustível utilizado. A Figura 2.19 mostra a tela inicial de configuração de projeto do *software Homer*, sendo uma das principais etapas que constitui as simulações.

Figura 2.19 – Tela inicial do *Homer* para configuração do projeto.



Fonte: Adaptado do *software Homer*.

O *Homer* simplifica a tarefa de analisar projetos de sistemas de energia conectados ou não na rede em diversas aplicações. Muitas informações iniciais são necessárias para configurar o sistema como, por exemplo, quais os equipamentos devem ser incluídos no projeto, qual o tamanho de cada componente, os custos de cada tecnologia e assim por diante. Os algoritmos do *Homer* através da análise de sensibilidade são capazes de retornar com resultados otimizados indicando quais são as possíveis configurações do sistema.

## 2.7 RESUMO DESTE CAPÍTULO

Este capítulo apresenta uma revisão bibliográfica sobre a modelagem nebulosa para aplicação em instalações PV, algumas topologias PV, as influências climáticas na geração PV e os *softwares* utilizados nas simulações deste estudo. Com este conhecimento pode-se adentrar na metodologia para a previsão da durabilidade e eficiência dos painéis. Neste capítulo foi apresentada e discutida também a influência do clima sobre a geração PV, principalmente no que se refere a temperatura de operação dos módulos PV, velocidade dos ventos e a irradiação solar incidente. Além disso, a caracterização das topologias analisadas nesta dissertação é fundamental para a elaboração da previsão e do cálculo da degradação média PV.

### 3 DESEMPENHO E DEGRAGAÇÃO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Nesta dissertação são utilizadas informações sobre as condições de operação dos módulos PV para estabelecer pesos atrelados as principais causas de degradação. Tais informações juntamente com equações para o cálculo da geração de energia e a utilização da lógica *fuzzy* permitem as análises de desempenho e da durabilidade dos painéis. Com elas é possível encontrar uma metodologia para determinar a degradação média anual (*DR*), verificar a produção de energia PV em simulações de previsão a longo prazo e encontrar a viabilidade técnica/econômica em diferentes topologias de instalação.

#### 3.1 METODOLOGIA

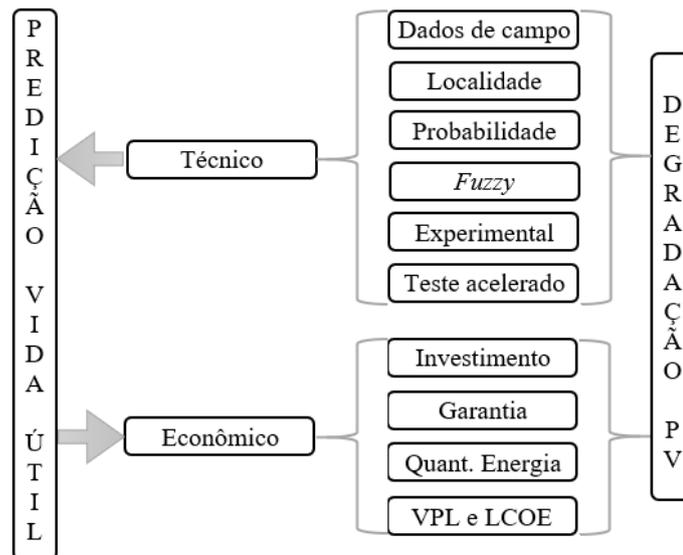
A metodologia para a previsão da durabilidade e eficiência dos painéis PV consiste necessariamente em uma série de etapas que estão divididas sucintamente em dois eixos, o técnico e o econômico. O eixo técnico consiste na obtenção dos dados necessários para gerar a taxa de degradação média anual e realizar a predição da vida útil do painel PV. O eixo econômico leva em conta o cálculo da taxa de degradação quando então realizam-se as análises financeiras relacionadas ao planejamento das instalações PV. A organização inicial da metodologia é explicitada na Figura 3.1.

A análise técnica para calcular o desempenho e a degradação PV começa pela coleta dos dados climáticos da localidade da instalação onde se quer obter a previsão da geração. Nesta etapa é importante destacar a necessidade de se verificar os estudos experimentais já realizados em campo, bem como os testes acelerados para complementação das análises. A lógica *fuzzy* é uma das ferramentas fundamentais para este estudo sendo utilizada para a obtenção da taxa de degradação em diferentes topologias PV de acordo com o processamento dos dados de entrada, com os objetivos e regras definidas. A probabilidade otimiza o processamento dos dados, uma vez que se trata de condições climáticas que possuem um comportamento vastamente estudado em termos de previsibilidade. Assim sendo, há a possibilidade de se delimitar as causas de degradação para a utilização neste estudo.

As análises financeiras ou econômicas deste trabalho são realizadas através de um estudo experimental local, com o objetivo de mostrar os investimentos necessários para a construção de cada topologia PV e o retorno financeiro dela. Esta análise é delimitada para um período estipulado no projeto de 25 anos, onde a venda da energia elétrica gerada é considerada para o cálculo do retorno do investimento. O valor presente líquido (VPL) e o custo nivelado

de energia (LCOE), consistindo na avaliação do custo por kWh para construção e operação da geração ao longo de sua vida útil estimada, são utilizados para as análises de viabilidade econômica das topologias de instalação PV.

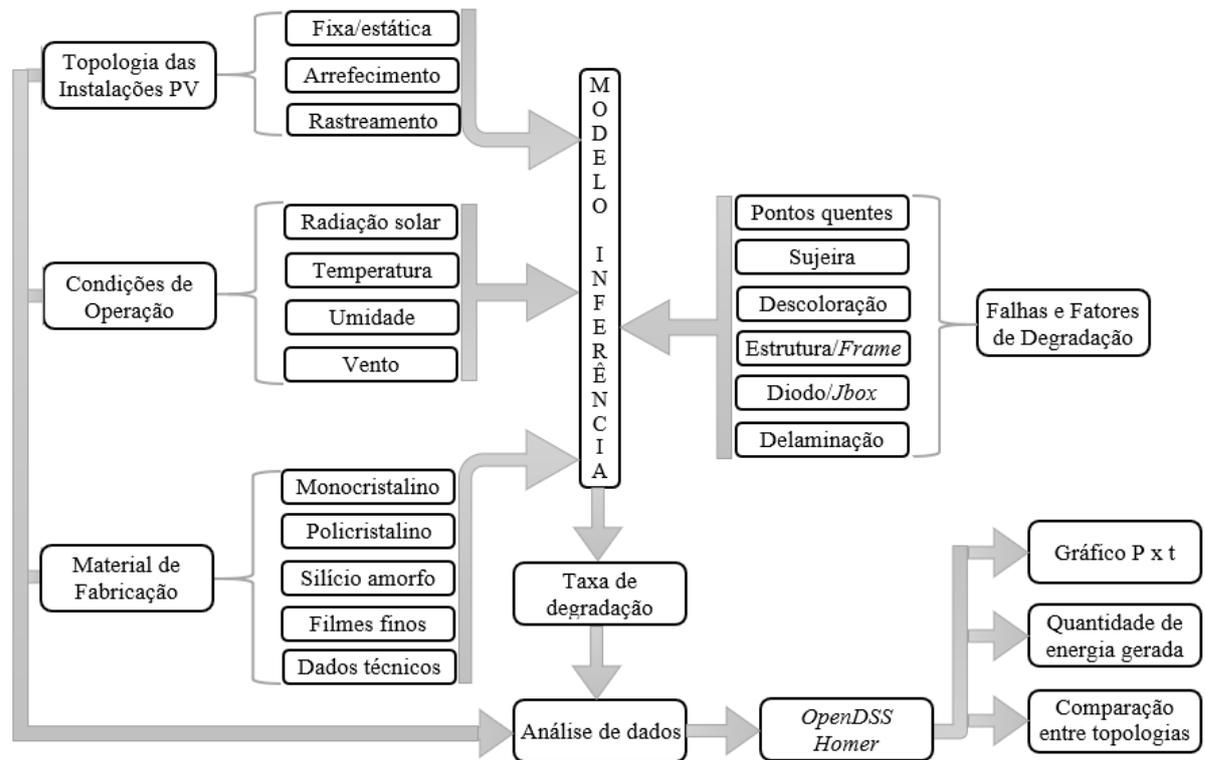
Figura 3.1 – Esquema geral da metodologia proposta.



Fonte: Próprio Autor.

Sucintamente a Figura 3.2 apresenta a metodologia utilizada nesta dissertação. Primeiramente, realiza-se uma modelagem matemática para o cálculo do desempenho da geração. Daí então, são obtidos os dados das condições climáticas através de bancos de dados e cálculos matemáticos para inserção nas simulações computacionais, sendo que a maioria dos valores coletados foram obtidos por meio de medições em campo ao longo do tempo. Posteriormente, são aplicados pesos para cada causa de degradação com o objetivo de se obter a taxa média de degradação para a topologia de instalação PV fixa. Na próxima etapa são estudadas as principais causas que influenciam o desempenho e que degradam os painéis ao longo do tempo e assim obter os dados necessários para a previsão da geração PV. Uma vez obtida a taxa de degradação para a topologia de instalação fixa e um sistema de inferência *fuzzy* construídos, realiza-se um estudo para a interligação com as demais topologias PV para a previsão da durabilidade.

Figura 3.2 – Esquema específico da metodologia apresentada.



Fonte: Próprio Autor.

Um período típico de 25 anos foi estipulado para a aplicação da metodologia proposta nesta dissertação. Além deste período ser utilizado como referência para a vida útil dos painéis pelos fabricantes para fins comparativos no que tange as análises de retorno financeiro, ele é uma ótima referência de tempo para planejamentos de longo prazo. Apesar da taxa de degradação ser maior em algumas localidades do que em outras e, por isso, ao final da vida útil de projeto a instalação PV atingir menos de 80% da potência nominal, este período foi aplicado para todas as topologias analisadas neste estudo.

A variação das condições climáticas ao longo do ano, e até mesmo ao longo das horas do dia, não permite uma análise precisa e viável para o cálculo das taxas de degradação. Portanto, os dados obtidos, sejam eles horários, diários ou mensais, são modelados para as médias anuais e então reunidos para uma análise anual consolidada.

As simulações computacionais são realizadas principalmente no *OpenDSS* e no *Homer* para obter os gráficos que trazem a potência em função do período, as taxas de degradação em função do tempo, o fluxo de caixa e a energia elétrica gerada. Além desses programas, o *Excel* também foi utilizado para tratar os dados tanto de entrada como de saída e fazer a interligação entre as informações de um *software* para o outro. Os resultados assim obtidos possibilitam a

criação de gráficos para as discussões e conclusões posteriores a respeito da contribuição deste estudo.

### 3.2 CÁLCULO DO DESEMPENHO E DA TAXA DE DEGRADAÇÃO PV

O cálculo do desempenho e da taxa de degradação PV começa pela coleta e tratamento dos dados climáticos. Os valores de temperatura e velocidade do vento, por exemplo, são retirados das medições em estações meteorológicas de cada região no qual o projeto PV está inserido. Com o programa de computador *Excel* foram realizadas as médias das medições nos últimos anos para se obter a característica das variáveis de entrada típicas daquela determinada região de estudo. Os demais dados necessários para o cálculo do desempenho da geração PV são as características específicas de cada topologia PV.

A Tabela 3.1 define cada item que compreende parte fundamental na etapa inicial dos cálculos. Os valores desses itens são fornecidos pelos fabricantes de instalações PV e podem ser encontrados em seus catálogos específicos e em páginas da *internet*. Como existem diversos fabricantes nesta área foi identificado apenas um por equipamento com valores semelhantes aos apresentados pelas diferentes marcas comerciais de mercado para os estudos de caso desta dissertação. Entretanto, isto pode ser personalizado para cada tipo de planejamento PV.

Tabela 3.1 – Dados técnicos da instalação PV.

Descrição	Parâmetros técnicos
Potência máxima do módulo PV para 1kw/m <sup>2</sup> e 25°C	$P_{mpp}$ (W)
Potência nominal de saída do inversor	$P_s$ (W)
Tensão de entrada máxima do inversor	$T_e$ (V)
Coefficiente de variação da potência em relação a temperatura	$\beta_t$ (%/°C)
Eficiência do painel PV	$\eta$ (%)
Eficiência do inversor	$\eta_i$ (%)
Temperatura nominal de operação da célula	NOCT (°C)
Tensão de circuito aberto	$V_{oc}$ (V)
Corrente de curto circuito	$I_{sc}$ (A)
Temperatura de operação	$T_m$ (°C)
Faixa de tensão de operação do inversor	$T_{fx}$ (V)

Fonte: Próprio Autor.

A temperatura dos módulos ( $T_m$ ) é calculada através da modelagem termodinâmica das células PV em relação as condições climáticas onde o gerador de energia está localizado. A equação (1) é responsável pelo cálculo da  $T_m$ .

$$T_m = T_a + [0,32 / (8,91 + 2V_f)] G_T; \quad V_f > 0 \quad (1)$$

onde:  $T_a$  = temperatura ambiente (°C);

$V_f$  = velocidade do vento (m/s);

$G_T$  = irradiância global (W/m<sup>2</sup>).

A equação (1) possibilita o cálculo da  $T_m$  para diferentes instalações PV diretamente a partir das variáveis meteorológicas sem a necessidade de se utilizar métodos iterativos. Mostra-se nesta etapa, que os dados meteorológicos são fundamentais para o prosseguimento do estudo. Ainda mais, a equação (1) representa desvios máximos de até 3 °C e há a possibilidade de ocorrerem desvios ainda maiores devido a não contabilização dos fenômenos de convecção natural do material do que é composto o painel (SKOPLAKI et al., 2008).

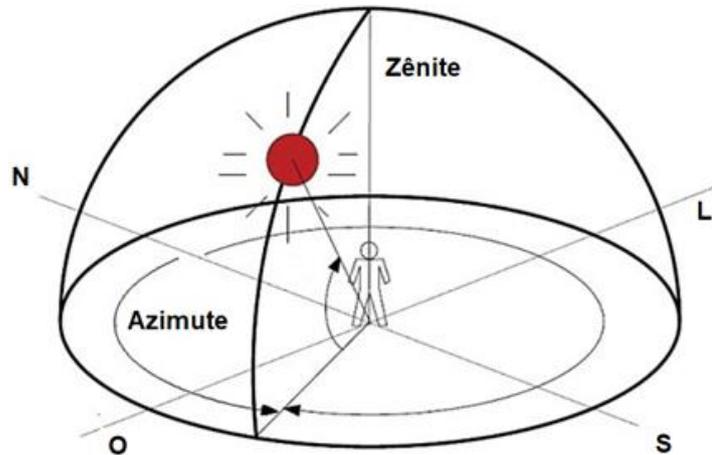
A equação (2) descrita em Colmenar-Santos et al. (2016) é uma das mais conhecidas e de simples aplicação para obter os valores de temperatura de um módulo ( $T_m$ ). A velocidade do vento não é um dos dados de entrada deste cálculo, porém, o valor de NOCT obtido nos dados do painel considera um valor padrão para a velocidade do vento dentro das STC (*Standard Test Conditions*) e, por isso, a equação (2) foi utilizada para verificar os valores obtidos na equação (1) a fim de aumentar a confiabilidade dos resultados desse cálculo. Inicialmente, ambas as equações fornecem resultados próximos e começam a se tornar cada vez mais distintos quanto maior for a velocidade do vento considerada na equação (1).

$$T_m = T_a + [(NOCT - 20) / 800] G_T \quad (2)$$

As equações para o cálculo da temperatura do painel fornecem uma parte dos dados necessários para o prosseguimento da metodologia estudada nesta dissertação, outra parte está relacionada a radiação solar incidente no painel. A Administração Oceânica e Atmosférica Nacional dos Estados Unidos (NOAA) disponibiliza um modelo matemático para o cálculo do posicionamento solar a partir de alguns dados como a data, horário, latitude e longitude. Através

deste modelo é possível encontrar os ângulos de zênite e de azimute conforme mostra a Figura 3.3.

Figura 3.3 – Ângulos de zênite e azimute solar.



Fonte: Adaptado de (MIRZAEI; ZAMANI, 2018).

Primeiramente, é preciso calcular o ano fracionado ( $\gamma$ ) em radianos através da equação (3) (NOAA, 2018).

$$\gamma = (2\pi / 365) \cdot [\text{dia\_do\_ano} - 1 + (\text{hora} - 12) / 24] \quad (3)$$

Para anos bissextos é preciso substituir o valor de 365 por 366 na equação (3). Com  $\gamma$  é possível estimar a equação do tempo (*eqtempo*) em minutos e o ângulo de declinação (*decl*) em radianos, conforme as equações (4) e (5).

$$\text{eqtempo} = 229,18 \cdot \begin{bmatrix} 0,000075 + 0,001868 \cos(\gamma) - 0,032077 \text{sen}(\gamma) - \\ 0,014615 \cos(2\gamma) - 0,040849 \text{sen}(2\gamma) \end{bmatrix} \quad (4)$$

$$\text{decl} = 0,006918 - 0,399912 \cos(\gamma) + 0,070257 \text{sen}(\gamma) - 0,006758 \cos(2\gamma) + \\ 0,000907 \text{sen}(2\gamma) - 0,002697 \cos(3\gamma) + 0,00148 \text{sen}(3\gamma) \quad (5)$$

O deslocamento do tempo (*dtempo*), dado em minutos, é encontrado a partir da equação (6) para que o tempo solar verdadeiro (*tsv*) possa ser encontrado na equação (7).

$$\text{dtempo} = \text{eqtempo} + 4 \cdot \text{longitude} - 60 \cdot \text{fusoHorário} \quad (6)$$

$$tsv = hora \cdot 60 + minutos + segundos / 60 + dtempo \quad (7)$$

Com o valor do  $tsv$  é possível se prosseguir para o cálculo do ângulo horário solar ( $ahs$ ) em graus através da equação (8).

$$ahs = (tsv / 4) - 180 \quad (8)$$

O ângulo de zênite ( $\phi$ ) (ângulo da posição do sol em relação ao eixo vertical) pode ser encontrado a partir do ângulo horário ( $ahs$ ), da latitude ( $latitude$ ) e da declinação solar ( $decl$ ) pela equação (9).

$$\cos(\phi) = \text{sen}(latitude) \cdot \text{sen}(decl) + \cos(latitude) \cdot \cos(decl) \cdot \cos(ahs) \quad (9)$$

Com o valor do ângulo de zênite ( $\phi$ ) pode-se encontrar o ângulo de azimute ( $\theta$ ) (ângulo da posição do Sol em relação ao norte geográfico) a partir da equação (10).

$$\cos(\theta) = [\text{sen}(latitude) \cdot \cos(\phi) - \text{sen}(decl)] / \cos(latitude) \cdot \text{sen}(\phi) \quad (10)$$

Com as variáveis  $eqtempo$  e a  $longitude$  encontra-se a hora do nascer (número positivo) ou do pôr do Sol (número negativo) em minutos pela equação (11) e o tempo em que será o ápice solar pela equação (12).

$$nascer / por\_do\_sol = 720 - 4 \cdot (longitude + ahs) - eqtempo \quad (11)$$

$$apice\_solar = 720 - 4 \cdot longitude - eqtempo \quad (12)$$

A posição em graus da Terra em relação ao Sol e do ponto desejado em relação ao Sol em determinado horário, permite que os valores de irradiância sejam calculados e inseridos nas simulações.

Uma vez obtidas as equações para os cálculos de temperatura e de irradiação solar prossegue-se para a análise do circuito equivalente do módulo PV. Este circuito equivalente utiliza parâmetros que dependem de fatores como a temperatura e a intensidade da radiação solar. Isto é representado matematicamente na equação (13) (CHAN & PHANG, 1987) através

do modelo de diodo único para calcular a corrente de saída e a influência de cada topologia PV estudada nesta dissertação. No cálculo desta equação pode ser visto a influência dos valores de entrada da temperatura na geração de energia e que a utilização do arrefecimento nos painéis para baixar este valor é um exemplo de como aumentar a geração de energia e contribuir com a sua durabilidade. A variável da corrente de foto geração enfatiza a influência direta do aumento da captação da irradiância no painel PV na topologia com rastreamento, por exemplo.

$$I = I_{ph} - I_s \cdot \left[ \exp\left(\frac{V + R_s I}{aV_T}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{SH}} \quad (13)$$

onde:  $I$  = corrente de saída (A);

$I_{ph}$  = corrente de foto geração (A);

$a$  = fator de idealidade;

$I_s$  = corrente de saturação (A);

$R_{SH}$  = resistência paralela ou *shunt* ( $\Omega$ );

$V$  = tensão de saída (V);

$R_s$  = resistência série ( $\Omega$ );

$V_T$  = tensão térmica do módulo (V).

O cálculo da tensão térmica ( $V_T$ ) é realizado através da equação (14) que considera a temperatura, a quantidade das células e demais constantes como dados de entrada. O circuito equivalente do módulo PV representado pela equação (13) pode ser visto na Figura 3.4.

$$V_T = \frac{N_s k T}{q} \quad (14)$$

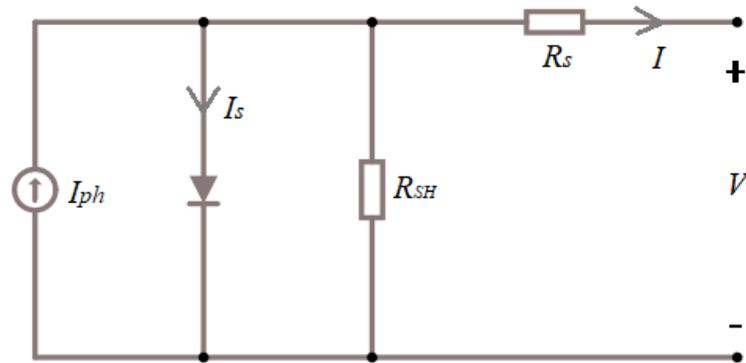
onde:  $N_s$  = células em série;

$k$  = constante de Boltzmann ( $1,3806503 \times 10^{-23}$  J/K);

$q$  = carga do elétron ( $1,60217646 \times 10^{-19}$  C);

$T$  = temperatura da célula (K).

Figura 3.4 – Esquema do circuito equivalente do módulo PV.



Fonte: Próprio Autor.

Quanto mais alta a temperatura de operação do painel PV ao longo da sua vida útil, as variáveis  $I_{ph}$ ,  $a$  e  $I_s$  aumentam quase que linearmente. Por outro lado, tanto  $R_{SH}$  como  $R_s$  diminuem quase que exponencialmente, mas com uma menor intensidade (JUNSANGSRI; LOMBARDI, 2010). Neste sentido, são realizados cálculos e análises em relação a utilização do arrefecimento e rastreamento nos painéis para verificar matematicamente como seus efeitos atuam no circuito equivalente do painel PV. Por exemplo, é esperado que a variável  $R_s$  diminua em uma taxa maior devido a retirada de energia térmica dos painéis pela circulação de água, uma vez que a diminuição dos seus valores é maior para as temperaturas mais baixas do que para as mais altas.

A eficiência elétrica real da instalação PV é obtida através da equação (15) conforme Skoplaki e Palyvos (2009) e Dubey et al. (2015) principalmente, quando a influência da temperatura é considerada no cálculo.

$$\eta_m = \eta_{ref} [1 - \beta_{ref} (T_m - T_{ref})] \quad (15)$$

onde:  $\eta_m$  = eficiência do painel PV (%);

$T_{ref}$  = temperatura de referência (K);

$\eta_{ref}$  = eficiência na  $T_{ref}$  (%);

$T_m$  = temperatura do módulo (K);

$\beta_{ref}$  = coeficiente de temperatura da célula PV (%/K).

A maioria dos valores de entrada da equação (15) são obtidos a partir dos dados técnicos da instalação PV através das especificações fornecidas pelos fabricantes de equipamentos

elétricos ou até mesmo através de testes rápidos que meçam a potência de saída para dois diferentes valores de temperatura sob um mesmo valor de irradiância. No entanto, o coeficiente de temperatura ( $\beta_{ref}$ ) não depende apenas do material do painel PV, mas também da  $T_{ref}$ , conforme equação (16).

$$\beta_{ref} = 1 / (T_0 - T_{ref}) \quad (16)$$

O valor  $T_0$  na equação (16) é um valor alto de temperatura na qual a eficiência elétrica do módulo PV cai para zero. Segundo Evans e Florschuetz (1978) na tecnologia PV a base de silício cristalino  $T_0$  gira em torno de 270 °C. Entretanto, não só este coeficiente, mas a eficiência do painel também, estão atrelados aos demais fatores como irradiância e umidade relativa do ar que influenciam seus valores além da temperatura.

Uma vez calculada a eficiência real do painel na geração de energia elétrica é dado prosseguimento para a análise da degradação do desempenho ao longo do tempo. Para tanto, o cálculo da geração PV levando em conta as taxas de degradação é determinado tanto pelas características dos painéis como pelas condições ambientais do local em que serão instalados. Dessa forma, estudos realizados por Makrides et al. (2014) e Jordan e Kurtz (2013) servem de referência e mostram que as taxas de degradação para a topologia PV fixa variam de 0,5 a 1,1% ao ano nas células de silício cristalino e entre 1,5 a 1,8% ao ano para a tecnologia de filmes finos.

As condições que influenciam a geração PV junto com as causas de degradação permitem a reunião dos principais fatores que mais influenciam na durabilidade dos painéis PV para gerar uma taxa de degradação média ( $DR$ ) na topologia convencional de painéis PV fabricados com células de silício cristalino. Na equação (17) pesos de contribuição são aplicados aos fatores que influenciam o desempenho dos painéis PV de acordo com as variações implicadas pelas condições climáticas na mesma base. Dessa forma, as taxas de degradação variam de acordo com as características climáticas de uma determinada região e de acordo com os pesos retirados do estudo realizado por Jordan et al., (2017).

$$DR(\%) = 0,02286 \cdot W_T + 0,00094 \cdot W_H + 0,00666 \cdot W_V + 0,00042 \cdot W_G + 0,0666 \quad (17)$$

onde:  $W_T$  = variação percentual da temperatura no módulo PV;

$W_V$  = peso percentual da velocidade do vento;

$W_H$  = valor da umidade relativa do ar em %;  
 $W_G$  = porcentagem da quantidade de irradiância;  
 $DR$  = taxa de degradação média em %/ano.

A potência nominal total ( $P_t$ ) em kW considerando a taxa de degradação é calculada pela equação (18) onde vários fatores característicos da tecnologia PV são inseridos juntamente com algumas variáveis climáticas.

$$P_t = P_{STC} \cdot (1 - DR) \cdot \left( \frac{G_i}{G_{STC}} \right) \cdot [1 + \beta_t \cdot (T_c - T_{STC})] \quad (18)$$

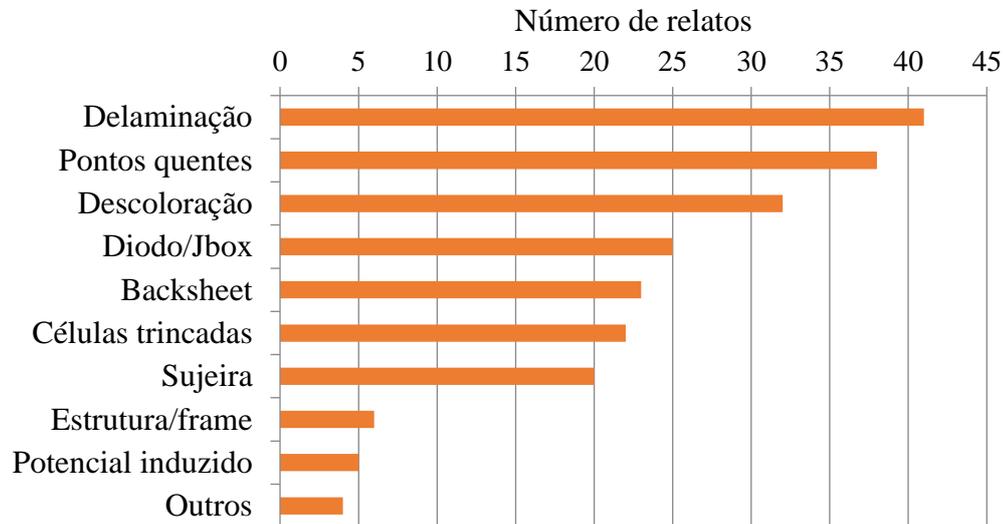
onde:  $P_{STC}$  = potência de saída do painel PV nas STC (kW);  
 $G_{STC}$  = radiação solar incidente nas STC (1 kW/m<sup>2</sup>);  
 $G_i$  = radiação solar incidente no intervalo de tempo atual (kW/m<sup>2</sup>);  
 $\beta_t$  = coeficiente de temperatura da potência (%/°C);  
 $T_c$  = temperatura da célula PV (°C);  
 $T_{STC}$  = temperatura da célula PV nas STC (25 °C).

A metodologia de previsão proposta nesta dissertação analisa diferentes topologias de instalação dos módulos PV. Para tanto, usa-se a inteligência artificial através de uma série de procedimentos que são detalhados a seguir.

### 3.3 FATORES DE DEGRADAÇÃO

Nesta dissertação são utilizadas as principais causas das perdas na geração para as análises do desempenho e durabilidade dos painéis PV. Relatórios técnicos e estudos experimentais contribuem para identificar os fatores que são mais relevantes e que influenciam na vida útil da instalação PV. A Figura 3.5 mostra algumas causas da degradação e perda de eficiência coletados por Jordan et al. (2016) através de várias medições realizadas ao longo do tempo em diversas instalações PV fixas para um total de quarenta países.

Figura 3.5 – Quantidade de relatos das causas de degradação PV.



Fonte: Adaptado de (JORDAN et al., 2016).

O nível de ocorrência não significa que a influência de determinada causa de degradação possua impacto significativo na geração de energia. Para tanto, os estudos de Jordan et al., (2017) contribuem para a classificação da severidade das causas da degradação PV. A partir disto e de exaustivas pesquisas em trabalhos de pesquisa experimentais são identificados seis fatores mais prejudiciais para o desempenho e para a durabilidade da geração PV. A Tabela 3.2 mostra as causas de degradação utilizadas nesta dissertação com pesos específicos em relação à influência negativa na geração de energia. Os tópicos abordados adiante descrevem essas causas que diminuem a produção de energia dos módulos PV.

Tabela 3.2 – Causas da degradação PV e seus pesos.

Causas da degradação PV	Pesos
Pontos quentes	10
Diodo/Jbox	5
Estrutura/frame	3
Descoloração	5
Delaminação	5
Sujeira	2

Fonte: Adaptado de (JORDAN et al., 2017).

### 3.3.1 Pontos quentes

Os pontos quentes, também conhecidos por *hotspots*, acontecem quando uma célula PV conectada as demais células do módulo opera como uma carga e não como um gerador. Isto geralmente ocorre devido aos sombreamentos, danos na célula, falhas na solda ou por causa da diferença na produção de eletricidade entre as células conectadas em série. Os pontos quentes deformam a junção da célula solar principalmente pelas altas temperaturas que podem atingir (SHARMA; CHANDEL, 2016). Além de afetar negativamente o desempenho da geração PV, os pontos quentes também diminuem a vida útil do painel PV. Segundo Muñoz et al. (2008) esta é uma das causas de degradação mais relevantes que podem reduzir cerca de 2% por ano a energia gerada.

### 3.3.2 Sujeira

A sujeira ou depósito de poeira em cima da superfície do painel reduz a irradiação solar incidente na célula PV diminuindo assim a produção de energia elétrica. Os módulos PV precisam capturar o máximo da irradiação solar possível para a geração de energia e a sujeira no painel acaba prejudicando este processo. A quantidade de partículas depositadas no módulo PV varia dependendo de inúmeros fatores e tipos que podem existir. Segundo Hassan et al., (2005), cerca de 33,5 até 65,8% da eficiência da geração PV pode ser reduzida pela barreira de sujeira temporária, a qual impede a passagem dos raios solares. Entretanto, chuvas, vento, altura da instalação, manutenção e a inclinação do módulo PV podem contribuir para amenizar esta perda de eficiência e contribuir para a limpeza superficial do painel.

A topologia PV fixa possui um fator crítico no projeto de instalação em relação a inclinação dos painéis quando é considerado o depósito da sujeira. Se no planejamento não é previsto a limpeza dos painéis, seja pelo difícil acesso da instalação ou por corte de gastos, os módulos podem assumir uma inclinação maior para que a poeira não se deposite com facilidade. Outro fator que pode influenciar na retirada das impurezas é a rugosidade da camada do painel PV que fica diretamente exposta aos raios solares, ou seja, quanto mais lisa for, menores serão as chances de a poeira permanecer depositada.

A topologia de instalação PV com arrefecimento possui comportamento semelhante a topologia fixa no que diz respeito à influência na eficiência do painel por causa do depósito de poeira. No entanto, para a topologia com rastreamento as condições de operação da

configuração PV contribuem para a limpeza das impurezas depositadas. A inclinação do painel varia ao longo do dia proporcionando ainda maior captação de irradiação solar.

### **3.3.3 Diodo/Jbox**

Os semicondutores e demais componentes da caixa de junção (*junction box*) sofrem degradação principalmente pela fadiga e dilatação térmica dos materiais de que são compostos. A variação da temperatura de operação do diodo, por exemplo, varia abruptamente durante 24 horas de um dia ensolarado, pois no período da noite ele permanece na temperatura ambiente e durante a parte do dia onde ocorre a geração de energia ele atinge temperaturas maiores que a ambiente tanto pela passagem de corrente elétrica como pela temperatura de operação que o painel atinge devido a radiação solar incidente.

A degradação das soldas e metais que interligam as células solares diminuem não só o desempenho como a vida útil dos módulos PV. O delta de temperatura que as conexões e semicondutores enfrentam diariamente degrada a estrutura da célula afetando seu desempenho e aumentando a resistividade elétrica do painel. Esta causa de degradação está diretamente relacionada a contração e dilatação dos materiais em função da variação da temperatura (SHARMA; CHANDEL, 2013).

### **3.3.4 Descoloração**

A descoloração é a perda da cor de fábrica das camadas do painel PV e também a perda de transparência dos materiais. A transparência começa a assumir tons de amarelo com o passar do tempo, impedindo a passagem da luz solar. Esta causa de degradação altera a passagem da radiação solar pelas camadas do painel, ou seja, diminui a transmissividade dos materiais. Isto se deve a presença de umidade e a incidência de radiação solar juntos com a separação das camadas, principalmente a camada do encapsulante que fica entre o vidro frontal e as células PV (NDIAYE et al., 2013). O azul-escuro típico da célula de silício cristalino ganha tons mais opacos após anos de exposição da placa solar no meio ambiente, o que dificulta a absorção dos raios solares e, conseqüentemente, causa perdas na geração de energia elétrica.

### **3.3.5 Delaminação**

A delaminação é também conhecida como descolamento e se trata da perda de adesão entre as camadas que compõem um módulo PV. Os materiais encapsulantes, que além de proteger

os painéis das ações climáticas também têm a função de unir as suas camadas, acabam perdendo sua função com o passar do tempo. Esta causa de degradação ocorre com maior frequência em ambientes úmidos e quentes, já que as condições típicas destes locais propiciam a infiltração e a perda de adesão das camadas de forma mais rápida. Assim, o desempenho e a durabilidade do gerador PV ficam comprometidos, pois o acúmulo de umidade e sujeira entre as camadas do módulo prejudicam a passagem da irradiação solar, dificultando a dissipação de calor e provocando o aumento da temperatura de operação (SHARMA; CHANDEL, 2013).

### 3.3.6 Estrutura/frame

A deformação na estrutura do painel é outra causa de degradação associada a perda de eficiência que, assim como as outras causas, sofre com as ações climáticas. Entretanto, a má instalação/fixação do módulo PV também é considerada como um dos problemas que podem gerar riscos no desempenho ao longo da sua vida útil, principalmente no que se refere ao aperto exagerado de parafusos ou braçadeiras e, até mesmo, a fixação em lugar inadequado no painel. Tais fatores, junto com as forças do vento, a dilatação dos materiais, a possível quebra do vidro frontal e a radiação solar incidente podem gerar perdas na eficiência a longo prazo devido a corrosão, que é causada pela penetração de oxigênio e umidade para dentro do módulo PV. Além disso, a quebra do vidro, que também faz parte da estrutura do painel, pode causar pontos quentes conforme explicitado anteriormente (KÖNTGES et al., 2014).

## 3.4 LÓGICA FUZZY PARA PREVISÃO DA DEGRADAÇÃO PV

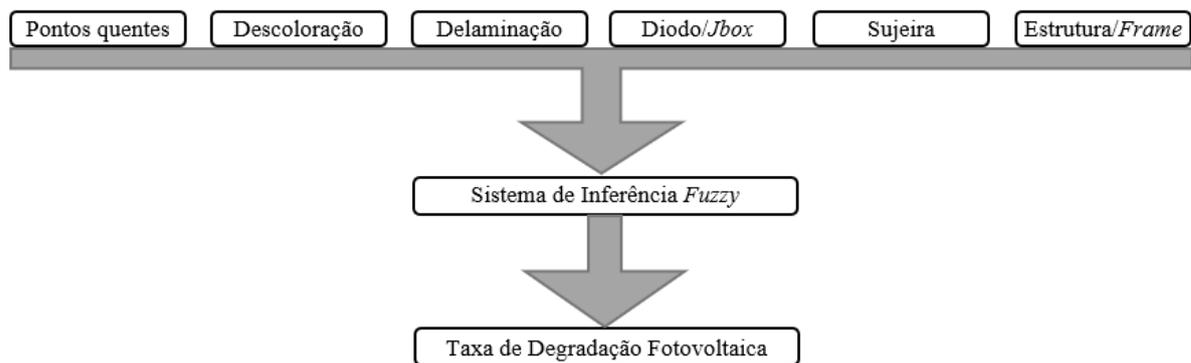
A lógica *fuzzy* também conhecida como modelagem nebulosa é uma importante ferramenta para a otimização fundamentada na IA. A aplicação desta lógica se dá pela necessidade de um método capaz de expressar sistematicamente quantidades imprecisas, vagas, mal definidas e inexatas. A estratégia utilizada neste estudo nasce da experiência e de experimentos realizados em pesquisas ao invés de modelos matemáticos, uma vez que a degradação de painéis com diferentes topologias PV é considerada ampla e de difícil previsibilidade. Neste caso, uma implementação linguística é mais rápida e eficiente diante do conhecimento adquirido.

A modelagem nebulosa aplicada para a previsão da degradação de painéis tem a finalidade de alterar a taxa de degradação (*DR*) encontrada na instalação convencional de acordo com cada topologia. Assim, o procedimento para o cálculo do desempenho e da

durabilidade dos painéis em diferentes topologias de instalação PV segue o mesmo que o utilizado para a configuração convencional fixa, porém, agregando as possíveis alterações nos valores de temperatura do módulo, irradiância, velocidade do vento, umidade e taxa de degradação.

A aplicação da *fuzzy logic* para a previsão da durabilidade dos painéis PV em diferentes topologias começa com a identificação das variáveis de entrada que são as seguintes causas de degradação: pontos quentes, sujeira, descoloração, delaminação, diodo/*Jbox* e estrutura/*frame*. Após isto, é modelado um sistema de inferência *fuzzy* (SIF) com termos linguísticos e regras. Os resultados obtidos pelas regras de inferência passam por um processo de defuzzificação para se obter a taxa de degradação. A Figura 3.6 apresenta o esquema de implantação da lógica *fuzzy* nesta parte da metodologia da dissertação.

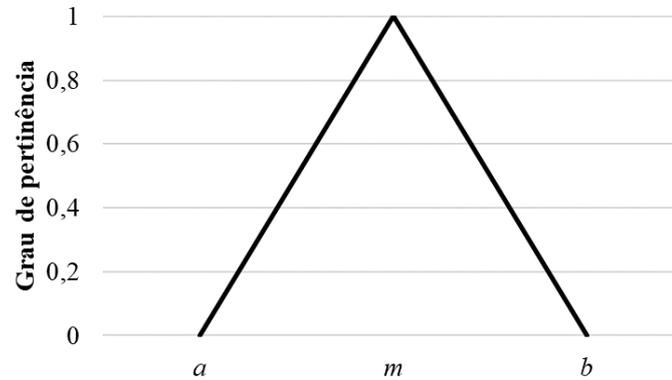
Figura 3.6 – Lógica *fuzzy* para previsão da degradação de diferentes topologias PV.



Fonte: Próprio Autor.

A primeira etapa para a aplicação da *fuzzy logic* trata da inserção dos dados de entrada no SIF, chamado de fuzzificação. A modelagem das variáveis de entrada no SIF representa os valores em um determinado grau de pertinência. Entre os formatos mais populares para as funções de pertinência foram utilizados o tipo triangular e o tipo trapezoidal por serem amplamente difundidos na bibliografia técnica da área. A equação (19) e a equação (20) (MATHWORKS, 2016) definem os seguimentos de reta para a função de pertinência triangular e trapezoidal. A Figura 3.7 ilustra os vértices  $a$ ,  $m$  e  $b$  do triângulo e a Figura 3.8 mostra os vértices  $a$ ,  $b$ ,  $m$  e  $n$  do trapézio.

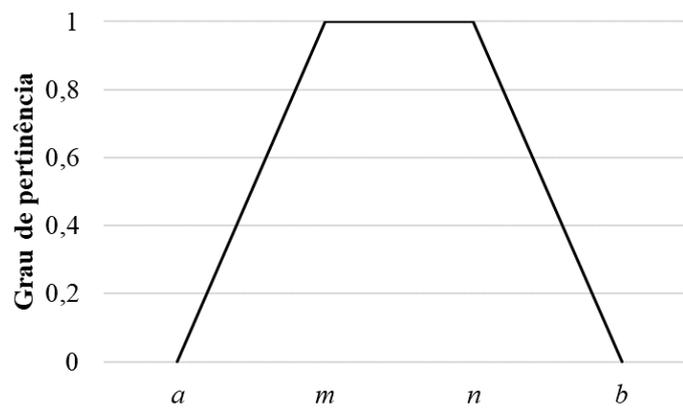
Figura 3.7 – Função de pertinência triangular.



Fonte: Próprio Autor.

$$A(x) = \begin{cases} 0, & \text{se } x \leq a \\ \frac{x-a}{m-a}, & \text{se } x \in [a, m) \\ \frac{b-x}{b-m}, & \text{se } x \in [m, b] \\ 0, & \text{se } x \geq b \end{cases} \quad (19)$$

Figura 3.8 – Função de pertinência trapezoidal.



Fonte: Próprio Autor.

$$A(x) = \begin{cases} 0, & \text{se } x < a \\ \frac{x-a}{m-a}, & \text{se } x \in [a, m) \\ 1, & \text{se } x \in [m, n) \\ \frac{b-x}{b-n}, & \text{se } x \in [n, b] \\ 0, & \text{se } x > b \end{cases} \quad (20)$$

Os pontos  $a$  e  $b$  utilizados nas equações e nas figuras acima são os limites inferior e superior da função de pertinência e os pontos  $m$  e  $n$  são os pontos médios no qual se apresenta a maioria dos elementos que pertencem por completo neste conjunto, ou seja, que possuem o maior grau de pertinência. A diferença básica que existe entre estas duas funções é que a trapezoidal é mais generalista por ter maior quantidade de valores com pertinência 1. Nesse sentido, a função triangular é mais específica restando apenas o ponto médio com a maior pertinência do conjunto.

A causa de degradação chamada *pontos quentes* é uma das variáveis que tem participação fundamental na composição do valor da degradação. Para esta, foram atribuídos cinco subconjuntos *fuzzy*: “Baixo”, “Menor”, “Convencional”, “Maior” e “Alto”. No conjunto  $[0, 20]$  formado para esta variável, 10 é o valor de referência típico para a topologia de instalação fixa e corresponde ao subconjunto Convencional. Os valores menores que 10 representam topologias que proporcionam menor quantidade de pontos quentes e, com isso, maior vida útil para os módulos PV. Entretanto, os valores acima de 10 mostram topologias que exigem mais do gerador PV e, por isso, podem causar mais pontos quentes. A Tabela 3.3 mostra os tipos de funções utilizadas e os parâmetros de cada subconjunto.

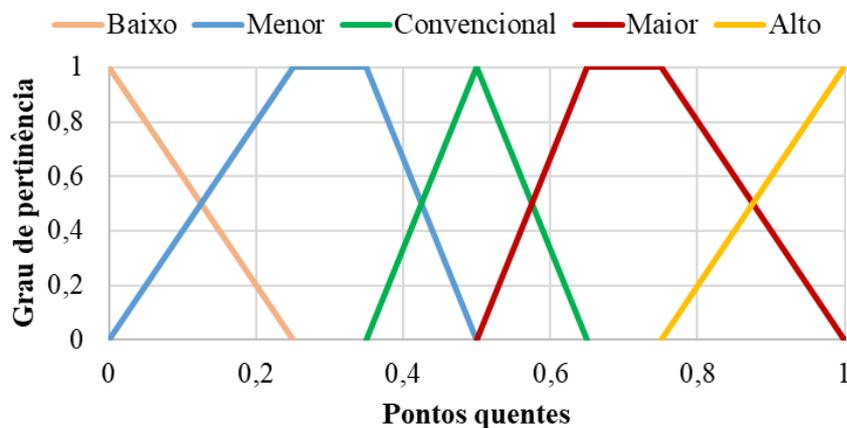
Tabela 3.3 – Funções e parâmetros dos subconjuntos *fuzzy* para *pontos quentes*.

Subconjunto	Função	Parâmetros			
		$a$	$m$	$n$	$b$
Baixo	Triangular	0	0	-	0,25
Menor	Trapezoidal	0	0,25	0,35	0,5
Convencional	Triangular	0,35	0,5	-	0,65
Maior	Trapezoidal	0,5	0,65	0,75	1
Alto	Triangular	0,75	1	-	1

Fonte: Próprio Autor.

Os parâmetros da Tabela 3.3 servem para estabelecer as fronteiras para a atuação das funções de pertinência. As funções “Baixo”, “Convencional” e “Alto” ocorrem em situações mais específicas por utilizarem a função triangular, ou seja, a pertinência máxima só é atingida em casos extremos. Entretanto, os subconjuntos “Menor” e “Maior” na função de pertinência trapezoidal possuem maior cobertura de saída e são onde as regras ficam concentradas. A Figura 3.9 apresenta os subconjuntos *fuzzy* na variável de entrada *pontos quentes* e, como pode ser visto, sempre existe a cobertura de uma porcentagem de cada função. Assim, a avaliação das condições de entrada se torna mais equilibrada.

Figura 3.9 – Subconjuntos *fuzzy* na variável de entrada *pontos quentes*.



Fonte: Próprio Autor.

Outras variáveis de entrada usadas nas equações deste estudo possuem subconjuntos *fuzzy*, funções de pertinência e parâmetros semelhantes aos da variável *pontos quentes*, mudando apenas a amplitude do conjunto. A variável *delaminação* possui conjunto [0, 10], *sujeira* [0, 4], *descoloração* [0, 10], *diodo/Jbox* [0, 10] e *estrutura/frame* [0, 6] sendo que o valor mediano de cada conjunto é estabelecido com a referência para a topologia PV fixa e subconjunto Convencional. Para todas estas variáveis foram atribuídos cinco subconjuntos *fuzzy*: “Baixo”, “Menor”, “Convencional”, “Maior” e “Alto”. Os valores menores que o subconjunto Convencional representam topologias que proporcionam menor intensidade das causas de degradação nos módulos PV. Entretanto, os valores acima do Convencional mostram topologias que podem intensificar os efeitos da degradação correspondentes e, por isso, podem diminuir a vida útil do painel.

A segunda etapa para a aplicação da *fuzzy logic* é a formulação e resolução das regras de inferência onde uma série de argumentos são utilizados para gerar as conclusões posteriores.

Esta etapa da lógica *fuzzy* é a mais parecida com a lógica tradicional e, por isto, são inseridos argumentos dedutivos no *Modus Ponens*, mesmo com premissas incertas, que geram as conclusões relacionadas a essas premissas (ZADEH, 1989). As regras aplicadas são do tipo: “Se X então Y” ou “Se X e Y então Z” onde podem ter várias entradas e uma única saída. Neste sentido, a expressão (21) descreve um exemplo de como que as regras de inferência atuam.

$$\begin{aligned}
 \textit{Se pontos quentes} &= \textit{Convencional e} \\
 \textit{delaminação} &= \textit{Alto e} \\
 \textit{descoloração} &= \textit{Maior e} \\
 \textit{diodo/Jbox} &= \textit{Alto e} \\
 \textit{estrutura/frame} &= \textit{Convencional e} \\
 \textit{sujeira} &= \textit{Maior então} \\
 \textit{saída} &= \textit{Alto}
 \end{aligned}
 \tag{21}$$

Onde são atribuídos os termos linguísticos para as variáveis de entrada nos seus subconjuntos que combinados geram um termo linguístico de saída. A regra apresentada como exemplo na expressão (21) é uma das combinações que podem ocorrer no SIF. Dessa forma, tendo seis variáveis de entradas e cada uma com cinco termos linguísticos é possível chegar em um total de até 5<sup>6</sup> regras neste SIF.

As regras do SIF são formuladas e direcionadas para as condições e princípios observados a partir das causas de degradação na instalação PV fixa, em diversos estudos experimentais em outras topologias, fabricantes de painéis PV e na experiência de especialistas da área. Todas as variáveis de entrada partem da premissa que quanto menor forem os seus valores, menor será a taxa de degradação e, portanto, maior será a durabilidade da instalação PV. O oposto dessa premissa também é válido, ou seja, quanto maior forem os valores das variáveis de entrada do SIF, maior será a taxa de degradação e, por consequência, menor a vida útil da instalação PV.

A terceira etapa da lógica *fuzzy* é composta da defuzzificação com base nas regras estabelecidas. Neste caso, a saída do SIF é chamada de *taxa de degradação* que é obtida pelos resultados das regras utilizadas transformando-a em um valor quantitativo. Para tanto, o método de defuzzificação centroide foi escolhido para gerar a saída do SIF considerando todas as regras ativas de inferência deste caso. Para avaliar a saída dos resultados adotou-se um intervalo [0, 1] no controlador *fuzzy* que está associado a percentuais de degradação que irão corrigir os valores da *DR*. Os valores percentuais que correspondem ao intervalo da saída do SIF são obtidos através de diversos trabalhos de pesquisa experimentais que mensuraram ao longo do tempo a degradação em instalações com determinada topologia PV instalada.

### 3.5 ANÁLISE ECONÔMICA

As análises econômicas nesta dissertação foram realizadas para verificar a viabilidade das diferentes topologias PV considerando o seu desempenho, suas taxas de degradação e a sua durabilidade. A partir do momento em que as configurações PV alteram a produção de energia e também, a durabilidade dos painéis PV é preciso verificar o retorno financeiro considerando todas as variáveis econômicas que possam viabilizar ou não a instalação da topologia PV escolhida.

A parametrização para as simulações começa com os valores de entrada necessários para a aquisição dos componentes do projeto, instalação e manutenção das configurações PV, taxa de juros, valor da energia injetada na rede e a vida útil dos equipamentos. As informações reunidas são inseridas no programa *Homer* que realiza os cálculos pertinentes a este estudo como, por exemplo, o valor presente líquido e o custo nivelado de energia.

A equação (22) é utilizada pelo *Homer* para calcular o valor presente líquido (*VPL*) de todos os custos ocorridos ao longo da vida útil da instalação PV dividido pelo fator de recuperação de capital que se obtém ao longo do tempo de funcionamento do sistema.

$$VPL = C_{TA} / F_{RC}(i, T_{proj}) \quad (22)$$

onde:  $C_{TA}$  = custo total anual (R\$/ano);

$F_{RC}$  = fator de recuperação de capital;

$i$  = taxa de juros (%);

$T_{proj}$  = tempo de vida do projeto (ano).

As despesas de instalação incluem o investimento inicial do capital, a operação do sistema, a reposição de alguma peça ou equipamento, a manutenção da topologia e a compra de energia da concessionária. As receitas incluem o valor residual e a receita de venda de energia elétrica para a rede. A equação (23) define o custo nivelado de energia (LCOE) onde o *Homer* divide o custo anual da produção de eletricidade pelo total da produção de energia elétrica útil.

$$LCOE = C_{TA} / (E_{pAC} + E_{pCC} + E_{def} + E_{grid}) \quad (23)$$

onde:  $E_{pAC}$  = carga primária CA atendida (kWh/ano);

$E_{pCC}$  = carga primária em CC atendida (kWh/ano);

$E_{def}$  = carga despachável atendida (kWh/ano);

$E_{grid}$  = energia total vendida para a rede (kWh/ano).

O painel é uma das partes mais importantes de uma instalação PV e que possui custo elevado em um planejamento, por isso, a sua durabilidade é um dos pontos de grande interesse para os investidores. Além disso, quando são consideradas diferentes topologias de instalação PV que alteram a geração de energia, geralmente maximizando-a, também acontecerão alterações na estrutura do painel e no valor agregado da instalação principalmente pelos equipamentos associados a cada topologia. Dessa forma, é indispensável uma análise econômica das instalações PV a longo prazo.

### 3.6 RESUMO DESTE CAPÍTULO

Neste capítulo a metodologia proposta foi descrita detalhadamente conforme os objetivos definidos. A abordagem permitiu apresentar os principais fatores que influenciam o desempenho e a degradação dos painéis, utilizar a lógica *fuzzy* para encontrar a taxa de degradação em diferentes topologias de instalação PV e desenvolver uma metodologia global para a determinação correta do desempenho e da durabilidade dos painéis. Assim, pode-se realizar as simulações no próximo capítulo e obter os resultados para validação da metodologia proposta, bem como, verificar a viabilidade técnica e econômica das diferentes configurações PV.

## 4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

As simulações realizadas e os resultados obtidos nesta dissertação são apresentadas neste capítulo para diferentes topologias de instalação PV. A parametrização dos dados de entrada é mostrada logo de início e três estudos de caso são elaborados para a aplicação da metodologia aqui desenvolvida. Os resultados são exibidos em gráficos e tabelas juntamente com as discussões pertinentes. A partir daí foi possível gerar diversas contribuições conexas ao planejamento PV, motivando a expansão da geração de energia renovável e comprovando a metodologia proposta.

Os dados das condições climáticas e as características dos sistemas fotovoltaicos usados durante a pesquisa foram inseridos nos *softwares* *OpenDSS* e *Homer*, nos quais são realizadas diversas simulações em diferentes cenários de análise. Essas informações são parametrizadas no *OpenDSS* para computar o fluxo de potência e obter resultados de acordo com cada topologia das instalações PV. Posteriormente, os resultados são extraídos para a elaboração do gráfico da energia gerada *versus* tempo. Com estes dados desenvolve-se um estudo de caso para aplicação da taxa de degradação em diferentes localidades. Levando-se em conta o desempenho e as taxas de degradação das topologias PV são feitas parametrizações no *Homer* para verificar o tempo de retorno dos investimentos e os respectivos ganhos de energia elétrica ao longo dos 25 anos de simulação.

### 4.1 PARAMETRIZAÇÃO DAS SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

As informações dos equipamentos elétricos utilizados nesta dissertação são fundamentais para a parametrização do sistema de geração no *software* de simulação. Além dos dados das condições climáticas, as principais especificações utilizadas são a potência de saída, a eficiência, o coeficiente de temperatura e a quantidade de módulos PV, bem como, a topologia de instalação e a curva de eficiência do inversor. A Tabela 4.1 mostra as especificações dos principais equipamentos elétricos.

As topologias de painéis PV fixos e a com arrefecimento tiveram os painéis posicionados em uma inclinação ótima de 30° para que permitisse a maior produção de energia elétrica anual média no local da instalação. A topologia com rastreamento solar foi configurada para a movimentação dos módulos em dois eixos. Assim, é possível analisar o rendimento máximo de cada topologia em uma mesma localização para verificar os seus ganhos em relação a geração de energia.

Tabela 4.1 – Especificações dos equipamentos elétricos.

Especificações elétricas	
Potência máxima do módulo PV para 1kw/m <sup>2</sup> e 25°C	250 W
Tensão de circuito aberto	37,2 V
Corrente de curto circuito	8,87 A
Coefficiente de variação da potência em relação a temperatura	-0,43 %/°C
Eficiência do painel PV	15,6 %
Temperatura nominal de operação da célula	45 °C
Eficiência do inversor	95 %
Potência nominal de saída do inversor	1.000 W ~ 1.100 W
Tensão de entrada máxima do inversor	320 V
Temperatura de operação do painel	-40 °C ~ +85 °C
Frequência nominal de saída do inversor	60 Hz (57,5 Hz ~ 62 Hz)
Faixa de tensão de operação do inversor	48 V ~ 320 V

Fonte: (CANADIAN SOLAR INC, 2018; MBTECH, 2019).

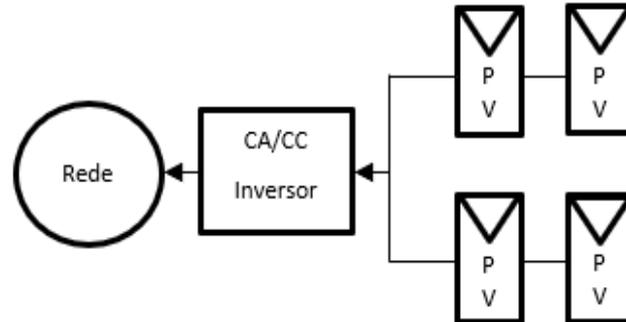
No primeiro estudo de caso não foram consideradas as taxas de degradação PV, pois observou-se que é necessário verificar o desempenho das diferentes topologias. No segundo estudo de caso analisou-se a durabilidade dos painéis para instalações PV em diferentes localidades. No terceiro caso são consideradas as taxas de degradação e o desempenho de cada topologia PV para a análise da viabilidade técnica e econômica. A modelagem simplificada da instalação PV utilizada como base para todos os casos está ilustrada na Figura 4.1.

As simulações consideram a topologia com arrefecimento através da circulação de água. O trocador de calor fica localizado na parte posterior do painel onde acontece a troca térmica. Um reservatório que armazena água na temperatura ambiente foi considerado para realizar as trocas e para dissipar a energia térmica retirada dos painéis pela água. O circuito completo que o líquido refrigerante percorre parte do reservatório e vai até o painel PV através de uma bomba de água e de tubos termicamente isolados.

O controle da velocidade do fluxo de água é realizado para otimizar a troca térmica, tanto em relação ao consumo de energia da bomba que faz a circulação de água, como do trocador de calor. Para tanto, é utilizado o HCC (*Hill Climbing Control*) para controlar o fluxo da água e atingir o ponto de máxima troca térmica possível. O HCC foi parametrizado para manter a temperatura do painel ao longo do dia em uma faixa de até 5 °C acima da temperatura

ambiente. Portanto, o arrefecimento possui o papel de refrigerar os módulos em todas as estações do ano dentro da margem estabelecida em relação à temperatura ambiente.

Figura 4.1 – Modelagem do sistema PV usada para as simulações.



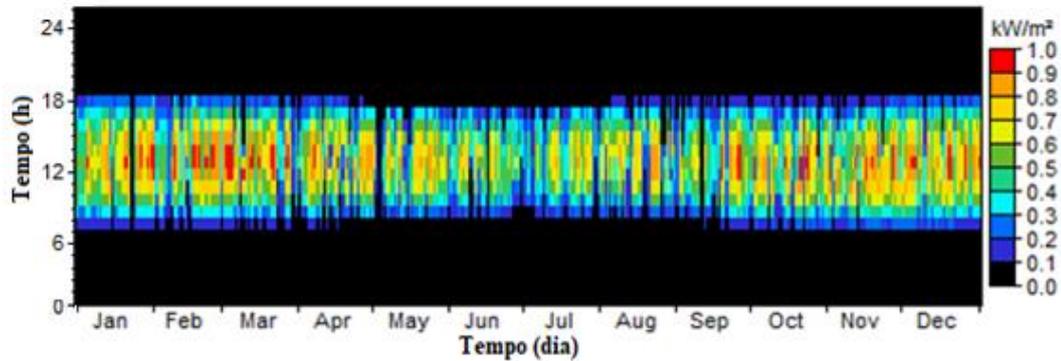
Fonte: Próprio Autor.

Os valores para o posicionamento solar na cidade de Santa Maria - RS foram obtidos através do modelo matemático do NOAA e normalizados de acordo com a irradiação solar média mensal dessa cidade no *Homer*. Com isso, algumas variações aleatórias de nebulosidade e precipitação foram incrementadas pelo *software* no perfil da radiação solar incidente, tornando a geração de energia mais próxima de uma instalação PV real. O gráfico do perfil da irradiância utilizado nas simulações para a cidade de Santa Maria pode ser visto na Figura 4.2.

A temperatura ambiente é um dos fatores que influenciam na geração dos painéis e o seu perfil anual foi inserido nas simulações. A Figura 4.3 ilustra as oscilações nos níveis de temperatura ao longo do ano para a cidade de Santa Maria. Esses valores são utilizados para o cálculo da temperatura nos módulos PV como parte dos dados de entrada das equações.

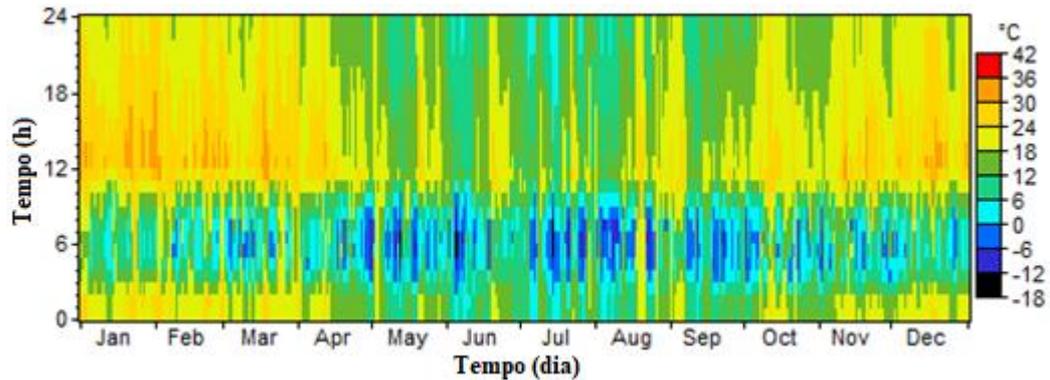
A partir desses parâmetros de simulação, são estabelecidos três estudos de casos para a aplicação da metodologia nas simulações. Os resultados de cada estudo de caso são apresentados juntamente com as discussões pertinentes.

Figura 4.2 – Valores de irradiância da cidade de Santa Maria ao longo de um ano.



Fonte: Adaptado de (Homer, 2020).

Figura 4.3 – Valores de temperatura ambiente para a cidade de Santa Maria.



Fonte: Adaptado de (Homer, 2020).

## 4.2 PRIMEIRO ESTUDO DE CASO

No primeiro estudo de caso desta dissertação verifica-se o desempenho das topologias de instalação PV abordadas. Esta análise permitiu verificar-se o perfil de geração para cada configuração PV. Neste estudo utilizou-se os dados climáticos da cidade de Santa Maria (Rio Grande do Sul - Brasil) para as simulações das topologias fixa, com arrefecimento e com rastreamento solar.

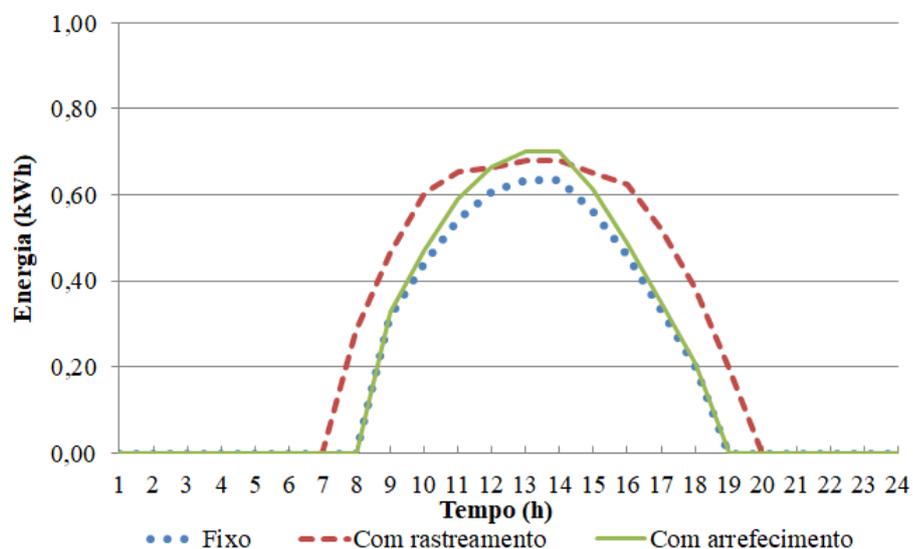
Todas as simulações realizadas utilizaram o *OpenDSS* de acordo com os parâmetros do arranjo PV, as suas variações em função da temperatura e da irradiância, curva de eficiência do inversor, das temperaturas no painel e da radiação solar incidente no local. Os dados foram inseridos para simular o desempenho da geração PV das diferentes topologias de instalação como: (i) potência máxima total dos módulos ( $P_{mpp}$ ) para 1 kW/m<sup>2</sup> de irradiância a 25 °C de

temperatura; (ii) variação da  $P_{mpp}$  em função da temperatura e da irradiância; (iii) curva de eficiência do inversor; (iv) valores da temperatura do painel; (v) curva de irradiância.

Os resultados obtidos nas simulações para obter o desempenho das topologias com arrefecimento e com rastreamento consideram o consumo de energia elétrica da bomba de circulação de água e dos mecanismos que movimentaram os painéis. Há uma baixa demanda de energia elétrica nos motores que movimentam o arranjo PV e o consumo da bomba d'água é mínimo por não haver diferença entre a altura do ponto de partida e de saída da água. Os gráficos dos resultados na Figura 4.5 mostram a relação do aumento na geração que ocorre entre as topologias de instalação abordadas neste trabalho.

A aplicação da metodologia desenvolvida no capítulo anterior resulta em uma maior geração de energia elétrica nas topologias PV que utilizam arrefecimento e rastreamento solar em relação a topologia convencional. O perfil de geração das três topologias pode ser visto na Figura 4.4 para um dia típico de verão e na Figura 4.5 para um dia típico de inverno. Com os dados assim obtidos faz-se a análise do desempenho das configurações PV em duas situações climáticas bem distintas.

Figura 4.4 – Perfil da geração de energia elétrica para um dia típico de verão (06/01/19).

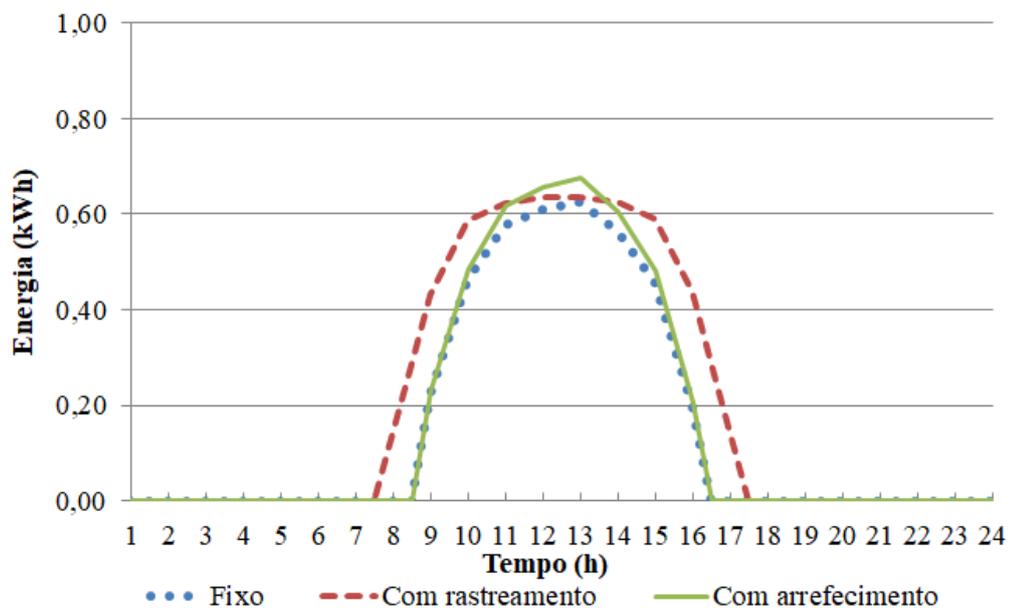


Fonte: Próprio Autor.

A Figura 4.4 mostra que os painéis com rastreamento geram mais energia elétrica do que os que não usam, seguidos pela topologia PV com arrefecimento e, por último, os painéis fixos. A configuração com rastreamento proporciona maior aproveitamento na geração durante o dia, no entanto, gera menos energia do que a topologia com arrefecimento por cerca de duas

horas após o meio dia. O arrefecimento proporciona uma maior eficiência nos painéis fixos no período das 11h00 às 16h00 principalmente, pois nesse período são concentrados os maiores valores de irradiância e elevadas temperaturas de operação dos painéis. Dessa forma, tanto a topologia com arrefecimento como a com rastreamento solar permitem aumentar a geração PV em relação a topologia convencional.

Figura 4.5 – Perfil da geração de energia elétrica para um dia típico de inverno (06/07/19).



Fonte: Próprio Autor.

Os resultados das simulações para um dia típico de inverno mostram que o arrefecimento dos módulos não é tão eficiente como em um dia típico de verão. Ainda assim, os painéis com arrefecimento podem gerar mais energia do que usando apenas o rastreamento por uma duração de um pouco mais de duas horas perto do meio dia. Foi possível obter valores de até 8% em alguns horários para o aumento da eficiência considerando o arrefecimento, mesmo com médias menores de temperaturas ambientes, irradiância e comprimento dos dias nessa época do ano.

A Tabela 4.2 mostra um comparativo entre os resultados obtidos para cada topologia simulada. O arrefecimento incrementa 1% no fator de capacidade da geração PV fixa, enquanto o rastreamento incrementa em 3,5%. Ambas as topologias permitem uma maior geração de energia elétrica diária, o que resulta em um valor maior de energia produzida total anual.

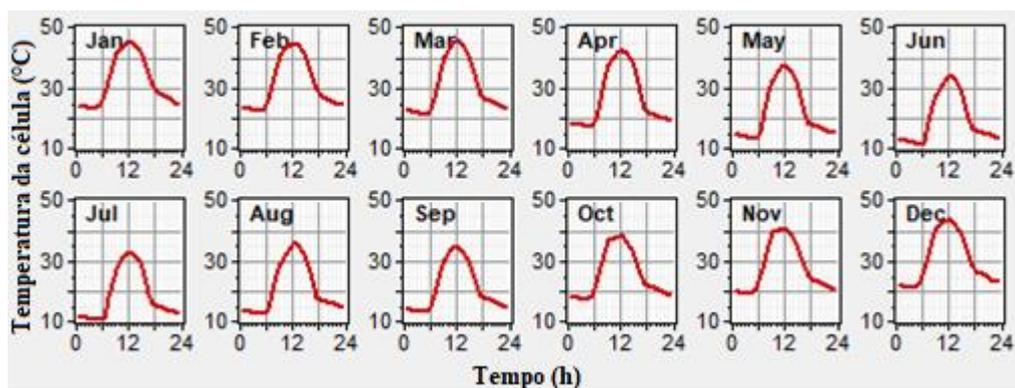
Tabela 4.2 – Comparação técnica entre as topologias de instalação fotovoltaica.

Parâmetros elétricos	Painéis fixos	Painéis com arrefecimento	Painéis com rastreamento
Geração total anual	1.456 kWh	1.517 kWh	1.760 kWh
Geração média diária	3,99 kWh	4,16 kWh	4,82 kWh
Fator de capacidade	16,6%	17,6%	20,1%

Fonte: Próprio Autor.

A temperatura média mensal que a célula PV enfrentou no período das simulações no *software Homer* pode ser visto na Figura 4.6 para a topologia convencional. Os painéis atingem médias mensais próximas de 50 °C nos meses mais quentes (dezembro, janeiro e fevereiro). Entretanto, temperaturas máximas de até 70 °C foram observadas na célula PV em determinada hora do dia no período mais quente e ensolarado do verão.

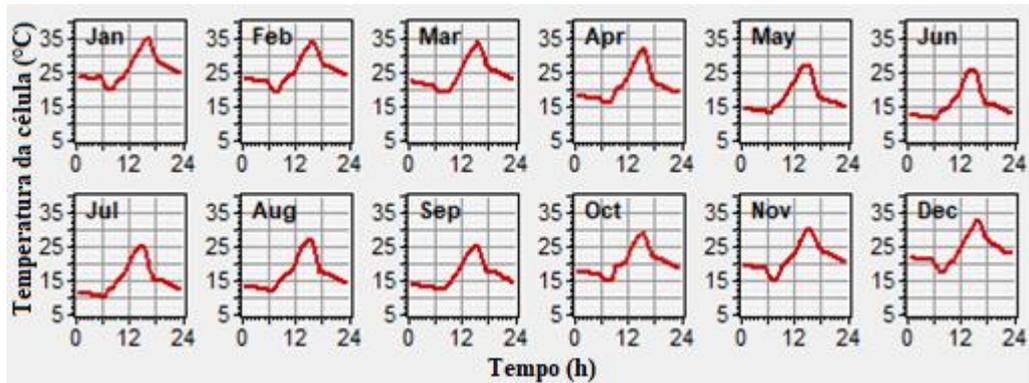
Figura 4.6 – Perfil da temperatura na célula PV para painéis fixos.



Fonte: Adaptado do *software Homer*.

Na Figura 4.7 pode ser visto que o arrefecimento conseguiu manter valores de temperatura médios menores, com médias horárias perto de 30 a 35 °C. Dessa forma, a circulação de água possui uma grande influência na temperatura da célula principalmente, por proporcionar a retirada de calor que prejudica a geração de energia.

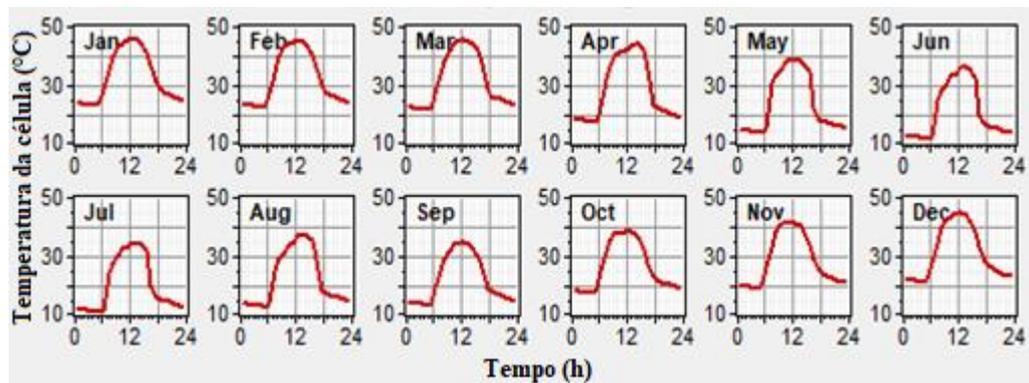
Figura 4.7 – Perfil da temperatura na célula PV para painéis com arrefecimento.



Fonte: Adaptado do *software Homer*.

As temperaturas da célula PV para a topologia com rastreamento solar podem ser vistas na Figura 4.8. A maior incidência de radiação solar e a inclinação perpendicular dos raios solares fizeram com que os painéis experimentassem temperaturas mais altas durante um maior período de tempo ao longo do dia.

Figura 4.8 – Perfil da temperatura na célula PV para painéis com rastreamento.



Fonte: Adaptado do *software Homer*.

Os meses de junho, julho, agosto e setembro apresentam os menores valores de temperatura da célula PV em todas as topologias analisadas. Esse período é o mais frio do ano para a cidade de Santa Maria, onde o inverno tem os níveis mais baixos de temperatura ambiente das quatro estações. Os dias são mais curtos e há a ocorrência de chuvas com maior frequência. Além da temperatura média ser mais baixa nesse período a radiação solar também é reduzida se comparada a outros períodos do ano.

### 4.3 SEGUNDO ESTUDO DE CASO

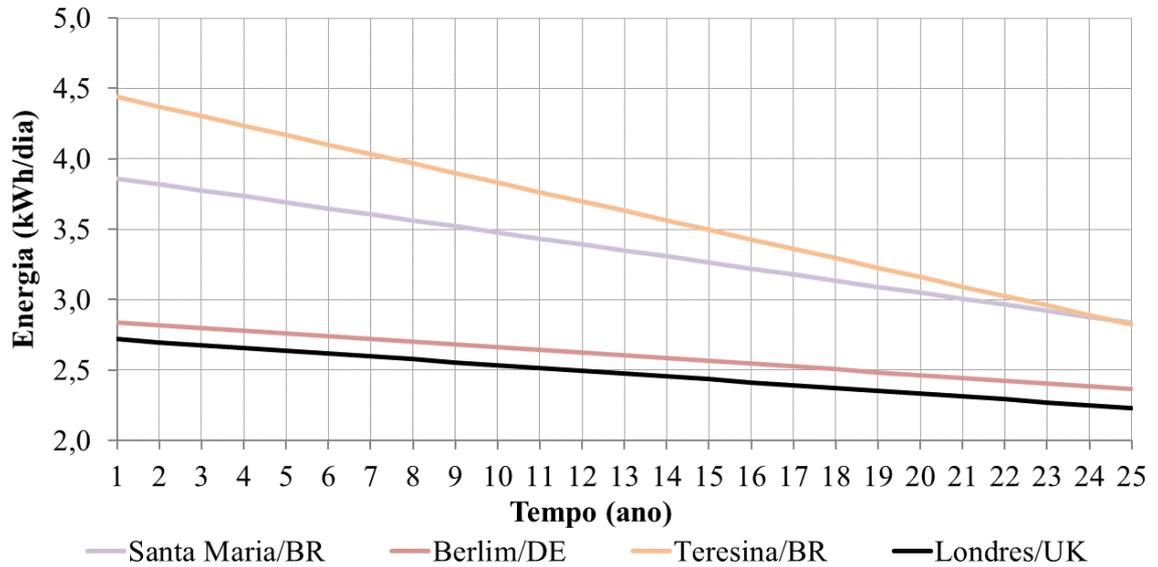
O segundo estudo de caso foi elaborado para verificar a durabilidade dos painéis PV conforme proposto na metodologia desta dissertação. Primeiramente foi necessário verificar a degradação dos módulos PV em cada local de acordo com a configuração associada.

A metodologia para a previsibilidade da degradação na topologia fixa é aplicada e validada para diferentes localidades. Neste caso foram coletadas as informações pertinentes de quatro locais distintos e aleatórios para os cálculos da degradação na instalação PV. Assim, foi possível verificar se a metodologia proposta é global e aplicável em diferentes condições climáticas.

As localidades escolhidas foram: (i) Santa Maria localizada no estado do Rio Grande do Sul, Brasil possuindo um clima subtropical úmido e uma média de temperatura de 19,55 °C; (ii) Teresina no estado do Piauí, Brasil, onde a média de temperatura fica em torno de 27 °C podendo atingir até 41,1 °C com um clima tropical semiúmido; (iii) Berlim, capital da Alemanha, com clima temperado e 9,4 °C de temperatura média; (iv) Londres, capital da Inglaterra, com clima temperado oceânico e temperatura média de aproximadamente 12 °C.

Os resultados obtidos nas simulações para os painéis PV fixos demonstram que a *DR* é mais alta em locais onde a radiação solar e a temperatura ambiente são maiores. A Figura 4.9 mostra o gráfico da geração de energia elétrica em função do tempo, onde pode ser verificado o comportamento da *DR* nos locais escolhidos para as análises. A energia gerada nos primeiros anos de operação das instalações PV de um mesmo modelo de painel PV é maior em Teresina seguida de Santa Maria, Londres e Berlim. No entanto, a degradação resulta em uma gradativa queda da geração PV ao longo do tempo fazendo com que a energia gerada em Teresina se iguale com a de Santa Maria no final do período simulado.

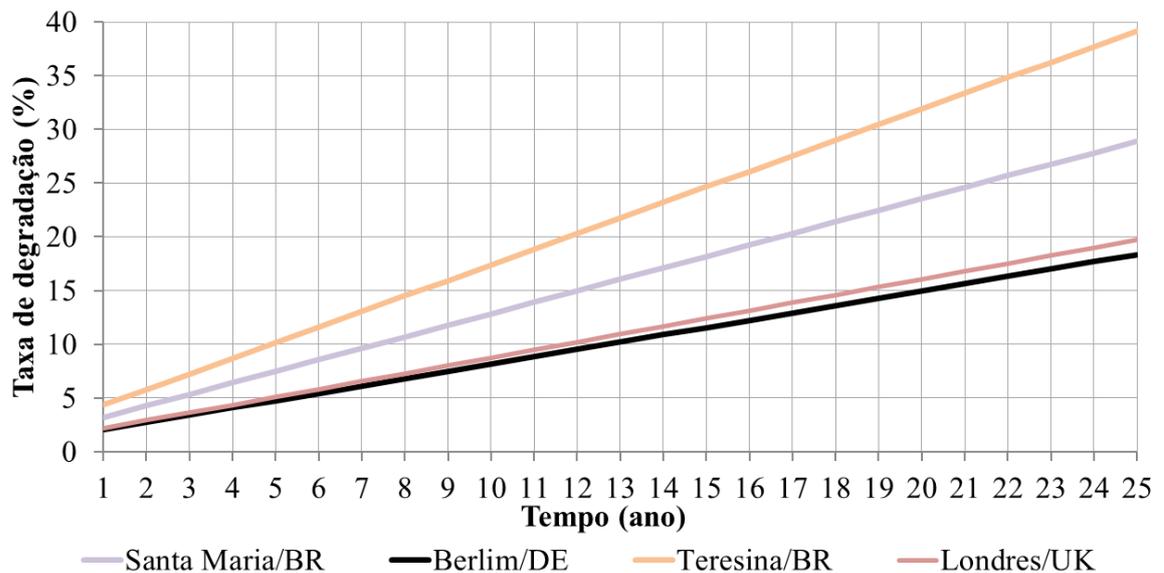
Figura 4.9 – Geração de energia elétrica em diferentes localidades ao longo do tempo.



Fonte: Próprio Autor.

O cálculo da taxa de degradação para 25 anos de operação dos painéis mostra que a *DR* ao final do período simulado chega a 20% para Londres e 19% em Berlim, contudo Santa Maria aproxima-se dos 29% e Teresina 39%. Essas taxas de degradação podem ser vistas na Figura 4.10 e condizem com os valores obtidos ao longo do tempo nos relatos coletados por Jordan et al., (2016) para características climáticas similares a esses locais.

Figura 4.10 – Taxas de degradação PV em diferentes localidades ao longo do tempo.



Fonte: Próprio Autor.

As taxas de degradação nesta dissertação são condizentes com a garantia fornecida pelos fabricantes para as capitais Berlim e Londres, porém, isto não se aplica para as cidades de Santa Maria e Teresina. Nota-se que a inclinação dos traços no gráfico da Figura 4.10 é maior para os climas mais quentes e menor para os climas mais frios. Além da baixa velocidade média do vento não contribuir para diminuir a temperatura alta, os elevados níveis de radiação solar incidente influenciam no desempenho da geração PV, mas também prejudicam a durabilidade dos painéis. Ainda assim, mesmo com uma elevada degradação para a cidade de Teresina, os altos níveis de irradiância mantiveram a geração de energia elétrica maior que nas demais localidades durante os 25 anos de simulação.

O término da vida útil do painel PV é atingido quando sua potência nominal de fabricação for menor que 80%, conforme comentado no primeiro capítulo desta dissertação. Sob esse ponto de vista, a configuração PV instalada em Londres teria a durabilidade de 25 anos e em Berlim teria mais tempo de operação, além dos 25 anos da simulação. Entretanto, na cidade de Santa Maria os módulos PV teriam uma vida útil de 17 anos e em Teresina teriam 12 anos, ou seja, após esses respectivos períodos os painéis poderiam continuar em operação, mas com menos de 80% da potência nominal inicial do arranjo PV.

#### 4.4 TERCEIRO ESTUDO DE CASO

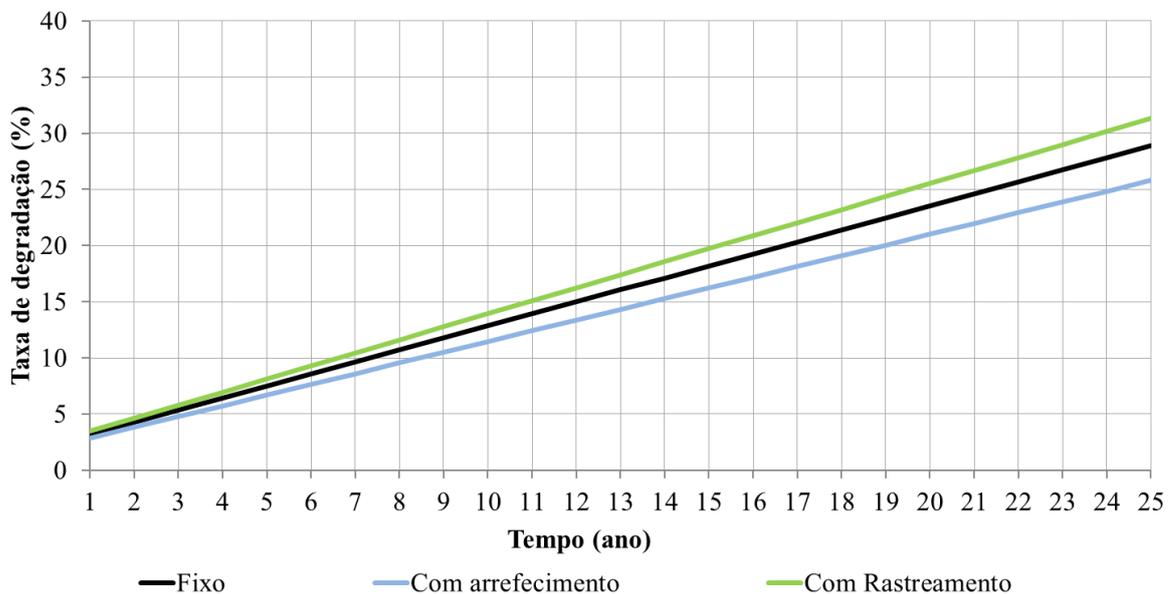
O terceiro estudo de caso considera as taxas de degradação e o desempenho de cada topologia PV para a análise da viabilidade técnica e econômica. Nesta etapa, a modelagem difusa é aplicada para encontrar as taxas de degradação para as topologias com arrefecimento e rastreamento solar. A localidade utilizada para este estudo de caso foi a cidade de Santa Maria. O perfil de geração de cada instalação PV é detalhado nos resultados do primeiro estudo de caso, justificando e possibilitando uma melhor compreensão das diferenças na produção de energia neste estudo de caso para uma mesma potência instalada.

As simulações do terceiro estudo de caso foram realizadas para diferentes configurações PV através dos dados obtidos em cálculos da previsão de geração, pesquisas da literatura da área e da aplicação da lógica *fuzzy* para um período de 25 anos. O *Homer* foi utilizado nesta modelagem para as análises técnica e econômica da influência da temperatura do painel na geração PV, da produção de energia anual e do retorno de investimento que envolvem os custos das instalações PV.

O cálculo da taxa de degradação para 25 anos de operação dos painéis em diferentes topologias de instalação mostra que a vida útil dos módulos pode ser influenciada tanto

positivamente como negativamente pela configuração escolhida, conforme mostra a Figura 4.11. A taxa de degradação atinge 28,9% no final de 25 anos nas simulações com uma vida útil dos painéis fixos de 17 anos para a cidade de Santa Maria, conforme descrito anteriormente. Entretanto, com a associação do arrefecimento dos painéis foi possível diminuir os valores da *DR* ao longo do tempo, chegando a 25,8% nas simulações do ano 25. A topologia de instalação PV com rastreamento solar aumentou a degradação nos painéis em torno de 2,43% a mais que a topologia fixa. Dessa forma, a taxa de degradação resultou em um valor de 31,33% no último ano das simulações para uma topologia com rastreamento solar.

Figura 4.11 – Taxas de degradação para diferentes topologias PV ao longo do tempo.

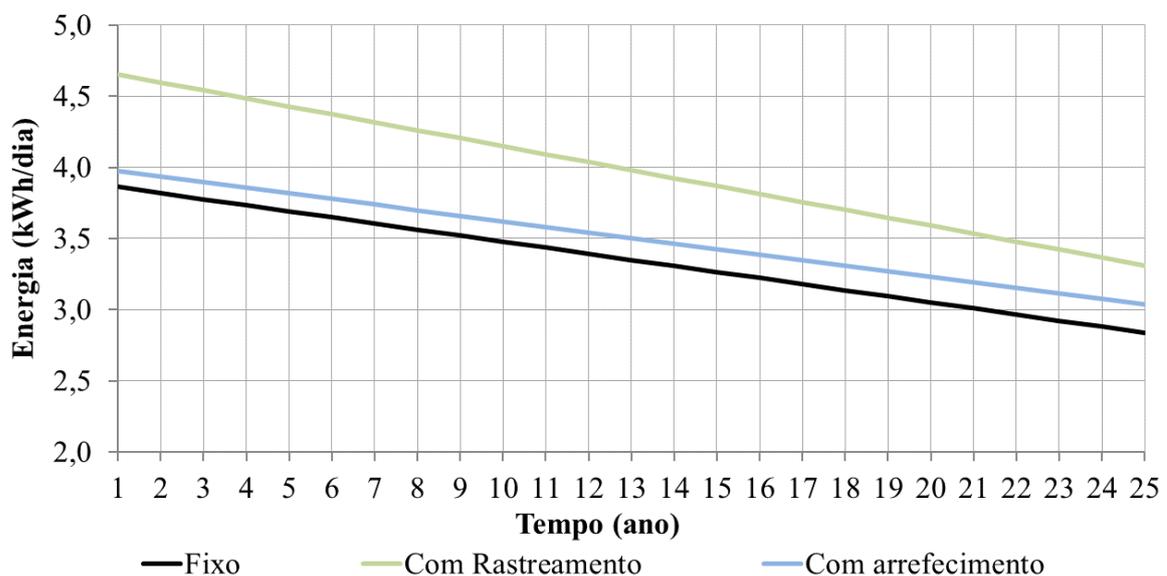


Fonte: Próprio Autor.

O gráfico da Figura 4.12 representa a energia elétrica gerada ao longo do período simulado para as três topologias e instalação PV abordadas nesta dissertação. Para tanto, foi considerado o desempenho de cada topologia juntamente com as taxas de degradação obtidas anteriormente. É possível notar que as topologias com arrefecimento e rastreamento solar são as que mais geram energia elétrica durante o período das simulações. A inclinação da reta que representa a geração usando a topologia com arrefecimento é menor em relação as demais, o que mostra a menor taxa de degradação entre as analisadas. Ainda, pode-se perceber neste estudo que apesar dos painéis com rastreamento solar possuírem uma maior taxa de degradação, a produção de energia se mantém superior as demais. Isto está aliado principalmente ao fato de o rastreamento aproveitar mais a irradiação solar direta incidente nos módulos PV.

A vida útil dos módulos PV na topologia associada ao arrefecimento foi mais prolongada em relação a topologia fixa até o ano 19, ou seja, 2 anos a mais de operação acima dos 80% da potência nominal inicial. A maior geração de energia elétrica proporcionada pelo arrefecimento e a diminuição das taxas de degradação postergou a vida útil dos painéis. Portanto, a redução da potência nominal dos painéis devido a degradação pode ser compensada pelo aumento do desempenho proporcionado pelo tipo da topologia escolhida.

Figura 4.12 – Geração PV de energia em diferentes topologias de instalação.



Fonte: Próprio Autor.

A configuração com rastreamento solar é a que apresenta maior taxa de degradação média, mas também apresenta o maior desempenho na produção de energia elétrica entre as topologias analisadas. Conforme a Figura 4.12 a energia gerada nessa topologia é superior as demais desde o primeiro ano e se mantém assim ao longo do período simulado. O rastreamento proporcionou uma vida útil aos painéis ligeiramente maior que 15 anos apenas. Contudo, mesmo com uma taxa de degradação alta e menor vida útil dos painéis, o rastreamento possibilita compensar isso com uma maior geração de energia elétrica considerando o desempenho relativo a instalação PV fixa.

Uma vez feita a análise técnica das topologias PV abordadas, prossegue-se para a análise da viabilidade econômica das instalações. Neste caso, o *Homer* é utilizado para fornecer o custo total do valor presente líquido e o custo específico de energia de cada sistema simulado, uma

vez que esse programa tem como um dos principais objetivos calcular e avaliar o balanço energético de um sistema PV em busca de resultados otimizados.

A análise da viabilidade financeira de uma instalação PV tem como um dos principais objetivos verificar se o arrefecimento e o rastreamento solar são economicamente viáveis. Para tanto, considerou-se a venda de energia com um custo aproximado de R\$ 0,81/kWh com base nos valores estabelecidos para a cobrança dos custos da geração de energia (representada, na fatura mensal, pela tarifa de energia – TE), do seu transporte e distribuição até os consumidores (representadas pela tarifa de uso do sistema de distribuição – TUSD), de impostos e demais serviços. Além disso, nesse valor estão incluídos os encargos setoriais e tributos que são arrecadados pelas distribuidoras e repassados aos governos municipal, estadual e federal. Para a análise do retorno do investimento inicial, foi utilizado um valor médio da taxa básica de juros de 6% para as simulações, definida pelo Conselho Monetário Nacional (CMN).

Os custos de cada topologia analisada neste texto foram estimados de acordo com uma pesquisa no mercado local. A topologia de painéis PV fixos se resume apenas aos valores dos painéis, do inversor, cabos e conectores, proteção (disjuntor), instalação técnica e estrutura de fixação que juntos resultam em um total de R\$ 5.720,00/kW. Para a configuração com arrefecimento foram acrescentados os custos dos trocadores de calor instalados no verso dos painéis, mais o sistema de bombeamento de água, as mangueiras e conexões, o reservatório de água e o valor da mão de obra para a instalação. Ainda, foram acrescentados os custos de reposição e manutenção do sistema de arrefecimento, totalizando R\$ 7.970,00/kW.

A instalação com rastreamento solar possui custos maiores que a topologia fixa para incluir os valores de mão de obra e da estrutura de movimentação dos painéis. O total dos custos para a instalação dos painéis com rastreamento é de R\$ 9.320,00/kW. Isto inclui os painéis PV, o inversor, cabos e conectores, disjuntor de proteção, mão de obra para instalação, motores e estrutura para a movimentação dos painéis, manutenção e reposição das partes que compõe o rastreamento solar.

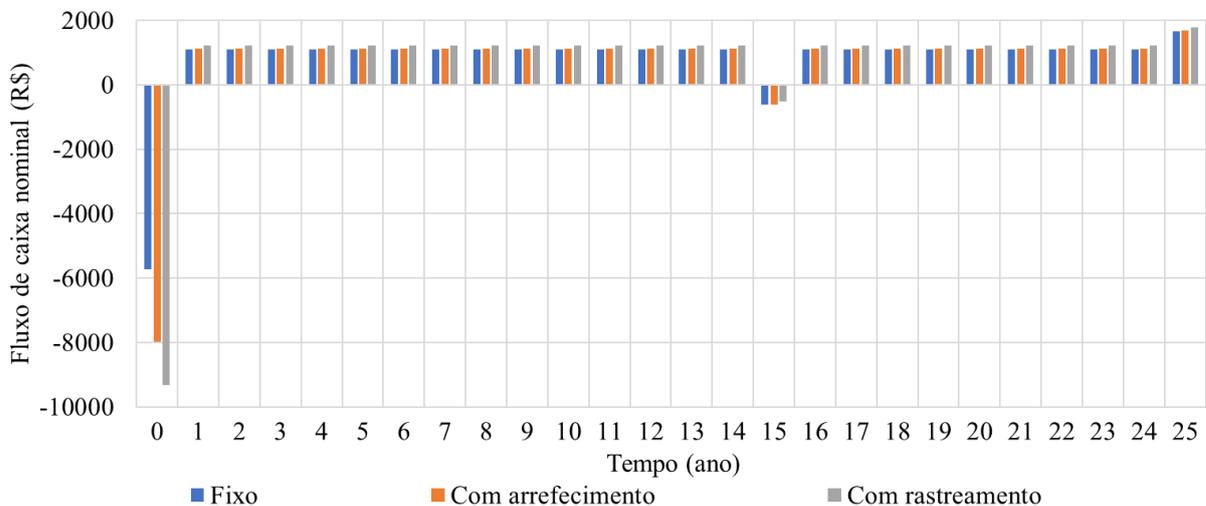
Além do investimento inicial e dos custos de reposição de cada topologia PV analisada, foram contabilizados os gastos energéticos para o bombeamento da água no sistema com arrefecimento e dos motores elétricos para o rastreamento solar. Contudo, para contabilizar essa demanda de energia optou-se por acrescentar uma determinada porcentagem dos custos correspondentes juntamente com os valores de manutenção de cada topologia PV.

A Figura 4.13 apresenta o fluxo de caixa para as topologias fixa, com arrefecimento e com rastreamento solar. A maior diferença está no capital inicial de cada topologia

contabilizada no ano zero, onde as topologias com arrefecimento e rastreamento solar possuem os custos mais elevados das suas instalações. As configurações possuem comportamento financeiro semelhante ao longo do período simulado, tendo uma venda de energia anual maior para o rastreamento solar. No ano 15 é feita a substituição do inversor para todas as topologias devido ao término da sua vida útil, deixando o fluxo de caixa desse ano negativo. No final do período simulado há uma elevação no valor do fluxo de caixa em todas as configurações devido ao valor residual restante da vida útil do inversor.

A diferença entre os custos de operação, manutenção e venda de energia para a rede de distribuição acabam se equilibrando nas configurações analisadas. Por exemplo, na topologia com arrefecimento há mais geração de energia elétrica, porém também há consumo de energia e custos de manutenção pela circulação da água. Essa situação também acontece para a topologia com rastreamento solar que possui maior aproveitamento solar, porém com uma demanda de energia necessária para a movimentação dos painéis e uma maior manutenção das partes móveis.

Figura 4.13 – Fluxo de caixa nominal de três diferentes topologias de instalação PV.



Fonte: Próprio Autor.

A Tabela 4.3 mostra os resultados financeiros para as três topologias analisadas nesta dissertação. Esse conjunto de valores abordados permite uma melhor e mais detalhada compreensão dos resultados econômicos obtidos nas simulações. O custo nivelado de energia (LCOE) envolve os custos totais do sistema (capital, substituição de equipamento, manutenção e operação dos equipamentos e da rede) dividido pela energia elétrica útil (energia gerada

menos as perdas) produzida em cada topologia PV. O custo de operação da rede é o total de energia comprada (neste caso é zero) menos o valor da energia vendida para a rede (neste caso é um valor alto). Como a venda de energia para a rede é maior que os demais custos, o sinal negativo permanece no valor do LCOE. Nesse sentido, quanto maior for o LCOE negativo menor será o custo médio por kWh da energia gerada.

O VPL é maior para a topologia de painéis fixos, seguido pela topologia com arrefecimento e rastreamento solar. No entanto, percebe-se o inverso dessa ordem no custo total de operação que envolve, dentre alguns custos, a venda de energia para a rede (sinal negativo). Isso mostra o melhor desempenho das topologias com arrefecimento e principalmente a topologia com rastreamento solar que, mesmo tendo custos maiores em relação a manutenção e operação do sistema, apresenta maior geração de energia resultando assim em um maior retorno anual dos investimentos.

Tabela 4.3 – Comparação financeira entre as topologias de instalação fotovoltaica.

<b>Resultados financeiros</b>	<b>Painéis fixos</b>	<b>Painéis com arrefecimento</b>	<b>Painéis com rastreamento</b>
Capital inicial	R\$ 5.720,00	R\$ 7.970,00	R\$ 9.320,00
Custo nivelado de energia (LCOE)	- R\$ 0,439/kWh	- R\$ 0,311/kWh	- R\$ 0,271/kWh
Total do valor presente líquido (VPL)	R\$ 7.766,00	R\$ 5.726,00	R\$ 5.614,00
Custo total de operação	- R\$ 1.055,00/ano	- R\$ 1.071,00/ano	- R\$ 1.168,00/ano

Fonte: Próprio Autor.

O VPL é maior para a instalação com painéis fixos, principalmente, pelo menor investimento do capital inicial. Apesar disso, todas as topologias analisadas apresentam viabilidade financeira dentro do período simulado. As topologias que envolvem partes móveis possuem um alto investimento inicial se comparadas com a topologia fixa e, por isso, tornam-se menos competitivas neste estudo de caso. Contudo, isso pode ser alterado devido as condições climáticas nas demais localidades do mundo e pela diminuição do capital inicial das instalações.

#### 4.5 RESUMO DESTE CAPÍTULO

As simulações descritas neste capítulo foram realizadas para três estudos de casos com o objetivo de mostrar a aplicabilidade da metodologia e discutir os resultados obtidos. A análise

do desempenho das topologias PV foi realizada no primeiro estudo de caso onde o rastreamento solar tem maior destaque para geração de energia. No segundo estudo de caso, a taxa de degradação foi simulada para diferentes localidades e validada segundo estudos da área para a instalação fixa. No último estudo de caso foi aplicada a modelagem difusa para encontrar a degradação em diferentes topologias PV. Toda a análise técnica e econômica para as configurações PV fixa, com arrefecimento e com rastreamento estão descritas no terceiro estudo de caso. A partir disso, foi possível gerar diversas conclusões sobre os resultados obtidos e verificar possíveis soluções e contribuições para o desenvolvimento da pesquisa nessa área.

## 5 CONCLUSÕES

Esta dissertação analisa o desempenho e a durabilidade dos painéis fotovoltaicos em diferentes condições climáticas e topologias de instalação. Os resultados deste trabalho permitiram a validação de uma metodologia para a previsão da durabilidade e eficiência de painéis PV em diferentes configurações de instalação. O estudo da viabilidade técnica e econômica das configurações (i) fixa, (ii) com arrefecimento e (iii) com rastreamento solar mostrou ser de grande relevância e contribui diretamente para a tomada de decisão e para o planejamento de instalações PV.

Os fatores que influenciaram na durabilidade e eficiência dos módulos PV foram identificados e relacionados com diferentes pesos de contribuição para elaborar a metodologia. A influência do clima foi considerada em todas as simulações deste trabalho, principalmente por seus efeitos no desempenho e na degradação dos módulos PV. Entre as principais ferramentas para a análise da durabilidade dos painéis, a modelagem difusa mostrou ser uma inovadora e excelente solução para encontrar a taxa de degradação para diferentes topologias de instalações PV.

Os estudos realizados com o arrefecimento de painéis PV apontam um aumento na produção de energia elétrica, principalmente no período de verão, mostrando-se uma excelente alternativa para maximizar a geração PV em locais com clima quente. Outra aplicação da instalação de arrefecimento PV é na topologia com rastreamento e com concentradores de radiação solar, por exemplo, onde o controle da temperatura pode evitar que os módulos atinjam elevadas temperaturas e aumentar a geração de eletricidade. O arrefecimento além de ter maximizado o desempenho nas simulações, ele também prolongou a vida útil dos painéis, ou seja, foi mais um benefício proporcionado.

O rastreamento solar de módulos PV permitiu um aumento da geração de energia elétrica ao longo do tempo, porém aumentando a taxa de degradação entre as topologias analisadas. A durabilidade dos módulos foi diminuída principalmente pelo aumento das médias diárias de irradiância e temperatura de operação dos painéis. No entanto, a produção de eletricidade com rastreamento foi maior do que as demais configurações ao longo do período simulado, destacando-se como uma boa opção para aumentar a geração PV. A curva de energia gerada foi maior, principalmente, no início e no final da geração diária, permitindo atender a uma faixa maior de horários da demanda elétrica.

As garantias de desempenho de painéis fornecidas pelos fabricantes são bem distintas e não apropriadas para todos os locais de instalação e nem para as topologias PV, conforme os

resultados obtidos nesta dissertação. Ainda como conclusão destaca-se a recomendação de que os projetistas de instalações PV devem procurar corrigir os valores indicados pelos fabricantes através da verificação da degradação e desempenho que os painéis desenvolverão durante a operação ao longo da sua vida útil. Assim, este estudo contribui para um planejamento assertivo e uma previsão mais específica do retorno dos investimentos mantendo-a o mais próximo possível da realidade de cada instalação.

Uma das conclusões proporcionadas pelas análises da degradação dos painéis PV é que, mesmo com uma instalação localizada em clima quente e com uma alta taxa de degradação, é possível gerar mais energia elétrica durante o tempo de garantia do que em lugares onde a degradação é menor, mas com menor produção de energia. Isto abre a possibilidade de se verificar em futuros estudos qual é o comportamento não só das topologias analisadas neste trabalho, mas de outras como, por exemplo, de uma configuração que utilize concentradores de energia solar e arrefecimento por circulação de água em trocador de calor geotérmico.

A redução da potência nominal dos painéis causada pela degradação pode ser compensada com o aumento do desempenho proporcionado pelo tipo da topologia de instalação. Os resultados desta dissertação mostraram que, para a localidade definida no terceiro estudo de caso, a configuração com rastreamento solar é a que apresenta maior taxa de degradação média entre as topologias analisadas, porém, também é a que mais gera energia elétrica. Portanto, as análises propostas permitem uma melhor compreensão da relação entre desempenho e durabilidade.

Os resultados deste trabalho permitem concluir que a topologia com arrefecimento produz mais energia elétrica do que a topologia fixa e contribui mais para o aumento da vida útil dos painéis em aproximadamente 3,1% para a cidade de Santa Maria. A configuração com rastreamento diminui a vida útil dos painéis em cerca de 2,43% para a mesma localidade, apesar de ter gerado mais eletricidade durante o período simulado do que nas demais configurações analisadas.

A análise da viabilidade econômica das diferentes topologias de instalação PV permitiu verificar que o arrefecimento e o rastreamento solar são viáveis. No entanto, entre as três topologias analisadas, os painéis fixos possuem um maior valor presente líquido. Apesar dos custos serem mais altos para a operação e manutenção dos módulos PV com rastreamento, o fluxo de caixa positivo é maior do que nas demais instalações. O rastreamento solar e o arrefecimento dos painéis só não são mais atrativos financeiramente, principalmente pelo elevado custo inicial das suas instalações.

A maximização e disseminação das instalações fotovoltaicas é uma excelente opção para a demanda energética mundial. Tendo isso em vista, as diferentes topologias de instalação PV abordadas neste estudo servem para auxiliar os projetistas na tomada de decisões e no planejamento da geração PV, viabilizando a instalação de diferentes configurações PV de acordo com as condições de instalação e atendendo as necessidades no fornecimento de energia elétrica.

O presente estudo abre um caminho global para a análise do desempenho e da durabilidade dos painéis PV. Tal estudo foi viabilizado pelo uso de equações, de dados meteorológicos, características dos equipamentos elétricos, modelagem nebulosa e simulações em programas computacionais. Por fim, a análise técnica e econômica de um estudo de caso mostrou como é possível tornar o planejamento das instalações PV mais previsível e realista.

## 5.1 TRABALHOS FUTUROS

Esta dissertação possibilita o estudo e aprofundamento da geração fotovoltaica no que se refere ao seu planejamento, desempenho, durabilidade e viabilidade. A partir disso, outros estudos podem ser explorados tanto para o aperfeiçoamento dos métodos de previsão da durabilidade e eficiência dos painéis como para o desenvolvimento de trabalhos promissores nesta área incluindo:

- O desenvolvimento de uma ferramenta computacional que associe e realize automaticamente todas as etapas da metodologia desta dissertação de forma simples e rápida;
- A realização de análises, testes e possíveis adaptações nesta metodologia para novas topologias de instalação PV como a com concentradores de energia solar e as que vierem a ser criadas;
- Verificação da eficiência e durabilidade dos painéis nas combinações de topologias como, por exemplo, usando-se concentradores mais arrefecimento, rastreamento mais arrefecimento, etc.;
- Aplicação da metodologia em mais estudos de caso para encontrar a vida útil das diferentes topologias de instalação PV em outras localidades;
- Incremento de mais causas de degradação na metodologia;
- Simulação de instalações com maior potência de geração PV para verificar a viabilidade das topologias em aplicações de larga escala considerando a degradação dos painéis;
- Pesquisa de topologias e soluções para aumentar a vida útil dos painéis;

- Verificação da durabilidade de outros equipamentos como, por exemplo, os inversos PV dos arranjos;
- Proposição de aplicações específicas para o painel PV após a sua vida útil;
- Verificação do comportamento dos painéis sob as análises deste estudo em outras tecnologias de fabricação da célula fotovoltaica;
- Realização da previsão da geração PV para diferentes períodos de simulação, como em curto e médio prazo;
- Inclusão nas análises de outros tipos de arrefecimento e rastreamento;
- Realização da análise econômica para outras regiões do mundo e verificar a viabilidade das topologias;
- Estudo de formas e soluções para desenvolver topologias de maximização da geração PV de baixo custo com o objetivo de torná-las mais viáveis.

## 5.2 PUBLICAÇÕES

PIOTROWSKI, L. J.; VAZ, E. F.; FARRET, F. A. Optimization of photovoltaic generation by temperature control. In: 11th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC), 2018. **Anais...** Santa Maria. Disponível em: <<https://www.ufsm.br/cursos/pos-graduacao/santa-maria/ppgee/papers/>>.

PIOTROWSKI, L. J.; FARRET, F. A. Performance and durability analysis of photovoltaic panels under different climatic conditions. In: IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT), 2019. **Anais...** Gramado. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8894942>>.

DA COSTA, A. K.; VAZ, E. F.; PIOTROWSKI, L. J.; DAHMER, R. D.; CANHA, L. N.; FARRET, F. A. Electrical Impacts of the Distributed Generation with Incineration of Urban Solid Waste. In: IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT), 2019. **Anais...** Gramado. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8895341>>.

PIOTROWSKI, L. J.; SIMÕES, M. G.; FARRET, F. A. Technical and Economic Analysis of Durability and Efficiency of Water-Cooled Photovoltaic Panels. Article submitted to **Solar Energy**, 2019.

## REFERÊNCIAS

ALMEIDA, S. C. A. D.; FREIRE, R. L. Geração de energia elétrica através de sistema híbrido diesel-eólico para um hospital. In: CONGRESSO INTERNACIONAL SOBRE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ENERGIA NO MEIO RURAL (AGRENER GD), 7., 2008, Fortaleza. **Anais...** Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: <<https://docplayer.com.br/23810588-Geracao-de-energia-eletrica-atraves-de-sistema-hibrido-diesel-eolico-para-um-hospital.html>>. Acesso em: 15 nov. 2018.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Matriz de Energia Elétrica**. 2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>. Acesso em: 12 jan. 2020.

AMARANTE, O. A. C.; ZACK, J.; BROWER, M.; SÁ, A. L. **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Brasília, 2001. 44 p. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas\\_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf)>. Acesso em: 22 nov. 2018.

BARROS, L.C.; BASSANEZI, R. C. **Tópicos de Lógica Fuzzy e Biomatemática**. 3. ed. Campinas: IMECC-Unicamp: Ed. 200, 2006. 426 p.

BOSCO, N. Reliability concerns associated with PV technologies. **National Renewable Energy Laboratory**. 2010. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/228874644\\_Reliability\\_Concerns\\_Associated\\_with\\_PV\\_Technologies](https://www.researchgate.net/publication/228874644_Reliability_Concerns_Associated_with_PV_Technologies)>. Acesso em: 16 dez. 2018.

CANADIAN SOLAR INC. **Datasheet MaxPower CS6U M 1500V**. Solar Modules, 2018. Disponível em: <[https://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/v5.5/Canadian\\_Solar-Datasheet-MaxPower-CS6U-M-1500V-v5.52en.pdf](https://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/v5.5/Canadian_Solar-Datasheet-MaxPower-CS6U-M-1500V-v5.52en.pdf)>. Acesso em 06 dez. 2019.

CHAN, S. H. D.; PHANG, J. C. H. Analytical Methods for the Extraction of Solar-Cell Single- and Double-Diode Model Parameters from I- V Characteristics. **IEEE Transactions on Electron Devices**, v. 34, n. 2, p. 286-293, fev., 1987. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1486631>>. Acesso em: 12 nov. 2018.

CHOW, T. T. A review on photovoltaic/thermal hybrid solar technology. **Applied energy**, v. 87, n. 2, p. 365-379, ago., 2010. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/222678799\\_A\\_review\\_on\\_photovoltaicthermal\\_hybrid\\_solar\\_technology](https://www.researchgate.net/publication/222678799_A_review_on_photovoltaicthermal_hybrid_solar_technology)>. Acesso em: 03 jun. 2019.

CHUGH, A.; CHAUDHARY, P.; RIZWAN, M. Fuzzy logic approach for short term solar energy forecasting. In: Annual IEEE India Conference (INDICON), 2015. **Anais...** New Delhi. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7443206?section=abstract>>. Acesso em: 20 nov. 2018.

COLMENAR-SANTOS, A.; BUENDIA-ESPARCIA, A.; PALACIO-RODRÍGUEZ, C. de.; BORGE-DIEZ, D. Water canal use for the implementation and efficiency optimization of photovoltaic facilities: Tajo-Segura transfer scenario. **Solar Energy**, v. 126, p. 168-194, mar.,

2016. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X16000116?via%3Dihub>>. Acesso em: 21 nov. 2018.

CRONIN, A; PULVER, S; CORMODE, D; JORDAN, D; KURTZ, S; SMITH, R. Measuring degradation rates of PV systems without irradiance data. **Progress in Photovoltaics**, v. 22, n. 8, p. 851-862, ago./fev., 2013. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/pip.2310>>. Acesso em: 22 nov.2018.

DUBEY, S.; SARVAIYA, J. N.; SESHADRI, B. Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World A Review. **Energy Procedia**, v. 3, p. 311-321, mar., 2015. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/257712673\\_Temperature\\_Dependent\\_Photovoltaic\\_PV\\_Efficiency\\_and\\_Its\\_Effect\\_on\\_PV\\_Production\\_in\\_the\\_World\\_-\\_A\\_Review](https://www.researchgate.net/publication/257712673_Temperature_Dependent_Photovoltaic_PV_Efficiency_and_Its_Effect_on_PV_Production_in_the_World_-_A_Review)>. Acesso em: 30 out. 2018.

ELDIN, S. A. S.; ABD-ELHADY, M. S.; KANDIL, H. A. Feasibility of solar tracking systems for PV panels in hot and cold regions. **Renewable energy**, v. 85, p. 228–233, jan., 2016. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115300744>>. Acesso em: 30 out. 2019.

EVANS, D. L.; FLORSCHUETZ, L. W. Terrestrial concentrating photovoltaic power system studies. **Solar Energy**, v. 20, p. 37-43, 1978. Disponível em: <<https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/0038092X78901391?token=D288CA50CBEB3C775D187D219762BF826DF59D47F24A286F80BB71B38A77A08A2248D45CB2716BA260A26539B9212B55>>. Acesso em: 02 fev. 2020.

FARRET, F. A. et al. PV Efficiency Improvement by Underground Heat Exchanging and Heat Storage. In: 3rd Renewable Power Generation Conference (RPG), 2014. **Anais...** Institution of Engineering and Technology. Disponível em: <<https://digital-library.theiet.org/content/conferences/10.1049/cp.2014.0875>>. Acesso em: 05 nov. 2019.

FARRET, F. A.; SIMÕES, M. G. **Integration of Renewable Sources of Energy**. 2. ed. Albany: Wiley-Blackwell, Ed. 2, 2018. 688 p.

FOUADA, M. M.; SHIHATAB, L. A.; MORGAN, E. I. An integrated review of factors influencing the performance of photovoltaic panels. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 80, p. 1499–1511, dez., 2017. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032117307803>>. Acesso em: 05 jun. 2019.

HASSAN, A. H.; RAHOMA U. A.; ELMINIR H. K.; FATHY A. M. Effect of airborne dust concentration on the performance of PV modules. **Journal Astron Soc Egypt.**, v. 13, p. 24–38, jan., 2005. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/278386495\\_Effect\\_of\\_airborne\\_dust\\_concentration\\_on\\_the\\_performance\\_of\\_PV\\_modules](https://www.researchgate.net/publication/278386495_Effect_of_airborne_dust_concentration_on_the_performance_of_PV_modules)>. Acesso em: 03 jan. 2019.

HERSCH, P.; ZWEIBEL, K. **Basic photovoltaic principles and methods**. Solar Energy Research Inst. Golden, CO, EUA. 1982. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/legosti/old/1448.pdf>>. Acesso em: 30 jan. 2019.

JAHIC, A. et al. Photovoltaic Power Output Forecasting With Anfis. In: Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion

(MedPower), 2016. **Anais...** Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7885410>>. Acesso em: 22 jun. 2019.

JAYAKUMAR, P. **Solar energy resource assessment handbook**. Asia and Pacific Center for Transfer of Technology of the United Nations, 2009. Disponível em: <[https://www.academia.edu/8507576/Solar\\_Energy\\_Resource\\_Assessment\\_Handbook\\_Prepared\\_for\\_APCTT\\_Asian\\_and\\_Pacific\\_Centre\\_for\\_Transfer\\_of\\_Technology\\_Of\\_the\\_United\\_Nations\\_Economic\\_and\\_Social\\_Commission\\_for\\_Asia\\_and\\_the\\_Pacific\\_ESCAP?auto=download](https://www.academia.edu/8507576/Solar_Energy_Resource_Assessment_Handbook_Prepared_for_APCTT_Asian_and_Pacific_Centre_for_Transfer_of_Technology_Of_the_United_Nations_Economic_and_Social_Commission_for_Asia_and_the_Pacific_ESCAP?auto=download)>. Acesso em: 03 dez. 2018.

JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. Photovoltaic degradation rates - an analytical review. **Progress in photovoltaics**, v. 21, n. 1, p. 12-29, jan., 2013. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/230551090\\_Photovoltaic\\_Degradation\\_Rates-an\\_Analytical\\_Review](https://www.researchgate.net/publication/230551090_Photovoltaic_Degradation_Rates-an_Analytical_Review)>. Acesso em: 05 out. 2018.

JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R.; VANSANT, K.; NEWMILLER, J. Compendium of photovoltaic degradation rates. **Progress in Photovoltaics**, v. 24, p. 978–989, fev., 2016. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/pip.2744>>. Acesso em 09 nov. 2018.

JORDAN, D. C.; SILVERMAN, T. J.; WOHLGEMUTH, J. H.; KURTZ, S. R.; VANSANT, K. T. Photovoltaic failure and degradation modes. **Progress in Photovoltaic**, v. 25, p. 318-326, jan., 2017. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/pip.2866>>. Acesso em: 08 nov. 2018.

KAHOUL, N.; HOUABES, M.; SADOK, M. Assessing the early degradation of photovoltaic modules performance in the Saharan region. **Energy Conversion and Management**, v. 82, p. 320–326, jun., 2014. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/261326554\\_Assessing\\_the\\_early\\_degradation\\_of\\_photovoltaic\\_modules\\_performance\\_in\\_the\\_Saharan\\_region](https://www.researchgate.net/publication/261326554_Assessing_the_early_degradation_of_photovoltaic_modules_performance_in_the_Saharan_region)>. Acesso em: 09 jul. 2018.

KLIR, G. J.; YUAN, B. **Fuzzy Sets and Fuzzy Logic: Theory and Applications**. 1. ed. Londres: Prentice Hall P. T. R, 2003. 592 p.

KÖNTGES, M.; KURTZ, S.; PACKARD, C.; JAHN, U.; BERGER, K. A.; KATO, K.; FRIESEN, T.; LIU, H.; ISEGHEM, M. V. **Review of failures of photovoltaic modules**. IEA PVPS Task, 2014, 140 p. Disponível em: <[http://iea-pvps.org/fileadmin/dam/intranet/ExCo/IEA-PVPS\\_T13-01\\_2014\\_Review\\_of\\_Failures\\_of\\_Photovoltaic\\_Modules\\_Final.pdf](http://iea-pvps.org/fileadmin/dam/intranet/ExCo/IEA-PVPS_T13-01_2014_Review_of_Failures_of_Photovoltaic_Modules_Final.pdf)>. Acesso em: 08 jan. 2019.

LAVE, M.; ELLIS, A. Comparison of Solar and Wind Power Generation Impact on Net Load across a Utility Balancing Area. In: IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), 2017. **Anais...** Washington, 2017. Disponível em: <<https://www.osti.gov/servlets/purl/1368867>>. Acesso em: 13 jun. 2018.

MAKRIDES, G.; et al. Performance loss rate of twelve photovoltaic technologies under field conditions using statistical techniques. **Solar Energy**, v. 103, p. 28-42, mai., 2014. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/260483386\\_Performance\\_loss\\_rate\\_of\\_twelve\\_photovoltaic\\_technologies\\_under\\_field\\_conditions\\_using\\_statistical\\_techniques](https://www.researchgate.net/publication/260483386_Performance_loss_rate_of_twelve_photovoltaic_technologies_under_field_conditions_using_statistical_techniques)>. Acesso em: 08 dez. 2018.

MATHWORKS. Fuzzy Logic Toolbox. [S.l.], p. 388. 2016. Revised for Version 2.2.24 (Release 2016b).

MBTECH INDUSTRIA E COMÉRCIO DE SISTEMAS ELETRÔNICOS LTDA. **Linha Ecos:** Ecosolys Datasheet, 2019. Disponível em: <<http://ecosolys.com.br/wp-content/uploads/2019/12/datasheet-ecos1000plus.pdf>>. Acesso em 07 dez. 2019.

MERAL, M. E.; DINÇER, F. A Review of the factors affecting operation and efficiency of Photovoltaic based electricity generation systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 05, p. 2176–2184, jun., 2011. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/227421444\\_A\\_Review\\_of\\_the\\_factors\\_affecting\\_operation\\_and\\_efficiency\\_of\\_photovoltaic\\_based\\_electricity\\_generation\\_systems](https://www.researchgate.net/publication/227421444_A_Review_of_the_factors_affecting_operation_and_efficiency_of_photovoltaic_based_electricity_generation_systems)>. Acesso em: 15 ago. 2018.

MIRZAEI, M.; ZAMANI, M. Comparative analysis of energy yield of different tracking modes of PV systems in semiarid climate conditions: The case of Iran. **Renewable Energy**, v. 119, p. 400–409, 2018. Disponível em: <<https://ideas.repec.org/a/eee/renene/v119y2018icp400-409.html>>. Acesso em: 15 dez. 2019.

MOHARRAM, K. A.; ABD-ELHADY, M. S.; KANDIL, H. A.; EL-SHERIF, H. Enhancing the performance of photovoltaic panels by water cooling. **Ain Shams Engineering Journal**, v. 4, p. 869–877, dez., 2013. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2090447913000403>>. Acesso em: 09 set. 2018.

MUÑOZ J.; LORENZO, E.; MARTÍNEZ, F. M.; MARROYO, L.; GARCÍA, M. An investigation into hot-spots in two large grid-connected PV plants. **Progress in Photovoltaic**, v. 16, p. 693–701, jul., 2008. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/pip.844>>. Acesso em: 12 out. 2018.

NDIAYE, A.; CHARKI, A.; KOBI, A.; CHEIKH, M. F. K.; NDIAYE, P. A.; SAMBOU, V. Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review. **Solar Energy**, v. 96, p. 140–151, ago., 2013. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X13002703>>. Acesso em: 17 nov. 2018.

NOAA. General Solar Position Calculations, 2018. Disponível em: <<https://www.esrl.noaa.gov/gmd/grad/solcalc/solareqns.PDF>>. Acesso em: 14 mai. 2019.

NREL. National Renewable Energy Laboratory (NREL). **Photovoltaic (PV) research and development (R&D)**, 2020. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/pv/>>. Acesso em: 08 jan. 2020.

ONS. Operador Nacional do Sistema (ONS). **Geração de energia**. Site do ONS, 2019. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao\\_energia.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx)>. Acesso em: 06 jan. 2020.

OPENDSS. Open Distribution System Simulator. **Program Sourceforge**. Net. 2018. Disponível em: <<https://sourceforge.net/projects/electricdss/files/>>. Acesso em: 02 jun. 2018.

OSTERWALD, C. R.; ADELSTEIN, J.; CUETO, J. A.; KROPOSKI, B.; TRUDELL, D.; MORIARTY, T. Comparison of degradation rates of individual modules held at maximum

power. In: PROCEEDINGS OF THE 4TH IEEE WORLD CONFERENCE ON PHOTOVOLTAIC ENERGY CONVERSION, 2006, Hawai. **Anais...** Disponível em: <<https://pdfs.semanticscholar.org/38e1/2a3e8ebfd958be8ea189a1a674eed1d6755a.pdf>>. Acesso em: 12 nov. 2019.

PEI, Z.; WILLIAMS, E. D. Analyzing consumer acceptance of photovoltaics (PV) using fuzzy logic model. **Renewable Energy**, n. 41, p. 350-357, 2012. Disponível em: <<https://ideas.repec.org/a/eee/renene/v41y2012icp350-357.html>>. Acesso em: 08 fev. 2019.

PINHEIRO, E.; et al. Avaliação do potencial da geração fotovoltaica em diferentes condições climáticas na matriz elétrica brasileira. In: V CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 1., 2014, Recife. **Anais...** Recife: 2014. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/301544781\\_AVALIACAO\\_DO\\_POTENCIAL\\_DA\\_GERACAO\\_FOTOVOLTAICA\\_EM\\_DIFERENTES\\_CONDICOES\\_CLIMATICAS\\_NA\\_MATRIZ\\_ELETRICA\\_BRASILEIRA](https://www.researchgate.net/publication/301544781_AVALIACAO_DO_POTENCIAL_DA_GERACAO_FOTOVOLTAICA_EM_DIFERENTES_CONDICOES_CLIMATICAS_NA_MATRIZ_ELETRICA_BRASILEIRA)>. Acesso em: 12 dez. 2018.

PINHO, T. V.; GALDINO, M. A. (Org.) **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. rev. e aum. Rio de Janeiro: CRESESB, 2014. 530 p. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf)>. Acesso em: 22 nov. 2018.

ROUTHIER, A. F.; HONSBURG, C. Using PV and Thermal Energy Storage to Decrease Carbon Dioxide Emissions. In: 7TH WORLD CONFERENCE ON PHOTOVOLTAIC ENERGY CONVERSION, 2018 **Anais...** Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/329506261\\_Using\\_PV\\_and\\_Thermal\\_Energy\\_Storage\\_to\\_Decrease\\_Carbon\\_Dioxide\\_Emissions](https://www.researchgate.net/publication/329506261_Using_PV_and_Thermal_Energy_Storage_to_Decrease_Carbon_Dioxide_Emissions)>. Acesso em 15 jun. 2019.

SHARMA, V.; CHANDEL, S. S. Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 27, p. 753–767, ago., 2013. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032113004917>>. Acesso em: 12 jan. 2019.

SHARMA, V.; CHANDEL, S. S. A novel study for determining early life degradation of multi-crystalline-silicon photovoltaic modules observed in western Himalayan Indian climatic conditions. **Solar Energy**, v. 134, p. 32–44, set., 2016. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X16300561>>. Acesso em: 16 abr. 2019.

SHAW, I. S.; SIMÕES, M. G. **Controle e Modelagem Fuzzy**. 1. ed. São Paulo: Edgard Blücher Ltda. 1999. 168 p.

SHRESTHA, S.; TAMIZHMANI, G. Selection of best methods to calculate degradation rates of PV modules. In: 42ND IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE, 2015 New Orleans, **Anais...** New Orleans: 2015. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7355703>>. Acesso em: 06 ago. 2019.

SIECKER, J.; KUSAKANA, K.; NUMBI, B. P. A review of solar photovoltaic systems cooling technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 79, nov., 2017. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/317155834\\_A\\_review\\_of\\_solar\\_photovoltaic\\_systems\\_cooling\\_technologies](https://www.researchgate.net/publication/317155834_A_review_of_solar_photovoltaic_systems_cooling_technologies)>. Acesso em 12 set. 2018.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. **Renewable Energy**, v. 34, n. 1, p. 23–29, jun. 2008. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/222592973\\_Operating\\_temperature\\_of\\_photovoltaic\\_modules\\_A\\_survey\\_of\\_pertinent\\_correlations](https://www.researchgate.net/publication/222592973_Operating_temperature_of_photovoltaic_modules_A_survey_of_pertinent_correlations)>. Acesso em: 09 jun. 2019.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. **Solar Energy**, v. 83, n. 5, p. 614–624, mai., 2009. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X08002788?via%3Dihub>>. Acesso em: 12 ago. 2018.

SOLARGIS. GIS data and maps. **SOLARGIS solar resource maps**, 2019. Disponível em: <<https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/world>>. Acesso em: 23 nov. 2019.

STROBEL, M. B.; BETTS, T. R.; FRIESEN, G.; BEYER, H. G.; GOTTSCHALG, R. Uncertainty in Photovoltaic performance parameters-dependence on location and material. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 93, n. 6, p. 1124–1128, jun. 2009. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/50356708\\_Uncertainty\\_in\\_PV\\_performance\\_parameters-dependence\\_on\\_location\\_and\\_material](https://www.researchgate.net/publication/50356708_Uncertainty_in_PV_performance_parameters-dependence_on_location_and_material)>. Acesso em 25 ago. 2019.

TON, D.; et al (Org.). **Accelerated Aging Testing and Reliability in Photovoltaics Workshop II Summary Report**. 2008. Disponível em: <[https://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/accelerated\\_aging\\_report\\_2008.pdf](https://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/accelerated_aging_report_2008.pdf)>. Acesso em: 09 nov. 2018.

VAZQUEZ, M.; REY-STOLLE, I. Photovoltaic module reliability model based on field degradation studies. **Progress in Photovoltaics**, v. 16, n. 5, p. 419–433, ago., 2008. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/227697509\\_Photovoltaic\\_module\\_reliability\\_based\\_on\\_field\\_degradation\\_studies](https://www.researchgate.net/publication/227697509_Photovoltaic_module_reliability_based_on_field_degradation_studies)>. Acesso em: 23 jan. 2019.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 2. ed. São Paulo: Érica, 2012. 224 p.

WOHLGEMUTH, J.; CUNNINGHAM, D.; AMIN, D.; SHANER, J.; XIA, Z.; MILLER, J. Using accelerated tests and field data to predict module reliability and lifetime. In: PROCEEDINGS OF THE 23RD EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION, 2008. **Anais...** Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/229041157\\_Using\\_Accelerated\\_Tests\\_and\\_Field\\_Data\\_to\\_Predict\\_Module\\_Reliability\\_and\\_Lifetime](https://www.researchgate.net/publication/229041157_Using_Accelerated_Tests_and_Field_Data_to_Predict_Module_Reliability_and_Lifetime)>. Acesso em: 24 nov. 2018.

YAZDANBAKSH, O.; KRAHN, A.; DICK, S. Predicting Solar Power Output using Complex Fuzzy Logic. In: IFSA WORLD CONGRESS AND NAFIPS ANNUAL MEETING (IFSA/NAFIPS), 2013, Canadá. **Anais...** Canadá: 2013. Disponível em: Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/261470854\\_Predicting\\_solar\\_power\\_output\\_using\\_complex\\_fuzzy\\_logic](https://www.researchgate.net/publication/261470854_Predicting_solar_power_output_using_complex_fuzzy_logic)>. Acesso em: 06 mai. 2019.

ZADEH, L. A. Knowledge representation in Fuzzy logic. **IEEE Transactions on Knowledge and Data Engineering**, v. 1, p. 89-100, mar., 1989. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/43406>>. Acesso em 20 ago. 2019.