

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

**ANÁLISE DO DESEMPENHO E DEGRADAÇÃO AO LONGO DO TEMPO DE USINAS
FOTOVOLTAICAS LOCALIZADAS NO PERU**

por

Nathália Carpenedo Ferrari

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, maio de 2021



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

ANÁLISE DO DESEMPENHO E DEGRADAÇÃO AO LONGO DO TEMPO DE
USINAS FOTOVOLTAICAS LOCALIZADAS NO PERU

por

Nathália Carpenedo Ferrari

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Dr. Fabiano Perin Gasparin

Banca examinadora:

Prof. Dr. Arno Krenzinger – PPGE3M/ UFRGS

Dr. Eng. Cristiano Saboia Ruschel – Empresa de Pesquisa Energética
(EPE)

Prof^a. Dr^a. Letícia Jenisch Rodrigues – DEMEC / UFRGS

Porto Alegre, 21 de maio de 2021.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Universidade Federal do Rio Grande do Sul, por fornecer ensino público, gratuito e de qualidade durante a minha formação.

Ao meu orientador, Prof. Fabiano, por estar sempre disponível para discussões, trocas de conhecimento e pela sua ajuda e paciência.

Um muito obrigada aos meus pais, Salete e Roberto, por terem sempre me incentivado a estudar e por não medirem esforços para que eu completasse a graduação.

A todos os professores que me acompanharam por esses anos, pela construção dos meus conhecimentos e por me ensinarem lições que levarei comigo por toda a vida.

Agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior por ter me proporcionado a oportunidade de realizar um dos meus sonhos durante a graduação, a realização de um intercâmbio acadêmico na França.

Agradeço ao Otávio, pelas palavras e gestos de apoio durante todos esses anos. Além disto, muito obrigada pela ajuda com os códigos em Python que foram utilizados nas análises deste trabalho.

Um agradecimento especial à Luciane por ter contribuído com todos os seus conhecimentos na revisão deste texto.

Agradeço aos meus colegas da DNV, por todo o conhecimento que compartilhamos ao longo destes anos trabalhando juntos e pelas sugestões dadas ao trabalho.

Aos meus amigos e colegas de curso eu agradeço pela amizade e pelo companheirismo que construímos juntos ao longo desses anos de faculdade, pelas conversas e risadas, e por fazerem esta trajetória ser mais leve e tranquila.

*“Pour ce qui est de l’avenir, il ne s’agit pas de le prévoir,
mais de le rendre possible.”*

(Antoine de Saint Exupéry, 1948)

FERRARI, N. C. **Análise do Desempenho e Degradação ao Longo do Tempo de Usinas Fotovoltaicas localizadas no Peru**. 2021. 25 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021.

RESUMO

A capacidade instalada de energia fotovoltaica no mundo vem crescendo de forma acelerada e esta tendência traz consigo alguns pontos de incerteza que necessitam ser mitigados. Um deles é o conhecimento do quanto as usinas irão gerar ao longo do tempo, necessário para que se tenha confiabilidade na tecnologia e para que os investidores possam calcular o retorno financeiro de um investimento de maneira adequada. Sabe-se que as usinas fotovoltaicas apresentam perda de potência ao longo do tempo e este fenômeno é chamado de taxa de degradação. O objetivo deste trabalho é estimar o desempenho e a taxa de degradação anual de 5 usinas fotovoltaicas de grande escala localizadas no Peru, com potência instalada total de 102 MWp e com período de operação entre 6 e 9 anos. Inicialmente foi realizado o tratamento e a filtragem dos dados de geração brutos, a fim de excluir períodos que possam introduzir erros nas análises. Após, foram realizadas simulações de geração de energia esperada das usinas, a partir das suas características específicas e recurso solar local. Finalmente, a geração real e a esperada são comparadas para cada ano de operação utilizando três métodos: taxa de desempenho mensal, taxa de desempenho anual e o método ano a ano. Assim, a variação do desempenho dos sistemas ao longo do tempo é obtida. A taxa de degradação média obtida para as usinas de silício amorfo foi de 1,78% aa e para as usinas de silício policristalino de 0,86% aa. Os resultados encontrados são levemente superiores aos valores relatados na literatura para as duas tecnologias avaliadas, sendo superiores à degradação oferecida pelos fabricantes de módulos, que é normalmente de 0,5% aa. Conclui-se que ao se considerar o retorno financeiro de um investimento é necessário levar em consideração a taxa de degradação do sistema como um todo, além de se considerar a tecnologia do módulo a ser utilizado.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Solar, Dados de campo, Desempenho, Taxas de degradação.

FERRARI, N. C. **Analysis of the Long-Term Performance and Degradation of Photovoltaic Plants in Peru**. 2021. 25 pages. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021.

ABSTRACT

The installed capacity of photovoltaic energy in the world has been growing rapidly, and this trend brings some points of uncertainty that need to be mitigated. One of them is the knowledge of how much power the plants will generate over time, which is necessary for the technology to be reliable and for investors to properly calculate the financial return of an investment. It is known that photovoltaic plants have loss of power over time and this phenomenon is called the degradation rate. The objective of this work is to estimate the performance and annual degradation rate of 5 utility scale photovoltaic plants located in Peru, with a total installed power of 102 MWp and an operation period between 6 and 9 years. First, the treatment and filtering of the raw generation data were performed in order to exclude periods that may induce errors. Then, simulations of expected power generation of the plants were performed, based on their specific characteristics and local solar resource. Finally, the actual and expected generation are compared for each year of operation using three methods: monthly performance ratio, annual performance ratio, and the year-by-year method. Thus, the variation in the systems performance over time is obtained. The average degradation rate obtained for amorphous silicon plants was 1.78%/year and for polycrystalline silicon plants was 0.86%/year. The results found are slightly higher than the values reported in the literature for the two technologies evaluated, and higher than the degradation offered by module manufacturers, which is normally 0.5%/year. It is concluded that when calculating the financial return of an investment it is necessary to consider the degradation rate of the whole system, in addition to considering the technology of the module.

KEYWORDS: Solar Energy, Field data, Performance, Degradation rates.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Justificativa	2
1.2	Objetivos	2
1.3	Proposta	2
2	REFERENCIAL TEÓRICO	3
2.1	Geração Solar Fotovoltaica	3
2.2	Taxa de degradação	3
2.3	Métodos para análise da degradação	4
2.3.1	Método pela taxa de desempenho	5
2.3.2	Taxa de desempenho tradicional	5
2.3.3	Taxa de desempenho corrigida pela temperatura	6
2.3.4	Método ano a ano	6
2.4	Fatores de perdas de sistemas fotovoltaicos	7
2.4.1	Perdas até a conversão da radiação pelo arranjo fotovoltaico	7
2.4.2	Perdas após a conversão da radiação pelo arranjo fotovoltaico	8
2.5	Modelo de máxima potência	9
2.6	<i>Softwares</i> utilizados	9
2.6.1	Meteonorm	9
2.6.2	System Advisor Model	9
3	METODOLOGIA DESENVOLVIDA	10
3.1	Descrição das usinas avaliadas	10
3.2	Dados meteorológicos	11
3.2.1	Bases de dados meteorológicos	12
3.2.2	Avaliação das bases de dados escolhidas e geração da série de irradiação global no plano inclinado dos módulos fotovoltaicos	12
3.3	Geração fotovoltaica esperada	13
3.4	Filtros	13
3.4.1	Período inicial de operação das usinas	13
3.4.2	Indisponibilidade	14
3.4.3	Filtro horário	14
3.4.4	Exclusão por troca de equipamentos	14
3.4.5	<i>Clipping</i>	15
3.5	Taxa de degradação	15
3.5.1	Método taxa de desempenho (PR)	15
3.5.2	Método ano a ano	15

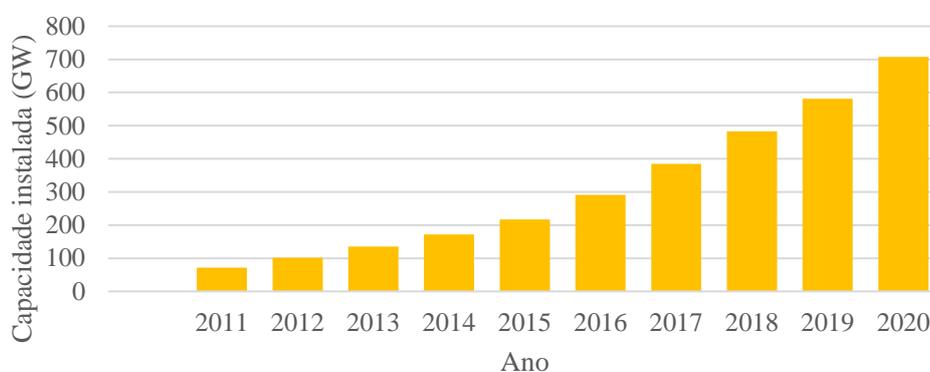
4	RESULTADOS	16
4.1	Avaliação das bases de dados meteorológicas públicas	16
4.2	Desempenho no primeiro ano de operação das usinas	17
4.3	Desempenho e degradação das usinas	18
5	CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS	25

1 INTRODUÇÃO

A emissão massiva dos gases de efeito estufa (GEE) levou às mudanças climáticas, que já estão afetando a vida na Terra. Dentre as suas consequências, pode-se citar o aumento da temperatura média global, os expressivos acontecimentos de eventos climáticos extremos e o derretimento das calotas polares, resultando no aumento do nível dos oceanos. O relatório do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) de 2014 (BRUCKNER *et al.*, 2014) mostrou que mais de dois terços dos GEE emitidos no mundo provém do setor de energia. Devido à necessidade de diminuir essas emissões, o uso de fontes renováveis e mais eficientes no setor de energia se mostra de grande importância para a mitigação das mudanças climáticas.

A capacidade instalada de energias renováveis aumentou 10,3% no mundo de 2019 para 2020 (IRENA, 2021). Dentre elas, destaca-se a energia solar fotovoltaica, com mais de 707 GW de potência instalada até o ano de 2020, atingindo 25,3% da capacidade total de todas as renováveis em potência instalada no mundo (IRENA, 2021).

Figura 1.1: Capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no mundo de 2011 a 2020



Fonte: IRENA, 2021.

No Brasil, a conversão fotovoltaica da energia solar vem ganhando destaque nos últimos anos. Segundo o Balanço Energético Nacional, realizado pela EPE (EPE, 2020), a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica cresceu 92% em apenas um ano, de 2017 a 2018 e, em julho de 2020, o Brasil já contava com uma potência total instalada de 2,93 GW de geração centralizada e 3,15 GW de geração distribuída (ANEEL, 2021a). Apesar do grande crescimento da capacidade de energia solar instalada no Brasil, a energia fotovoltaica representava apenas 1,9% da matriz elétrica brasileira em maio de 2021 (ANEEL, 2021c).

Um dos motivos para esse crescimento acelerado na implantação de novas usinas fotovoltaicas nos últimos anos é a redução dos preços dos módulos fotovoltaicos, cujo preço na fábrica passou de 0,64 U\$/Wp em 2014 para 0,30 U\$/Wp em 2018 (FU, FELDMAN e MARGOLIS, 2018), resultando na competitividade desta fonte em comparação às outras, sendo a sua energia muitas vezes mais barata do que a das fontes fósseis. Outro exemplo da competitividade da fonte solar é a redução do seu valor de venda de energia elétrica em leilões da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Os valores têm apresentado uma queda muito expressiva nos últimos anos, passando de R\$ 301,79/MWh no Leilão de Energia de Reserva (LER) em agosto de 2015 ao seu valor mais baixo até o momento, R\$ 67,48/MWh no Leilão de Energia Nova (LEN) em junho de 2019, uma redução de 77,8% (ANEEL, 2021b).

Além da redução dos custos dos componentes do sistema fotovoltaico, a energia solar apresenta outras vantagens, tais como o fato da sua fonte ser considerada inesgotável, portanto, renovável, a possibilidade de modular o sistema em uma ampla faixa de potência, a simplicidade de instalação e o baixo custo de operação e manutenção. Além destas vantagens, pode-se citar que a energia solar muitas vezes recebe incentivo dos governos por ser uma energia renovável, diminuindo seus custos. Como contraponto, pode-se citar a sua variabilidade de geração, que pode ser um desafio para os operadores do Sistema

Interligado Nacional (SIN). Além disso, a baixa previsibilidade de altos e baixos na geração da energia fotovoltaica, em uma curta escala de tempo, requerem que novas ferramentas de análise e modelos de simulação do sistema sejam desenvolvidos, a fim de possibilitar a inserção de maior potência na rede.

1.1 Justificativa

Devido ao expressivo incremento na participação da conversão fotovoltaica no setor energético mundial e considerando que a vida útil de uma usina fotovoltaica é de 25 a 40 anos, o conhecimento do comportamento da geração das usinas fotovoltaicas ao longo do tempo é de grande importância para que a energia solar continue apresentando uma alta confiabilidade e para que os riscos no seu investimento sejam minimizados. Para os governos, que realizam o planejamento energético a longo prazo do país, erros podem levar ao maior uso de usinas térmicas no futuro, emitindo maior quantidade de poluentes, por exemplo. Bancos financiadores, investidores e desenvolvedores também devem ter cuidado ao estimar a degradação.

Isto ocorre pois, apesar de os custos de investimentos em usinas fotovoltaicas terem diminuído, usinas de grande porte ainda custam milhões ou até bilhões de reais e, se a degradação real for acima do que a esperada, a produção de energia em longo prazo será menor, resultando em prejuízos financeiros de larga escala. Além disso, os investidores devem estar atentos ao fato de que a maioria dos fabricantes de módulos fotovoltaicos fornecem garantias de até 20% de redução de potência ao longo de 25 anos de operação.

No entanto, a maioria dos estudos de degradação de sistemas fotovoltaicos realizados até hoje são focados apenas a nível de módulo fotovoltaico e não levam em consideração a degradação do sistema como um todo, também conhecido como balanço do sistema (do inglês *balance of system* - BOS). Esta perda pode ser muito expressiva, pois os módulos fotovoltaicos são apenas um componente entre diversos outros necessários para o funcionamento de uma usina.

A partir do conhecimento da importância do valor da taxa de degradação nos estudos pré-operativos de sistemas fotovoltaicos e levando em consideração que a maioria dos estudos estão focados na análise de degradação a nível de módulo, teve-se a motivação de realizar o estudo da degradação para usinas fotovoltaicas em operação. Usinas no Peru foram escolhidas por terem suas características técnicas e dados de geração sub-horários disponibilizados publicamente através do site do Comitê de Operação Econômica do Sistema Interconectado Nacional (COES, 2021), que é o agente regulador do SEIN (Sistema Elétrico Interconectado Nacional) peruano.

1.2 Objetivos

O objetivo geral do trabalho é estimar o desempenho e a taxa de degradação anual de 5 usinas solares fotovoltaicas centralizadas (≥ 16 MWac), localizadas no Peru, que iniciaram suas atividades comerciais entre 2012 e 2014.

Os objetivos específicos são apresentados conforme segue:

- avaliar duas bases de dados meteorológicas públicas afim de escolher a mais representativa para a análise;
- determinar o desempenho das usinas no seu primeiro ano de operação;
- comparar o desempenho e a taxa de degradação de usinas com tecnologias diferentes;
- avaliar as diferenças entre as metodologias de cálculo para a taxa de degradação;

1.3 Proposta

O estudo é feito por meio de três metodologias descritas na literatura. A primeira se baseia na comparação ano a ano dos índices de desempenho das usinas e utiliza a mediana destas taxas como valor mais representativo da taxa real de degradação. A segunda metodologia calcula o desempenho anual do sistema considerando perdas fixas ao longo do tempo e realiza uma regressão linear dos desempenhos para encontrar a taxa de degradação. A terceira metodologia é parecida com a segunda, porém utiliza o período mensal para a avaliação. Todas as metodologias utilizam o modelo de máxima potência para obter a energia esperada dos sistemas.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Geração Solar Fotovoltaica

Usa-se a expressão “geração solar fotovoltaica” para indicar a produção de energia elétrica pela conversão direta da radiação solar, através do efeito fotovoltaico. Basicamente, são utilizados módulos fotovoltaicos constituídos por células de material semicondutor, normalmente de silício, que possuem uma junção semicondutora PN. Assim que a radiação solar atinge estas células, uma corrente elétrica é produzida. De maneira simplificada, a fotocorrente é resultado da geração de pares elétrons-lacuna produzidos pela absorção dos fótons da radiação solar, sendo que os pares são separados pelo campo elétrico na região da junção PN. Conforme a radiação solar aumenta, a corrente também aumenta a sua intensidade. Esta corrente contínua passa por um inversor cuja função principal é a de converter em corrente alternada, a fim de possibilitar a conexão com a rede elétrica local e seu uso pelo usuário final.

Dois conceitos de energia serão utilizados neste trabalho, definidos por Kurtz *et al.* (2013). O primeiro é a energia esperada de uma usina fotovoltaica, que é a geração de eletricidade modelada com os parâmetros do sistema escolhido, utilizando como entrada os dados climáticos de satélite no mesmo período da energia medida, tais como dados de irradiância e temperatura. A energia esperada pode ser calculada em nível de conversão pelo arranjo fotovoltaico ou no ponto de conexão da usina. O segundo conceito é a energia medida, que é a energia real que foi produzida pelo sistema fotovoltaico, no ponto de conexão do sistema com a subestação, no período especificado. Além destes, há um terceiro conceito chamado de energia prevista, que é geração de energia prevista através do uso de um arquivo meteorológico histórico, tal como ano meteorológico típico ou médio, que é considerado representativo para o local do sistema fotovoltaico. Este último é muito utilizado para a previsão de energia que um sistema gerará no futuro.

2.2 Taxa de degradação

A taxa de degradação de sistemas fotovoltaicos pode ser descrita como a perda de potência que um sistema fotovoltaico apresenta ao longo de um período, normalmente de um ano, e é definida neste trabalho como um valor positivo. O componente de uma usina fotovoltaica que possui a sua degradação mais estudada na literatura é o módulo fotovoltaico (BOLINGER *et al.*, 2020), que está suscetível à perda de potência devido à exposição a vários fatores, sendo os principais deles exposição à radiação ultravioleta, umidade e estresse térmico (FONSECA, 2020). Segundo Köntges *et al.* (2017), na maioria dos casos o encapsulante e a película posterior do módulo são os componentes que mais degradam em módulos fotovoltaicos. Outros componentes que também contribuem com a degradação são a degradação induzida por potencial, falha da caixa de junção e microfissuras nas células.

É importante notar que a degradação dos módulos de silício cristalino (mono e policristalino) ocorrem de forma diferente dos módulos de silício amorfo, que é uma forma alotrópica não cristalina do silício. As primeiras células de a-Si possuíam uma degradação acelerada de seu desempenho entre os 6-12 meses iniciais após exposição à radiação solar (PINHO e GALDINO, 2014) devido ao efeito de Staebler-Wronski. Atualmente este efeito ainda ocorre, porém ele é minimizado a partir do uso de células com múltiplas camadas. Portanto, módulos de silício amorfo normalmente são vendidos com uma potência real entre 115% a 130% acima da nominal (STC) e a potência nominal em campo é atingida entre 6-12 meses.

Além da degradação inicial, o desempenho das células de silício amorfo possuem variação sazonal, sendo maior no verão e menor no inverno (MERTEN e ANDREU, 1998). Segundo estes autores, esta variação de eficiência é o resultado da superposição de diferentes efeitos. São eles:

- Redução do desempenho das células conforme ocorre o aumento da temperatura;
- Aumento do desempenho gerado pelo efeito de recozimento, que ocorre com temperaturas mais altas;
- O resultado espectral dos módulos é maior no verão por causa das menores perdas por espalhamento devido à menor massa de ar na atmosfera;
- A eficiência aumenta de acordo com a irradiância, que é maior no verão.

Além dos módulos fotovoltaicos, a degradação se apresenta em todos os níveis do sistema: combinação de arranjos, componentes eletrônicos como os inversores, cabos, fusíveis e sistemas de

rastreamento (do inglês, *tracking systems*). Em nível de arranjo, sombreamento e *mismatch* entre módulos contribuem para a degradação, sendo que a longo prazo estes fatores podem induzir o sistema ao estresse, reduzindo a sua durabilidade (PHINIKARIDES *et al.*, 2014).

Jordan *et al.* (2016) analisaram diversos estudos publicados na literatura e avaliaram seus resultados em relação à qualidade dos dados, dependendo da clareza da metodologia e da procedência dos dados utilizados. No total foram avaliadas 11.029 taxas de degradação diferentes, sendo que alguns estudos eram para sistemas como um todo e outros apenas para módulos. Sem realizar distinção de tecnologia ou qualidade dos dados, a mediana destas taxas de degradação foi de 0,90% aa e a média de 0,93% aa.

Analisando apenas dados de alta qualidade para módulos de silício (x-Si), eles encontraram uma mediana de taxa de degradação de 0,64% aa e média de 0,81% aa para sistemas com módulos de silício (x-Si). Já para os módulos isolados de silício cristalino, foi encontrada uma mediana de taxa de degradação de 0,40% aa e média de 0,51% aa (JORDAN *et al.* 2016). Apesar de a maioria dos estudos terem sido realizados para módulos de c-Si, Jordan *et al.* (2016) avaliaram 455 taxas de degradações para módulos que utilizam tecnologia de filmes-finos e encontraram uma média de degradação de 1,15% aa e mediana de 1,38% aa, sendo a sua degradação bem acima quando comparada aos módulos de silício cristalino. A Tabela 2.1 resume os valores encontrados no estudo de Jordan *et al.*

Tabela 2.1 –Medianas e médias das taxas de degradação (% aa) e o número de pontos avaliados em diferentes sistemas e tecnologias

Tecnologia	Dados	Sistema /módulo	Mediana	Média	Número de pontos
Todas	Todos	Ambos	0,90	0,93	11.029
x-Si	Alta qualidade	Módulo	0,40	0,51	1.552
x-Si	Alta qualidade	Sistema	0,64	0,81	384
Filmes finos	Todos	Ambos	1,15	1,38	455

Fonte: JORDAN *et al.* (2016).

Avaliações de degradação em nível de módulo, de tecnologia c-Si também foram realizadas para sistemas fotovoltaicos localizados no LABSOL - UFRGS na cidade de Porto Alegre/RS por Fonseca (2020) e por Oliveira *et al.* (2018). O primeiro estudo mostra que a degradação de módulos com 15 anos de operação foi de 0,6% aa, e o segundo apresenta uma degradação de 0,5% aa para módulos com 11 anos de operação.

2.3 Métodos para análise da degradação

Diversas metodologias e condições de teste para realizar a análise de degradação e desempenho de sistemas fotovoltaicos são apresentadas na literatura. Os experimentos podem ocorrer tanto a partir de testes de laboratórios, em ensaios padronizados de degradação acelerada (como por exemplo, teste em condições de calor úmido), tanto a campo, analisando o comportamento do sistema quando ele está exposto a condições reais de operação. Porém, segundo Sanchez-Frieira *et al.* (2011), alguns comportamentos só podem ser verificados através do estudo em campo. O cálculo da taxa de degradação feito em campo se baseia na análise de dados cronológicos do desempenho dos componentes do sistema. Segundo Phinikarides *et al.* (2014), as métricas de desempenho mais utilizadas são: (1) parâmetros elétricos de curvas IV (corrente *versus* tensão) medidos em campo ou simulados, (2) modelos de regressão, como o modelo PVUSA (WHITAKER *et al.*, 1997) e Sandia, (3) taxas normalizadas como a taxa de desempenho (do inglês, *performance ratio* - PR) (MAKRIDES *et al.*, 2010) ou a potência do arranjo dividida pela irradiância no plano (P_{MPP}/G_I) e (4) avaliações em escala, como potência do arranjo dividida pela potência nominal (P_{MPP}/P_{max}), potência no ponto de conexão da usina dividida pela potência nominal (P_{ca}/P_{max}) e em unidades de energia dividida pela potência nominal (kWh/kWp).

O método analítico mais utilizado para dados contínuos são as regressões, principalmente utilizando o método dos mínimos quadrados (JORDAN e KURTZ, 2014). Este método consiste em um estimador que minimiza a soma dos quadrados dos resíduos da regressão, maximizando o grau de ajuste do

modelo em relação aos dados observados. A regressão linear é utilizada para ajustar a Equação (2.1) ao desempenho do sistema fotovoltaico ao longo do tempo.

$$\hat{y} = \alpha t + \beta \quad (2.1)$$

onde \hat{y} representa os valores ajustados, α é a inclinação da tendência e β é o valor de interseção do eixo y. Este método é bem sensível a valores atípicos e variações sazonais, portanto podendo apresentar alta incerteza (PHINIKARIDES *et al.*, 2014).

Uma técnica de avaliação com diferente abordagem é a ano a ano, uma técnica simples descrita por Hasselbrink *et al.* (2013), que utiliza a distribuição das taxas de degradação para períodos iguais ao invés de se basear em um único valor. Na sua análise, Hasselbrink *et al.* (2013) não utilizaram filtros, eliminando assim qualquer incerteza sobre a depuração dos dados. A técnica utiliza a mediana dos dados diários, eliminando os erros de modelagem no início e no final do dia devido a baixas irradiâncias. Este método necessita apenas dos dados de geração de potência em corrente alternada (CA) das usinas fotovoltaicas, dados climáticos locais históricos e algumas características das usinas, tal como capacidade total instalada, coeficiente de temperatura dos módulos e tipo de estrutura. Recentemente, este método foi avaliado como menos sensível a pontos isolados (do inglês, *outliers*), eventos de sujeira e neve (JORDAN, DECEGLIE e KURTZ, 2017). A partir deste método, Hasselbrink *et al.* (2013) analisaram 445 usinas fotovoltaicas com 5 a 10 anos de operação e encontraram taxas de degradação entre 0,32% aa a 1,25% ano.

Como avaliado anteriormente por Phinikarides *et al.* (2014) e por Jordan e Kurtz (2014), cada método resulta em diferentes taxas de degradação com incertezas variáveis. Esta inconsistência nos resultados se deve a vários fatores, tais como a qualidade dos dados utilizados, a incerteza dos equipamentos de medição, a análise estatística escolhida e principalmente à escolha dos filtros de dados utilizados. Os arranjos fotovoltaicos estão propensos a sombreamento, sujeira, perdas elétricas etc., que são fatores que podem ser difíceis de serem excluídos da análise, gerando incertezas. Outros fatores que podem aumentar as incertezas da análise são dados deslocados no tempo devido a trocas de equipamentos e o tempo de observação curto. Além disso, segundo Jordan. *et al.* (2010), o período mínimo de análise deve ser de 3-5 anos para evitar desvios sazonais e evitar que a degradação inicial tenha um grande impacto nos resultados.

2.3.1 Método pela taxa de desempenho

A taxa de desempenho ou *performance ratio* (PR) é uma métrica definida pela norma IEC 61724 (IEC, 2017) que indica a avaliação do desempenho global do sistema. Ela pode ser calculada para diferentes períodos, sendo que neste trabalho ela foi calculada para períodos mensais e anuais. A regressão linear é aplicada nos valores finais e a inclinação da reta representa a taxa de degradação.

2.3.2 Taxa de desempenho tradicional

A taxa de desempenho tradicional é definida pela razão entre a produtividade final do sistema Y_f e a produtividade de referência Y_r , indicando o efeito geral das perdas do sistema. Ela avalia o sistema sob condições reais de operação, indicando o valor total das perdas mencionadas na Seção 2.4, sendo definida como:

$$PR = Y_f / Y_r \quad (2.2)$$

$$PR = (E_{out}/P_0) / (H_i/G_{i,ref}) \quad (2.3)$$

onde Y_f e Y_r representam a produtividade final e de referência do sistema, respectivamente em kWh/kWp, E_{out} representa a energia de saída do sistema fotovoltaico em kWh, P_0 representa a potência nominal do arranjo, em kWp, H_i representa a irradiação global no plano inclinado dos módulos fotovoltaicos (POA), em kWh/m² e $G_{i,ref}$ representa a irradiância de referência em condições normais de ensaio (STC), igual a 1000 W/m².

Expandindo a Equação (2.3) com o objetivo de aplicá-la a dados horários de potência e irradiância, e movendo P_0 para o denominador obtém-se:

$$PR = \left(\sum_k P_{out,k} \times t_k \right) / \left(\sum_k \frac{P_0 \times G_{i,k} \times t_k}{G_{i,ref}} \right) \quad (2.4)$$

onde $P_{out,k}$ é a potência em corrente alternada no ponto de conexão da usina, t_k é o período de tempo utilizado no instante k, neste trabalho é igual à 1h e $G_{i,k}$ é a irradiância média na hora analisada no plano do arranjo (W/m^2) no instante k. P_0 e $G_{i,ref}$ possuem a mesma definição apresentada na Equação (2.3).

Na Equação (2.4) tanto o numerador quanto o denominador possuem unidade de energia, fazendo com que o PR seja a razão da energia medida pela energia esperada em nível de arranjo, levando em consideração apenas a irradiação e negligenciando perdas e a influência da temperatura.

Sistemas fotovoltaicos são altamente afetados pela influência da temperatura. Nos períodos de maiores temperaturas ambiente e maior irradiação, os módulos fotovoltaicos operam em temperaturas elevadas e têm seu desempenho diminuído. O PR tradicional não leva em consideração tal influência, apresentando variações sazonais quando utilizado, com valores maiores no inverno e menores no verão.

2.3.3 Taxa de desempenho corrigida pela temperatura

A norma IEC 61724 (IEC, 2017) apresenta uma Equação de PR corrigida pela temperatura que reduz o efeito da sazonalidade.

$$PR'_{STC} = \left(\sum_k P_{out,k} \times t_k \right) / \left(\sum_k \frac{C_k \times P_0 \times G_{i,k} \times t_k}{G_{i,ref}} \right) \quad (2.5)$$

onde PR'_{STC} representa a taxa de desempenho corrigida pela temperatura. $P_{out,k}$, t_k , P_0 , $G_{i,k}$ e $G_{i,ref}$ possuem a mesma definição apresentada na Equação (2.4) e sendo C_k é calculado a partir da Equação (2.6).

$$C_k = 1 + \gamma \times (T_{mod,k} - 25^\circ C) \quad (2.6)$$

onde γ é o coeficiente de variação da máxima potência com a temperatura do módulo ($^\circ C^{-1}$), $25^\circ C$ é a temperatura utilizada em condições STC e $T_{mod,k}$ é a temperatura do módulo no instante k.

2.3.4 Método ano a ano

O método ano a ano utiliza a métrica de índice de desempenho (*performance index*) como base. O índice de desempenho, definido na IEC 61724 (IEC, 2017), é calculado pela razão entre a energia de saída do sistema fotovoltaico e a energia esperada no ponto de conexão da usina para um determinado período, conforme descrito na Equação (2.7). Ele pode ser avaliado em unidades de potência ou energia.

$$PI = \frac{P_{ca}}{P_{esp,ca}} \quad (2.7)$$

onde P_{ca} é a potência ou energia medida no ponto de conexão da usina e $P_{esp,ca}$ é a potência ou energia esperada no mesmo ponto do sistema.

A abordagem do método ano a ano é um pouco diferente das abordagens tradicionais. Ela determina que a taxa de degradação para dois pontos no tempo em anos subsequentes é a inclinação da reta entre os valores dos índices de desempenho para aqueles pontos. O período para o cálculo do índice de desempenho pode ser horário, diário, semanal ou mensal. A Equação (2.8) mostra o cálculo para a taxa de degradação ano a ano para períodos diários.

$$T_{d,n} = PI_{n+365/2} - PI_{n-365/2} \quad (2.8)$$

Este cálculo é realizado para todos os períodos disponíveis dentro de um ano e para anos subsequentes. Segundo Hasselbrink *et al.* (2013), a acurácia destas taxas isoladas é muito baixa, pois as fontes de ruídos são várias, sendo a principal relacionada com o cálculo da energia esperada, que depende de dados meteorológicos com alta incerteza. Além disso, estes dados são afetados por limitações do modelo, tais como sujeira nos módulos e erros ao estimar a temperatura deles. Porém, a ideia deste método é utilizar o maior número de taxas possíveis, mesmo que eles possuam diversas fontes de incertezas (HASSELBRINK *et al.*, 2013). A mediana das taxas de degradação obtida representa a variação do desempenho do sistema ao longo prazo. O uso da mediana permite que pontos isolados na série não afetem o resultado. A distribuição final das taxas permite estimar o intervalo de confiança da análise.

2.4 Fatores de perdas de sistemas fotovoltaicos

Sistemas fotovoltaicos estão sujeitos a diversos fatores de perdas que podem diminuir o seu desempenho. O conhecimento destas perdas é de extrema importância para que a análise da degradação do sistema seja realizada da forma correta, a fim de diminuir as incertezas da análise. A descrição das perdas será dividida neste referencial como as perdas até a conversão da radiação solar pelo arranjo fotovoltaico e as depois desta etapa até o ponto de conexão do sistema com a rede.

2.4.1 Perdas até a conversão da radiação pelo arranjo fotovoltaico

As perdas até o ponto de conversão da radiação pelo arranjo fotovoltaico estão relacionadas a fatores ambientais, características do módulo fotovoltaico ou outros fatores. Perdas térmicas devido à temperatura do ambiente e velocidade do vento ou perdas devido ao acúmulo de sujeira na superfície do módulo podem ser classificadas como fatores ambientais. Perdas devido ao menor desempenho em baixas irradiâncias, *mismatch*, degradação dos módulos fotovoltaicos, efeito do ângulo de incidência da irradiância, células com defeito ou quebradas são devidas às características dos módulos. Um exemplo de uma perda que não se enquadra nestas classificações é a falha do rastreador solar, diminuindo a eficiência de captação de energia solar. Algumas destas perdas são descritas abaixo:

- **Sombreamento:** Sombreamento em arranjos fotovoltaicos é um fator de perda que pode ser expressivo dependendo da posição relativa da sombra no arranjo e da configuração dos diodos de *by-pass* dos módulos. Quando um módulo ou uma parte de um módulo conectado em um conjunto de módulos em série (*string*) é sombreado, algumas de suas células tornam-se polarizadas inversamente, agindo como cargas ao invés de geradores (ALONSO-GARCÍA, RUIZ e CHENLO, 2006). O diodo de *by-pass* desvia a corrente elétrica, sendo que a *string* não será capaz de gerar a energia elétrica esperada para aquelas condições do ambiente, podendo ocasionar pontos de aquecimento nos módulos, levando a sua degradação.

- **Sujeira:** Módulos fotovoltaicos estão sujeitos à deposição de partículas de sujeira e poluição do ambiente. Essas partículas formam uma camada que diminui a transparência do vidro do módulo e por consequência impede que parte da radiação solar atinja as células fotovoltaicas, sendo parte absorvida e outra parte refletida pelas próprias partículas (PIEDRA, LLANZA e MOOSMÜLLER, 2018). Segundo Maghami *et al.* (2016), existem dois parâmetros que influenciam a perda por acúmulo de sujeira nos módulos, as propriedades físicas das partículas e as características do ambiente.

- **Perdas por temperatura nos módulos:** Células fotovoltaicas possuem seu desempenho afetado com o aumento da temperatura. Segundo Dubey, Sarvaiya e Seshadri (2013) tanto a eficiência elétrica quanto a potência de saída de um módulo fotovoltaico dependem linearmente da temperatura de operação do módulo. Um estudo feito por Griffith, Rathod e Paslaski, (1981) demonstrou que a temperatura dos módulos depende fortemente da velocidade do vento.

- **Descasamento (do inglês *mismatch*):** Perdas por *mismatch* ocorrem por dois fatores. O primeiro é devido às pequenas diferenças nos parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos conectados no mesmo arranjo. O segundo ocorre quando o arranjo fotovoltaico recebe níveis diferentes de irradiação devido ao sombreamento parcial. O sombreamento ocorre devido aos objetos do entorno ou devido ao movimento das nuvens. O efeito de *mismatch* reduz a corrente circulando em todos os módulos conectados

à mesma entrada de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) de um inversor, reduzindo assim a potência de saída do arranjo (SALANI, CORBELLINI e CORANI, 2019)

– **Efeito do ângulo de incidência:** Dados de desempenho dos módulos fotovoltaicos são fornecidos pelos fabricantes em condições padrão de ensaio (do inglês, *Standard Test Conditions – STC*), onde o ângulo de incidência da radiação é normal ao módulo. No entanto, módulos operando em condições reais irão receber radiação em diferentes ângulos dependendo da orientação dos módulos e da posição solar. Quanto maior o ângulo de incidência da radiação, maior a porcentagem da radiação refletida pela superfície do módulo, gerando mais perdas. Segundo o modelo descrito por De Soto, Klein e Beckman (2006) e considerando o índice de refração do vidro igual a 1,526 e o do ar igual a 1, as perdas pelo efeito do ângulo de incidência são mais acentuadas para ângulos de incidência maiores que 50°.

– **Erro no rastreamento do seguidor solar:** Estruturas de arranjos fotovoltaicos com rastreador solar acompanham o movimento do Sol de acordo com a hora do dia e o dia do ano, a fim de aumentar a eficiência da captação de energia solar. Estas estruturas podem possuir de um a dois eixos, sendo que, segundo Neville (1977), a estrutura de dois eixos pode otimizar a geração em até 100% e a de um eixo pode otimizar de 5% a 11%, comparado com estrutura fixa. Manutenções em estruturas com rastreamento solar devem ser realizadas com mais frequência do que em estruturas fixas, pois elas possuem componentes rotativos (AWASTHI *et al.*, 2020). Além disso, erros podem ocorrer no cálculo do rastreamento solar, fazendo com que a produção de energia seja comprometida.

2.4.2 Perdas após a conversão da radiação pelo arranjo fotovoltaico

Algumas das perdas após a conversão do arranjo fotovoltaico até o ponto de conexão da planta fotovoltaica com a rede são: perdas relacionadas à eficiência dos inversores, que compreendem a conversão de energia e perdas relacionadas ao rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), *clipping* e ao efeito da temperatura nos componentes do sistema. Além disso, pode-se citar outras perdas como as devido ao *constrained-off* (ou *curtailment*) e indisponibilidade da rede e da planta¹. Algumas destas perdas são descritas a seguir.

– **Eficiência dos inversores:** A conversão da corrente contínua gerada pelos módulos fotovoltaicos em corrente alternada é realizada através dos inversores. Os inversores apresentam duas perdas de energia, a primeira compreende perdas relacionadas à conversão de energia em si e a segunda a perdas relacionadas ao MPPT. A eficiência de conversão é a razão entre a potência de saída sobre a potência de entrada dentro de um período de medição. Já a eficiência MPPT é relacionada à energia perdida pelo inversor por ineficiência no rastreamento do ponto de máxima potência.

– **Clipping nos inversores:** Nos últimos anos, devido à diminuição do custo dos módulos fotovoltaicos, muitos desenvolvedores estão aumentando o carregamento dos inversores solares, definido como a razão da capacidade em corrente contínua (CC) dos módulos pela capacidade em corrente alternada (CA) dos inversores. O efeito *clipping*, que está diretamente ligado a esta tendência, ocorre quando a potência em CC é maior do que a capacidade em CA dos inversores, fazendo com que a potência de saída seja limitada à esta. Segundo Good e Johnson (2016), o efeito é atenuado ao longo do tempo, conforme a degradação do sistema aumenta.

– **Indisponibilidade da usina fotovoltaica:** No primeiro ano de operação de usinas normalmente ocorrem as maiores perdas por indisponibilidade dos componentes da planta, sendo o principal deles o inversor. Além disso, componentes tendem a ter uma taxa de falha maior neste primeiro ano (“mortalidade infantil”) e levam tempo para serem substituídos. Em geral, outro fator importante é a dificuldade de colocar em operação uma planta fotovoltaica de larga escala, sendo que muitas vezes algumas *strings* estão desconectadas, portanto os inversores estão gerando energia de forma parcial. Segundo um estudo feito por Deline *et al.* (2021) a partir de dados de 250 usinas, o período de maior indisponibilidade de uma usina fotovoltaica dura entre 4-12 meses após o início de suas operações.

¹ Segundo a ANEEL (2019), o *Constrained-off* caracteriza-se como a redução da geração por questões operativas do Sistema Interligado Nacional – SIN.

2.5 Modelo de máxima potência

O modelo de máxima potência é utilizado para simplificar o cálculo da geração de energia nominal das usinas fotovoltaicas. Ele considera que a produção fotovoltaica é proporcional à irradiância do local e é sensível à temperatura do módulo, sendo que na maioria dos casos, a produção decai conforme a temperatura aumenta. Este modelo é utilizado pelo simulador PVWatts, da NREL (National Renewable Energy Laboratory).

Um estudo realizado por Hadj Arab *et al.* (2020) comparou a precisão do uso do modelo de máxima potência em relação ao uso do modelo de analítico de 5 parâmetros e verificou que os dois modelos representam bem o comportamento da geração fotovoltaica, sendo que o modelo de 5 parâmetros possui uma precisão melhor. Porém, ele concluiu que a simplicidade do modelo de máxima potência justifica o seu uso.

A geração fotovoltaica (P_{nom}) é calculada a partir da Equação (2.9).

$$P_{nom} = P_0 \frac{G_i}{G_{stc}} [1 + \gamma \times (T_{mod} - 25^\circ\text{C})] \quad (2.9)$$

onde γ é o coeficiente de variação da máxima potência com a temperatura do módulo ($^\circ\text{C}^{-1}$), 25°C é a temperatura utilizada em condições STC, G_{stc} é a irradiância em condições STC, igual à 1000 W/m^2 e, T_{mod} é a temperatura do módulo. O parâmetro γ é negativo para todas as tecnologias de módulos fotovoltaicos.

A temperatura do módulo é calculada pela Equação (2.10).

$$T_{mod} = T_{ar} + \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \times G_i \quad (2.10)$$

onde NOCT (*Nominal Cell Operating Temperature*) representa a temperatura de operação nominal das células do módulo quando o módulo é exposto a uma irradiância de 800 W/m^2 , temperatura ambiente de 20°C e incidência de vento a uma velocidade de 1 m/s , sendo normalmente apresentado no *data sheet* do módulo. T_{ar} é a temperatura ambiente e G_i a irradiância incidente no módulo.

2.6 Softwares utilizados

2.6.1 Meteonorm

O Meteonorm (METEOTEST, 2021) é um *software* que fornece dados climatológicos provenientes de numerosas estações de medição ao redor do mundo. Além disso, ele possui diversas ferramentas computacionais para realizar cálculos climatológicos. Ele calcula a radiação solar em diversas orientações de superfícies em qualquer local desejado. Neste trabalho, o *software* Meteonorm foi utilizado para transformar os dados de irradiância global no plano horizontal (do inglês, *Global Horizontal Irradiation - GHI*) e temperatura diários da base de dados da NASA em dados horários. Para isso, ele se baseia no modelo TAG (Dependente do Tempo, Autorregressivo e modelo Gaussiano) de Aguiar e Collares-Pereira (1992). Este modelo calcula primeiramente um perfil médio diário e após simula as intermitências horárias através de um procedimento Autorregressivo de primeira ordem.

2.6.2 System Advisor Model

O *System Advisor Model* (SAM) (NREL, 2021b) é um *software* executável de utilização livre, desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). Ele é utilizado para planejamento e dimensionamento de diferentes sistemas de energias renováveis, tais como fotovoltaicos, eólicos, geotérmicos e biomassa, possibilitando a utilização de diversos parâmetros de entrada dos modelos. Além da modelagem técnica, é possível realizar análises financeiras a fim de verificar a viabilidade econômica dos sistemas. O modelo financeiro do SAM calcula diversos indicadores financeiros com base nos fluxos de caixa dos projetos para o período especificado.

O SAM oferece dois modelos para simulação de sistemas fotovoltaicos, o PVWatts, que é o modelo simplificado e um modelo detalhado. O modelo detalhado utiliza dados específicos dos modelos de módulos e inversores para a simulação e outros parâmetros variados. O PVWatts utiliza como entrada a

capacidade do arranjo e do inversor, GCR (*ground coverage ratio*), tipo de estrutura e outros parâmetros simplificados. Para o desenvolvimento deste trabalho, a ferramenta PVWatts foi escolhida para se obter a irradiação global no plano inclinado dos módulos fotovoltaicos (*Plane of array - POA*). O uso de um modelo detalhado não é necessário pois a metodologia do cálculo do POA é a mesma nos dois modelos.

3 METODOLOGIA DESENVOLVIDA

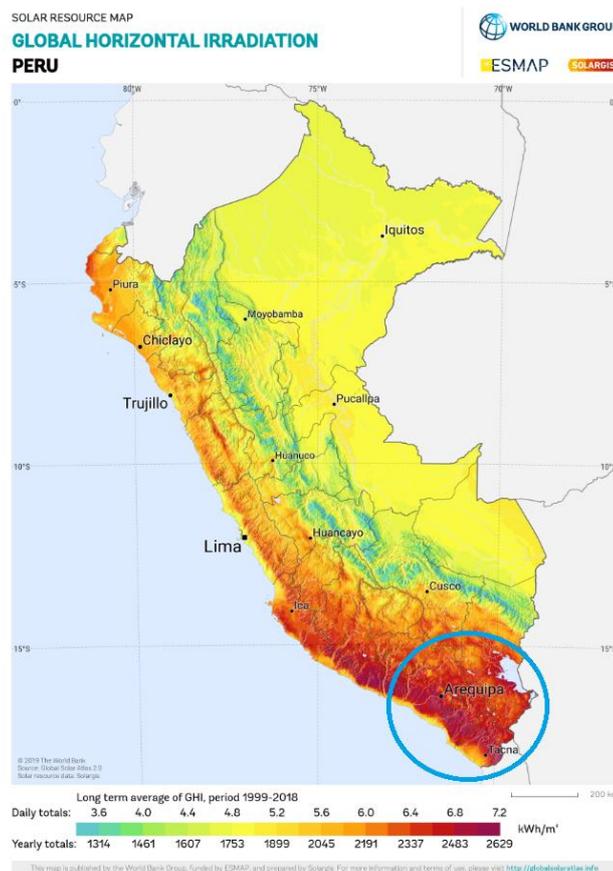
Neste trabalho foi realizada a avaliação da taxa de degradação de 5 usinas solares no Peru utilizando 3 métodos diferentes descritos na literatura. São eles: ano a ano, método da taxa de desempenho anual e método da taxa de desempenho mensal. Nos itens a seguir são detalhados os passos para levantar e tratar os dados e calcular as taxas de degradação utilizando os diferentes métodos.

3.1 Descrição das usinas avaliadas

Para a escolha das usinas fotovoltaicas a serem avaliadas neste trabalho, diversas bases de dados públicas com dados de geração ao redor do mundo foram analisadas. No entanto, a maioria das bases de dados disponíveis não possuem todos os dados necessários para a análise, tais como geração horária ou sub-horária, características técnicas das usinas, como o modelo e o número de módulos ou estão em operação há menos de 5 anos. A base de dados fornecida pelo COES (Comitê de Operação Econômica do Sistema do Peru) é de fácil acesso e fornece dados a cada 15 min de geração fotovoltaica, além de fornecer todas as características técnicas necessárias.

As usinas de geração centralizada avaliadas neste trabalho estão localizadas geograficamente dentro do círculo azul na Figura 3.1. Esta figura apresenta o mapa do Peru com escala de Irradiação Global Horizontal para todo o país. É possível verificar que as usinas estão localizadas na região de maior incidência de GHI, com valores médios anuais entre 2.000 e 2.630 kWh/m².

Figura 3.1 - Mapa do Peru apresentando a Irradiação Global Horizontal e a localização das usinas avaliadas



Fonte: THE WORLD BANK, 2019.

Os dados das usinas avaliadas são obtidos a partir do site do Comitê de Operação Econômica do Sistema (COES) (COES, 2021). O COES é o agente regulador do SEIN (Sistema Elétrico Interconectado Nacional), que é o conjunto de linhas de transmissão e subestações elétricas conectadas entre si, os quais permitem a transferência de energia entre regiões do Peru. São fornecidos dados sobre as características dos sistemas, tais como modelos e tecnologias dos módulos, inversores e estruturas de suporte, número de componentes e capacidade máxima de injeção de potência na rede.

Até a data da apresentação deste trabalho, estavam disponíveis dados de 8 usinas com potência instalada > 20 MWca. Dentre estas 8 usinas, 5 tiveram a sua data de início das operações comerciais (do inglês *Commercial Operation Date* – COD) até o início de 2015, totalizando uma média de 7,8 anos de dados disponíveis por usina². Este período é considerado representativo para realizar a análise de degradação anual destes sistemas fotovoltaicos. As outras 3 das 8 usinas disponíveis tiveram a sua data de COD entre o final de 2017 e o início de 2018. Devido ao curto período de dados disponível, elas foram descartadas da análise.

Foram avaliadas 3 usinas que utilizam tecnologia de silício policristalino (p-Si) que totalizam 56 MW de potência instalada. Estas usinas utilizam estruturas de suporte com rastreamento solar de 1 eixo orientado de norte a sul, e inclinam para o leste e para o oeste. Informações sobre o ângulo máximo de rotação das estruturas e a presença ou não de *backtracking* no algoritmo do rastreador não estavam disponíveis. As outras 2 usinas utilizam tecnologia de silício amorfo (a-Si) e totalizam 40 MW de potência instalada. Elas utilizam estruturas de suporte fixas com 15° de inclinação para o Norte. O valor do *pitch* (distanciamento entre as fileiras) das usinas não é fornecido pelo COES, e foi avaliado através de imagens de satélite obtidas pelo *Google Earth* (GOOGLE, 2021). As características das 5 usinas avaliadas estão resumidas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Características das Usinas Fotovoltaicas analisadas

Usina	Data COD	Tecnologia dos módulos	Potência nominal (MW)	Razão CC/CA	Tipo de estrutura
1	Set/12	c-Si	20	1,09	Rastreador Solar
2	Jul/12	a-Si	20	1,00	Fixa
3	Jul/12	a-Si	20	1,00	Fixa
4	Dez/12	c-Si	20	1,03	Rastreador Solar
5	Dez/14	c-Si	16	1,21	Rastreador Solar

Fonte: AUTOR.

Os dados de geração do COES são fornecidos desde a data do COD das usinas fotovoltaicas, em períodos de 15 min e unidade de potência em MW.

3.2 Dados meteorológicos

Dados meteorológicos locais podem ser obtidos a partir de sensores de medição *in loco* ou a partir de dados derivados de satélites, de fontes públicas ou pagas. Dados de medição *in loco* são preferíveis por apresentarem menores incertezas e menores erros por serem mais precisos em escalas de tempo menores (REISE *et al.*, 2018). No entanto, dados de satélite podem ser utilizados para preencher lacunas nos casos em que há falha nos sensores ou manutenção imprópria (REISE *et al.*, 2018).

Na ausência de dados meteorológicos provenientes de sensores de medição *in loco*, recomenda-se a utilização de base dados de satélites (REISE *et al.*, 2018). Tais dados podem ser provenientes de fontes pagas ou gratuitas, sendo as gratuitas disponibilizadas principalmente por grupos de pesquisa. Normalmente as fontes pagas apresentam uma resolução espacial maior e os dados são disponibilizados em períodos sub-

² A data de início das operações comerciais é definida como a data em que o produtor de energia elétrica começa a vender para o comprador, normalmente em forma de contratos de compra e venda de energia elétrica. Anteriormente a esta data ocorrem os testes e comissionamento da usina.

horários. Já a maioria das fontes gratuitas fornecem dados mensais ou diários para cada ano ou apenas o ano meteorológico típico ou médio.

3.2.1 Bases de dados meteorológicos

Duas bases públicas de dados meteorológicos foram consultadas neste trabalho. Elas foram escolhidas por disponibilizarem dados de alta resolução no local dos projetos estudados, em formato diário ou horário e período compatível com a operação das usinas.

A primeira base de dados é a do Projeto POWER, desenvolvido pelo NASA *Langley Research Center* (LaRC) (LARC, 2021). Eles fornecem dados meteorológicos diários de 1981 até 2021 derivados de dados de satélite em uma resolução espacial de $0,5^\circ$ de latitude e $0,5^\circ$ de longitude. Os dados utilizados são de temperatura a dois metros acima da superfície terrestre e a GHI diária, que é a radiação solar total incidente em uma superfície horizontal, dada em kWh/m²/dia.

A segunda base de dados é a do NSRDB (do inglês *National Solar Radiation Database*) (NREL, 2021a), que utiliza o *Physical Solar Model* do NREL para fornecer dados meteorológicos horários ou a cada 30 min. O período de dados disponível é de 1998 a 2019 para a região que engloba o Peru. Os dados utilizados da base de dados são GHI, irradiação difusa horizontal (DHI) e direta de incidência normal (DNI), e temperatura. Hansen, Guay e Martin (2015) analisaram a base de dados da NSRDB e concluíram que os valores de GHI são superestimados entre 3%-5%. Porém, como para este trabalho a variação interanual é o fator mais importante, o valor absoluto de GHI não terá impacto. Habte e Sengupta (2017) avaliaram a capacidade da base de dados de mostrar a variação interanual e a classificaram como razoavelmente boa.

A base de dados da NSRDB foi utilizada como entrada no modelo fotovoltaico de diversos trabalhos anteriormente, alguns exemplos são o de Bolinger *et al.* (2020) e Deline *et al.* (2021).

3.2.2 Avaliação das bases de dados escolhidas e geração da série de irradiação global no plano inclinado dos módulos fotovoltaicos

Com o objetivo de avaliar as duas fontes de dados meteorológicos e escolher a mais representativa, foi realizada a correlação entre os dados de produção das usinas e os dados calculados de irradiação global no plano inclinado dos módulos fotovoltaicos (do inglês, *Plane of Array* - POA). A POA é calculado através da ferramenta PVWatts e o modelo necessita como entrada os dados de GHI, DHI e DNI horários. A base de dados da NSRDB já fornece todos os dados em base horária e sem dados faltantes, portanto nenhuma correção é necessária. Apesar de não ser necessária nenhuma correção, a verificação dos dados é realizada, para confirmar principalmente que os dados estejam em UTC-5 (fuso horário do local dos projetos), entre outros. Já a base de dados da NASA necessita passar por alguns procedimentos a fim de transformar os dados diários em horários, corrigir os dados faltantes e gerar os valores de DHI e DNI.

Primeiramente, dados faltantes da NASA foram substituídos por uma média dos três valores anteriores e dos três valores posteriores a aquela data. Esta é uma técnica utilizada na estatística que se chama imputação simples pela média. Em seguida, os dados de temperatura e GHI diários de cada local foram inseridos como entrada no *software* Meteororm. O *software* realiza a sintetização dos dados de GHI e temperatura, transformando-os em horários a partir do modelo TAG (ver Seção 2.6.1). Em seguida, o *software* realiza a separação da radiação global nas componentes direta e difusa utilizando o modelo de Perez *et al.* (1992).

Após a obtenção dos dados horários da NSRDB e da NASA, a irradiância no plano inclinado é calculada na ferramenta PVWatts do *software* SAM, que recebe como entrada os arquivos meteorológicos (gerados no *software* Meteororm, para o caso dos dados da NASA), coordenadas das usinas, tipo de estrutura, *pitch* e capacidade das usinas. O algoritmo utilizado pelo *software* é o de Perez *et al.* (1990), que considera a irradiância no plano inclinado como a soma de três componentes de irradiância no plano: a direta, a difusa e a refletida pelo solo. O programa considera o albedo do solo como 0,2 durante todo o ano. Para sistemas com estrutura de rastreamento solar, a orientação do arranjo ao longo do tempo é calculada através do modelo de Marion e Dobos (2013), assumindo um sistema com inclinação máxima de $\pm 45^\circ$ da horizontal e *backtracking* ativo.

Sabendo que há uma forte linearidade entre a irradiação horária e a produção fotovoltaica, foi realizada a correlação entre os dados de POA e a produção das usinas. Esta correlação foi realizada para

cada usina separadamente. A média dos coeficientes de Pearson (r) das correlações utilizando os dados da NASA e no NSRDB que apresentou a maior correlação foi a determinante para a escolha da base de dados.

3.3 Geração fotovoltaica esperada

A geração fotovoltaica esperada convertida pelo arranjo é calculada em base horária para cada uma das usinas através do modelo de máxima potência, apresentado anteriormente na Equação (2.9). Este modelo foi escolhido por ser uma forma simplificada de cálculo que apresenta bons resultados (ver Seção 2.5).

Os parâmetros de entrada da Equação são a potência nominal do arranjo (MW_p) e o coeficiente de variação da máxima potência com a temperatura do módulo, ambos fornecidos pelo COES. As variáveis da Equação são a temperatura do módulo, calculada a partir da Equação (2.10) e a irradiância no plano, calculada na Seção 3.2. O cálculo é realizado para cada arquivo climático disponível, ou seja, para cada ano civil completo de operação das usinas fotovoltaicas.

A energia esperada calculada é relativa à energia convertida pelo arranjo fotovoltaico e é corrigida apenas pela irradiação e temperatura, o cálculo não leva em consideração outros fatores de perdas mencionados na Seção 2.4.1. Alguns dos fatores que poderiam influenciar esta energia são: sujeira, sombreamento, *mismatch*, efeito do ângulo de incidência e erro de rastreamento do rastreador solar. Sabe-se que estes fatores poderiam afetar a energia real convertida pelo arranjo e influenciar os resultados, portanto, algumas hipóteses são assumidas.

- Sujeira: assume-se que o seu perfil foi o mesmo todos os anos, baseando-se no fato de os períodos de chuva e seca serem dependentes da sazonalidade e assumindo que os módulos fotovoltaicos foram limpados sempre no mesmo período.
- Sombreamento: assume-se que o sombreamento teve o mesmo impacto todos os anos devido ao movimento aparente do sol no céu.
- *Mismatch*: Esta variável não pode ser detectada a partir dos dados disponíveis e, portanto, não foi controlada, sendo considerada como degradação caso exista.
- Efeito do ângulo de incidência: As perdas pelo efeito do ângulo de incidência são mais acentuadas para ângulos de incidência maiores que 50°. Como neste trabalho apenas dados entre 9h e 14h foram analisados (ver Seção 3.4.3), apenas uma pequena porcentagem dos dados apresentou um pequeno desvio devido à esta perda, portanto, essa perda não foi adicionada ao modelo.
- Erro de rastreamento do rastreador solar: Esta variável não foi controlada e foi considerada como degradação do sistema.

Como o objetivo deste trabalho foi avaliar o desempenho ano a ano das usinas, e não o desempenho em anos isolados, estes fatores não adicionam impacto relevante na taxa de degradação final.

3.4 Filtros

A filtragem de dados é um processo em que apenas uma parte dos dados de uma série são escolhidos para análise, por representarem melhor os resultados e reduzirem as incertezas na análise. Neste trabalho, os seguintes filtros foram utilizados: período inicial de operação das usinas, indisponibilidade das usinas ou da rede elétrica, filtro horário entre as 9h-14h, exclusão por troca de equipamentos e *clipping*. Eles serão explicados a seguir.

3.4.1 Período inicial de operação das usinas

Os primeiros meses de operação das usinas fotovoltaicas possuem um desempenho inferior aos meses subsequentes (DNV GL, 2019). Isto ocorre devido a problemas comuns de início de operação de sistemas, tais como: dificuldade de interconexão da planta à rede, a data de COD acontecer um pouco depois do que a data reportada (BOLINGER *et al.*, 2020) ou ainda a ligação gradual dos equipamentos, entre outros. Por esses motivos, é recomendado que o período inicial de operação das usinas fotovoltaicas seja excluído em uma análise de desempenho. Além disso, é interessante que anos civis completos sejam

analisados, pois a degradação é dependente da sazonalidade e utilizar anos civis incompletos poderia introduzir erros.

Portanto, os meses entre a data do COD e o próximo ano civil completo foram excluídos da análise para todas as usinas. Devido à proximidade que o COD das usinas 4 e 5 possuem do próximo ano civil poderia se pensar em excluir todo o primeiro ano completo de operação. Porém, isto levaria a uma perda muito grande dos dados e não foi realizado devido ao curto período de dados disponível.

3.4.2 Indisponibilidade

Usinas fotovoltaicas estão sujeitas a redução da sua produção de energia devido à fatores inerentes ao seu desempenho, tais como indisponibilidade de rede, comandos do operador do sistema para menor despacho de energia e desligamento para manutenção. Devido ao fato desses fatores não caracterizarem degradação do sistema, períodos em que a produção da usina é abaixo de 20% do esperado foram excluídos da análise. Para isso, os dados de geração a cada 15 min foram integralizados para períodos de 60 min e transformados em unidade de energia (kWh). Estes dados foram comparados em gráficos de tempo *versus* geração fotovoltaica e tempo *versus* GHI com os dados de GHI horários gerados. Esta filtragem é necessária a fim de diminuir as incertezas devido à períodos em que as plantas não estavam operando como esperado. A Figura 3.2 mostra um exemplo de produção de energia fotovoltaica de uma das usinas em que a disponibilidade da planta foi nula entre as 8:00 e as 10:00. Neste caso, os dados de geração do dia completo são excluídos.

Figura 3.2 - Exemplo de produção fotovoltaica com disponibilidade reduzida.



Fonte: AUTOR.

3.4.3 Filtro horário

A eficiência de uma célula fotovoltaica varia não-linearmente conforme a intensidade da irradiância decresce. Este fenômeno é chamado de perdas por baixa irradiância (MAVROMATAKIS, VIGNOLA e MARION, 2017) e ocorre de maneira mais expressiva para irradiâncias menores que 300 W/m². Além do desempenho das células fotovoltaicas ser menor para baixas irradiâncias, os inversores também necessitam uma potência de corrente contínua mínima para serem ligados. Isto significa que no começo e no final do dia, tanto os módulos fotovoltaicos quanto os inversores não operarão na sua maior faixa de eficiência. Por esse motivo, foi aplicado um filtro excluindo dados fora da faixa horária das 9h às 14h a fim de utilizar dados mais representativos sobre as condições de operação nominal do sistema.

3.4.4 Exclusão por troca de equipamentos

Durante o levantamento dos dados, foi realizada a verificação de imagens de satélite temporais, através do *Google Earth* (GOOGLE, 2021), com o objetivo de realizar uma análise remota das condições das usinas.

Foi verificado que houve a troca de módulos da usina 3 no ano de 2019. Por este motivo, este ano foi excluído da análise desta usina. Além disso, foi verificado que a usina 1 e a usina 4 tiveram incremento

da potência instalada em 2019. Este fato foi confirmado por divulgação na mídia. Como optou-se por não mencionar os nomes das usinas neste trabalho, não há referência às notícias. Porém, como estes anos foram excluídos da análise, não há prejuízo nos resultados.

3.4.5 *Clipping*

O efeito de *clipping*, explicado na Seção 2.4.2, ocorre quando a potência produzida pelos módulos é maior do que a potência máxima de conversão do inversor, resultando em perdas. O efeito de *clipping* é maior durante o verão, pois a radiação incidente nos módulos aumenta, assim como a potência gerada pelos módulos.

Segundo Jordan, Deceglie e Kurtz (2017), o efeito de *clipping* pode alterar o valor real da degradação de um sistema e ele deve ser excluído da análise, independente da metodologia utilizada para o cálculo da degradação. Portanto, foi realizada a exclusão dos meses completos onde houve o efeito de *clipping* evidente, ou seja, os meses em que a produção real da usina foi “estagnada” durante os períodos próximos ao meio-dia.

Dentre as usinas analisadas, apenas a usina 5 apresentou efeito de *clipping*, no período de setembro a março. Isto se deve ao fato de esta usina possuir um alto carregamento de potência nominal do arranjo sobre a potência dos inversores (razão CC/CA) que é de 1,21. As outras usinas possuem um carregamento entre 1,00 e 1,09.

3.5 Taxa de degradação

Após a realização de todas as etapas anteriormente mencionadas, obtém-se como resultado séries horárias filtradas para todos os anos civis de operação das usinas com dados de geração esperada no arranjo e geração medida das usinas, ambas em MWh. A partir destes dados, calcula-se as taxas de degradação com o método do coeficiente de desempenho anual e mensal e o método ano a ano. As taxas de degradação ano a ano foram calculadas para cada usina separadamente e para grupos de usinas que utilizam a mesma tecnologia de módulo: a-Si e c-Si. Esta distinção foi realizada pois as duas tecnologias possuem comportamentos de degradação diferentes.

3.5.1 Método taxa de desempenho (PR)

O método pela taxa de desempenho consiste na aplicação da fórmula da taxa de desempenho para os períodos subsequentes e se utiliza uma regressão linear nos valores para encontrar a taxa de degradação, que é a inclinação da reta. Dois conceitos foram apresentados na Seção 2.3.1, a taxa de desempenho tradicional e a corrigida pela temperatura. Neste trabalho ela foi calculada corrigida pela temperatura, pois ela reduz o efeito da sazonalidade dos dados e é mais robusta. Além disso, a taxa de degradação foi calculada utilizando períodos de integração diferentes: anuais e mensais.

3.5.2 Método ano a ano

O método ano a ano se baseia em calcular o índice de desempenho das usinas fotovoltaicas para determinado período. Este índice de desempenho será comparado, para o mesmo período dos dados, ano a ano, resultando em diversas taxas. Esta taxa é o valor do índice de desempenho de um ano menos o índice de desempenho para o mesmo período no ano interior. A mediana dos valores destas taxas de degradação representa a taxa de degradação representativa do sistema.

Neste trabalho, o período escolhido para os índices de desempenho é diário. O cálculo do índice de desempenho, apresentado na Equação (2.7), compara a energia medida da usina com a energia esperada no ponto de conexão da usina. Como a energia medida da usina é provavelmente no ponto de conexão da usina com a rede, onde fica o medidor de energia, é necessário que a energia esperada compreenda as perdas até este ponto. Para obter esta nova série de energia esperada até o ponto de medição, assumiu-se que as perdas em corrente alternada do sistema são iguais, em porcentagem, para todos os anos, com exceção da degradação. Sendo assim, as perdas em corrente alternada foram calculadas para o primeiro ano avaliado para cada uma das usinas através da Equação (3.1) e, o valor encontrado, foi reproduzido para todos os anos de operação das usinas.

$$Perdas CA_{Ano 1} = \sum_k \frac{P_{med,k}}{P_{esp arr,k}} \quad (3.1)$$

onde P_{med} é a potência medida da usina em MWh, filtrada, $P_{esp arr}$ é a energia esperada no arranjo, filtrada e k são os intervalos horários com dados válidos.

Após a obtenção da série de energia esperada no ponto de medição da usina fotovoltaica, as potências são integradas diariamente e os índices de desempenho são calculados por meio da Equação (2.7). Para facilitar a visualização destes dados, foi realizado um gráfico onde o tempo é representado no eixo x e os índices de desempenho no eixo y. Cada dia no ano foi ligado por uma reta colorida no mesmo dia no próximo ano. Ela representa a taxa de degradação para o dia central entre estas datas.

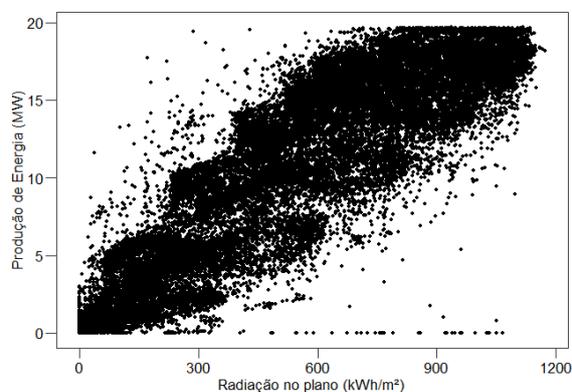
A representação matemática desta taxa de degradação diária está na Equação (2.8). Esta fórmula é utilizada para calcular as taxas de degradação para cada dia do ano. Para melhor visualização das taxas, um histograma foi gerado. Por fim, a mediana dos índices de desempenho representa a melhor estimativa da taxa de degradação do sistema como um todo.

4 RESULTADOS

4.1 Avaliação das bases de dados meteorológicas públicas

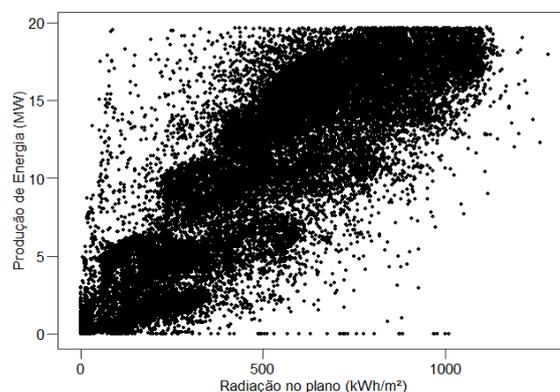
A Figura 4.1 e a Figura 4.2 apresentam os gráficos de correlação entre as séries horárias de radiação no plano (POA) com os dados do NSRDB e da NASA e a produção de energia para a usina 4, como exemplo, respectivamente.

Figura 4.1 - Correlação entre a produção de energia horária da usina 4 e a radiação no plano com a base de dados da NSRDB



Fonte: AUTOR.

Figura 4.2 - Correlação entre a produção de energia horária da usina 4 e a radiação no plano com a base de dados da NASA



Fonte: AUTOR.

É possível supor através de análise visual que o gráfico com os dados da NASA apresenta maior espalhamento que o gráfico com os dados da NSRDB. A média dos coeficientes de Pearson (r) das 5 usinas foi de 92% utilizando os dados da NASA e 95% utilizando os dados da NSRDB. Isto indica que os dados horários da NSRDB são mais correlacionados com a produção de energia das usinas do que os dados horários da NASA, que foram obtidos a partir dos dados diários tratados com a metodologia apresentada neste trabalho.

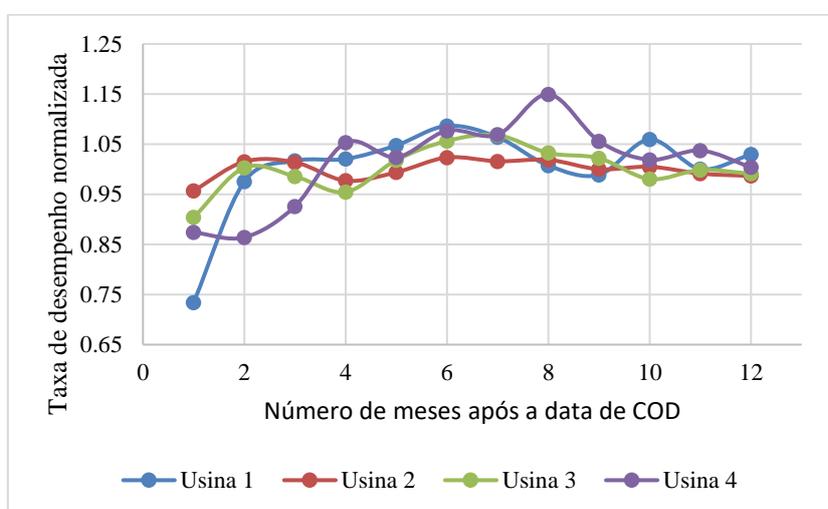
Apesar de a base de dados da NSRDB possuir a desvantagem de não possuir informações para o ano de 2020, dois fatores foram relevantes para a sua escolha. O primeiro é o valor da sua correlação que é maior do que a correlação com os dados da NASA e o segundo é o fato de seus dados serem fornecidos em

base horária. Sendo assim, a base de dados da NSRDB foi escolhida para a análise deste trabalho e a geração do ano de 2020 não foi analisada para nenhuma usina.

4.2 Desempenho no primeiro ano de operação das usinas

Foi realizada a verificação do desempenho das usinas no seu primeiro ano de operação. Salienta-se que não foi considerado o ano civil para esta avaliação, mas sim o ano a partir da data de COD das usinas. O desempenho mensal das usinas neste ano foi normalizado de acordo com a média dos 12 valores encontrados, onde a média representa 1. As taxas de desempenho normalizadas para as usinas 1 a 4 são apresentadas na Figura 4.3. A usina 5 não é apresentada pois os meses de setembro a março foram excluídos devido ao efeito de *clipping*.

Figura 4.3 - Taxa de desempenho normalizada no primeiro ano de operação das usinas



Fonte: AUTOR.

Analisando a Figura 4.3, é evidente que, aproximadamente os primeiros 6 meses de operação de todas as usinas possuem taxas de desempenho baixas quando comparadas ao resto do ano. Este efeito é devido a diversos fatores, explicados na Seção 3.4.1, tais como ligação gradual dos equipamentos, comissionamento, entre outros.

A Tabela 4.1 apresenta a taxa de desempenho encontrada no primeiro ano de operação de cada uma das usinas, classificadas de acordo com a sua tecnologia.

Tabela 4.1 – Taxa de desempenho no primeiro ano completo de operação

Usina	Tecnologia	PR no 1º ano de operação
1	c-Si	0,86
2	a-Si	0,95
3	a-Si	0,88
4	c-Si	0,87
5	c-Si	-

Fonte: AUTOR.

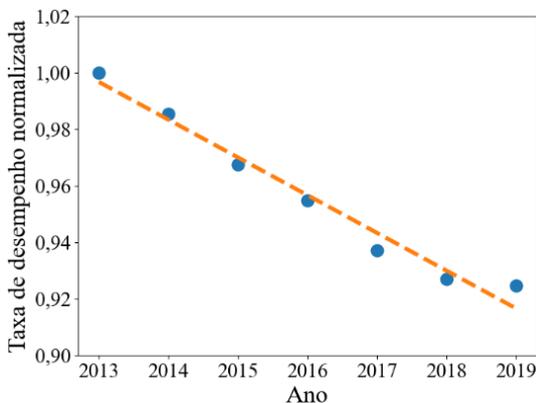
A média da taxa de desempenho das usinas que utilizam tecnologia de a-Si é 0,92, já a média para as usinas que utilizam tecnologia c-Si é de 0,87. Pode-se perceber que as usinas com a-Si apresentaram um desempenho levemente maior no primeiro ano. Uma explicação para essa ocorrência seria que a tecnologia de silício amorfo possui uma degradação muito acentuada nos primeiros meses de operação, devido ao

efeito de Staebler-Wronski, comentado na Seção 2.2, atingindo seus valores nominais de potência após esse período inicial. Sendo assim, muitas vezes, os valores nominais indicados pelos fabricantes são inferiores aos valores de potência reais dos módulos, pois os módulos atingirão sua potência nominal após o período inicial. Após este período inicial a degradação ocorre de forma mais estabilizada.

4.3 Desempenho e degradação das usinas

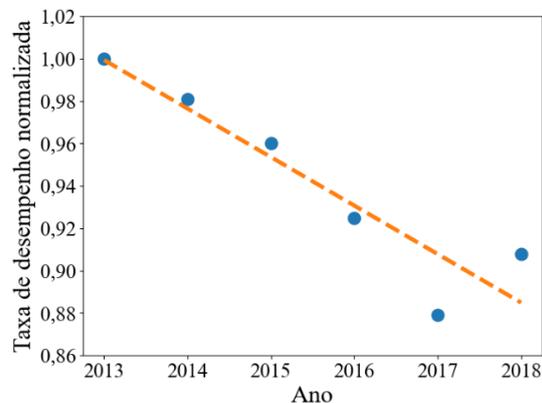
A Figura 4.4 e a Figura 4.5 apresentam as taxas de desempenho normalizadas anuais para a usina 2 e a usina 3, respectivamente, que são usinas que utilizam tecnologia de silício amorfo. A linha laranja representa a regressão linear dos valores de taxas obtidos. É possível verificar que ao longo dos anos há uma tendência negativa de taxa de desempenho, conforme esperado, pois esta tendência representa a degradação do sistema. Os valores encontrados para a taxa de degradação utilizando este método são 1,34% aa para a usina 2 e 2,29% aa para a usina 3.

Figura 4.4 - Taxa de desempenho anual normalizada Usina 2



Fonte: AUTOR.

Figura 4.5 - Taxa de desempenho anual normalizada Usina 3



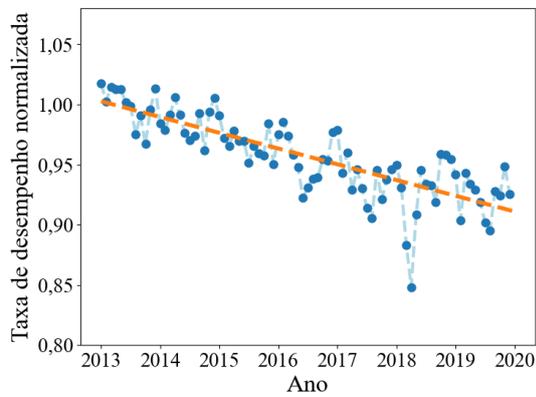
Fonte: AUTOR.

As taxas de desempenho normalizadas calculadas em períodos mensais são apresentadas na Figura 4.6 e na Figura 4.7, para a usina 2 e a 3, respectivamente. A linha laranja representa a regressão linear dos valores. A taxa de degradação utilizando este método é de 1,31% aa para a usina 2 e 2,34% aa para a usina 3.

Observando a Figura 4.6 e a Figura 4.7, percebe-se que a usina 2 teve um baixo desempenho no mês de abril de 2018 e a usina 3 apresentou um baixo desempenho durante o final do ano de 2017 e início do ano de 2018. Não foi possível identificar a origem destes comportamentos. Como o período com baixo desempenho da usina 3 é relevante (1 ano completo) e pode influenciar os resultados de degradação, optou-se por excluir os anos de 2017 e 2018 da análise. Com esta exclusão, a taxa de degradação utilizando o método da taxa de desempenho anual resultou em 2,46% aa e com o método mensal em 2,50% aa.

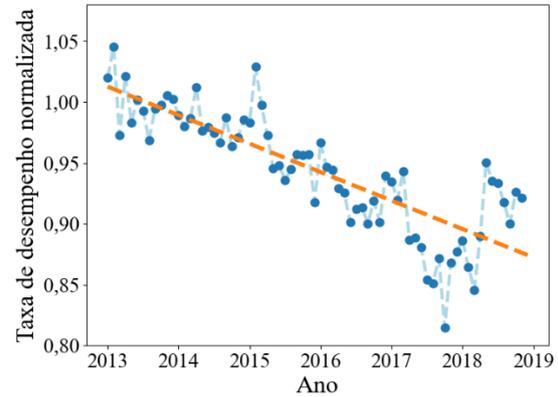
Outro comportamento observado na Figura 4.6 e a Figura 4.7 é a da sazonalidade das taxas de desempenho, que são maiores no verão e menores no inverno. Este efeito é esperado para usinas de silício amorfo, devido à superposição de diversos fatores, tais como efeito de recozimento, resposta espectral e desempenho da célula, conforme descrito na Seção 2.2.

Figura 4.6 - Taxa de desempenho mensal normalizada
Usina 2



Fonte: AUTOR.

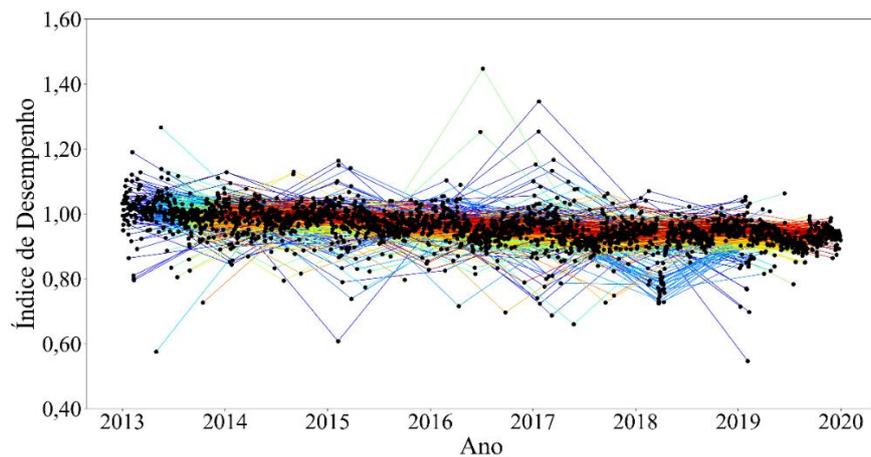
Figura 4.7 - Taxa de desempenho mensal normalizada
Usina 3



Fonte: AUTOR.

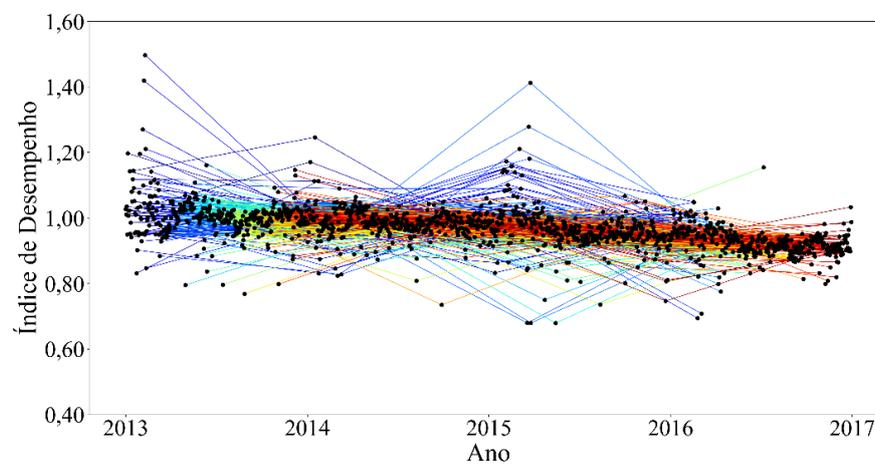
A Figura 4.8 e a Figura 4.9 apresentam os índices de desempenho da usina 2 e da usina 3, respectivamente, calculados a partir do método ano a ano.

Figura 4.8 - Índices de desempenho da Usina 2



Fonte: AUTOR.

Figura 4.9 - Índices de desempenho da Usina 3



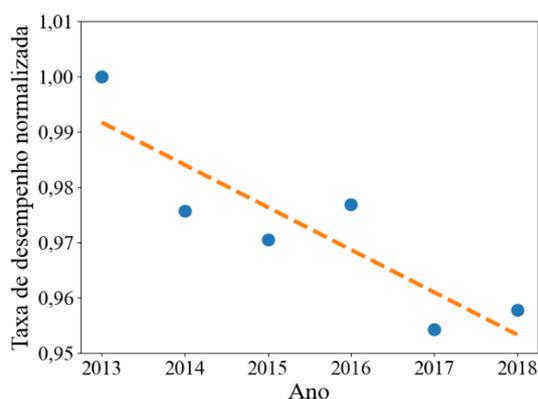
Fonte: AUTOR.

Os índices de desempenho são maiores do que 1 quando a energia medida é superior à energia esperada no ponto de conexão da usina e menores do que 1 quando ocorre o contrário. Eles são representados pelos pontos pretos. As linhas coloridas conectam o mesmo dia para todos os anos, sendo que cada cor representa um dia do ano. A inclinação de cada linha que conecta dois pontos representa a taxa de degradação para o dia no ponto central entre essas duas datas.

Pode-se observar alguns pontos na Figura 4.8 e na Figura 4.9 em que os índices de desempenho foram superiores a 1,2 ou inferiores a 0,8. Este comportamento é de pontos isolados e está relacionado à fatores não-controláveis da análise, tais como indisponibilidade da usina, precisão dos dados de irradiação, entre outros. Porém, estes dados não impactam significativamente o resultado final da degradação por este método, pois as taxas de degradação obtidas se comportam de forma normal e é utilizada a mediana destes valores como a taxa de degradação mais significativa do sistema, eliminando estes pontos isolados. A taxa de degradação ano a ano obtida foi de 1,26% aa para a usina 1 e 2,81% aa para a usina 2.

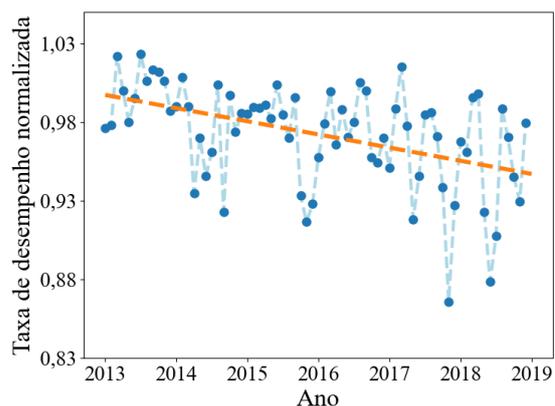
As taxas de desempenho anuais normalizadas das usinas 1, 4 e 5 que utilizam tecnologia de silício cristalino são apresentadas na Figura 4.10, Figura 4.12 e Figura 4.14, respectivamente. Já as taxas de desempenho mensais normalizadas são apresentadas na Figura 4.11, Figura 4.13 e Figura 4.15 para as usinas 1, 4 e 5 respectivamente.

Figura 4.10 - Taxa de desempenho anual normalizada Usina 1



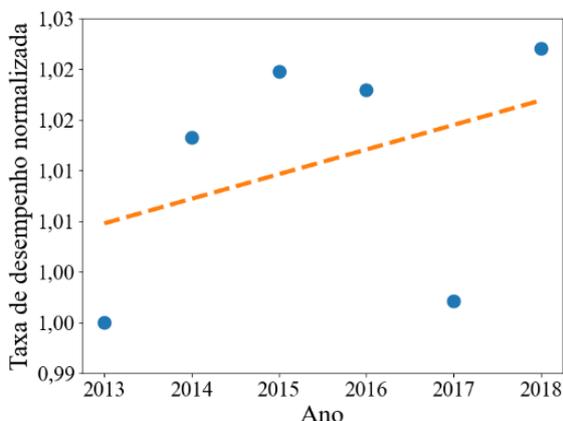
Fonte: AUTOR.

Figura 4.11 - Taxa de desempenho mensal normalizada Usina 1



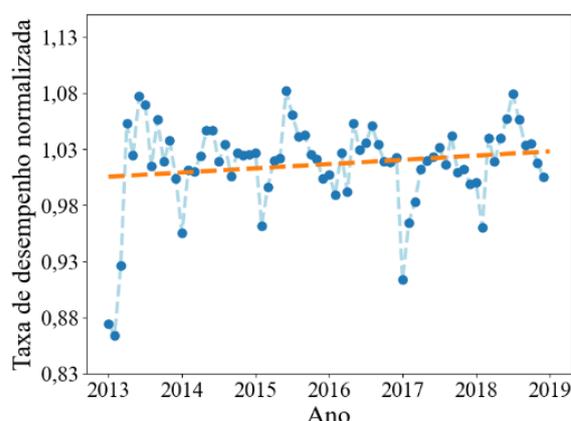
Fonte: AUTOR.

Figura 4.12 - Taxa de desempenho anual normalizada Usina 4



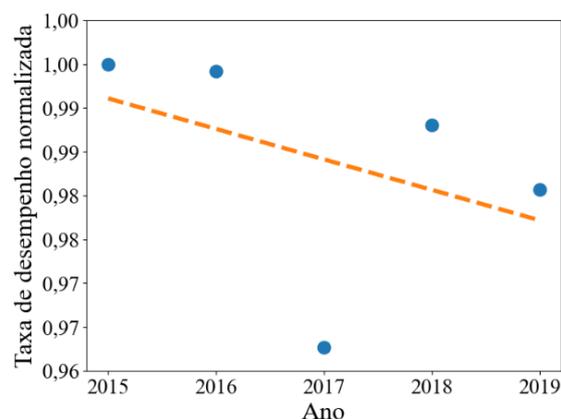
Fonte: AUTOR.

Figura 4.13 - Taxa de desempenho mensal normalizada Usina 4



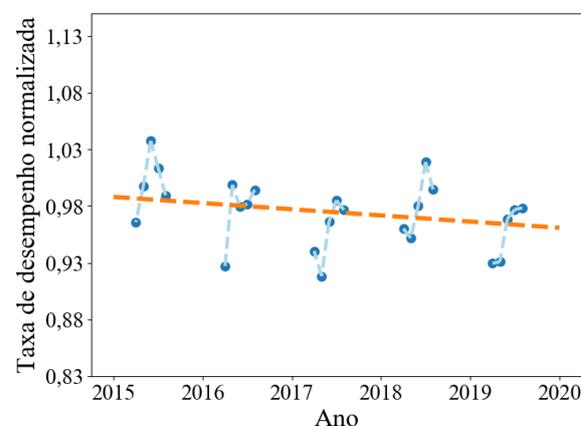
Fonte: AUTOR.

Figura 4.14 - Taxa de desempenho anual normalizada Usina 5



Fonte: AUTOR.

Figura 4.15 - Taxa de desempenho mensal normalizada Usina 5



Fonte: AUTOR.

A taxa de degradação negativa é evidente ao longo dos seis anos de operação avaliados da usina 1, sendo que a tendência pode ser visualmente observada tanto na taxa anual como mensal. A taxa resultante é de 0,77% aa com o método mensal e 0,84% aa para o método anual.

A usina 4 e a 5 estão localizadas lado a lado na mesma região, e é possível verificar que o seu comportamento é muito similar. As usinas apresentam um desempenho estável em 2015 e 2016, uma queda em 2017 e voltam a ter ganho de desempenho em 2018. Este comportamento de pontos isolados se deve a fatores externos que não puderam ser identificados. Algumas explicações podem ser: manutenções, redução de potência injetada na rede devido à comandos do operador do sistema, características técnicas da usina informadas com erro, dados meteorológicos com desvios entre outros. Além disso, a usina 4 apresenta um leve ganho de desempenho no ano de 2018, cuja causa não pode ser identificada. Uma hipótese é de que houve aumento de potência instalada neste ano.

Na Figura 4.13 é possível verificar que a usina 4 teve um desempenho baixo nos 3 primeiros meses de operação. Este baixo desempenho é provavelmente devido à problemas relacionados ao início de operação da usina, como por exemplo devido aos arranjos, que são postos em marcha em blocos enquanto o comissionamento é realizado, conforme descrito na Seção 3.4.1. Devido às altas incertezas associadas à usina 4, optou-se por não calcular as taxas de degradação para ela.

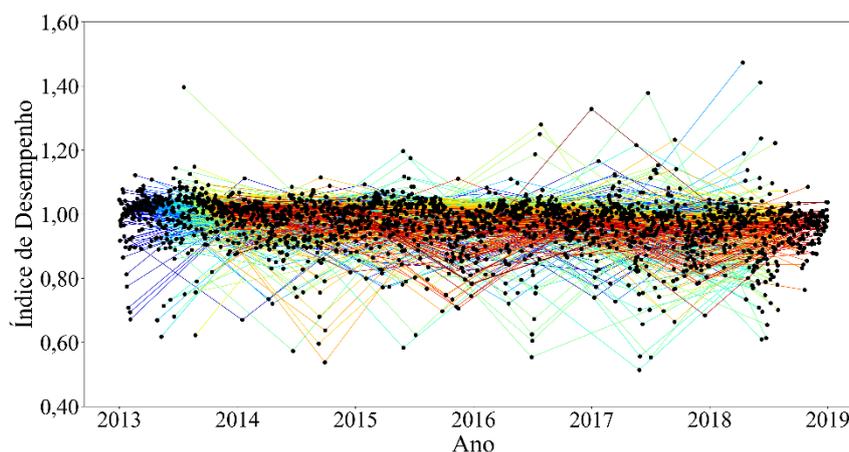
Em relação à usina 5, que apresenta o efeito de *clipping* durante os meses de setembro a março, primeiramente foi calculada a taxa de degradação sem o filtro para *clipping* (ver Seção 2.4.2), que resultou em uma taxa de degradação de 0,35% aa com o método do PR anual e 0,22% aa com o método do PR mensal. Após, foi realizado o mesmo cálculo com o filtro de *clipping*, resultando em 0,83% aa com o método do PR anual e 0,73% aa com o método do PR mensal. As lacunas da Figura 4.15 representam os meses excluídos pelo filtro. Estes resultados estão de acordo com o esperado, que é a taxa de degradação com o filtro de *clipping* deve ser maior do que sem considerar o filtro. Isto ocorre, pois, o efeito de *clipping* oculta a degradação real do sistema, visto que a potência CC é limitada pela potência máxima do inversor.

É possível verificar uma tendência de sazonalidade no gráfico de taxas de desempenho mensais da usina 4, sendo o valor da taxa de desempenho maior no inverno, onde há temperaturas mais baixas e menor no verão, onde as temperaturas são mais altas, assim como a irradiação, aumentando a temperatura dos módulos, conforme descrito na Equação (2.10). A Equação da taxa de desempenho corrigida pela temperatura que foi utilizada, ameniza este comportamento sazonal que se apresenta em algumas usinas. O comportamento sazonal pode ser ainda mais atenuado através da utilização de uma série com valores mais precisos da temperatura dos módulos, como por exemplo uma série obtida por sensores de temperatura instalados em campo. Além da influência da temperatura na sazonalidade, há outros fatores que podem ter influenciado este comportamento, tais como a influência da precipitação, que é um fator sazonal que afeta a limpeza dos módulos. Os meses com maior precipitação na região da usina 4 são os meses de inverno,

contribuindo para a limpeza dos módulos neste período, consequentemente aumentando a produção de energia e o PR. A usina 1 não apresentou comportamento sazonal aparente.

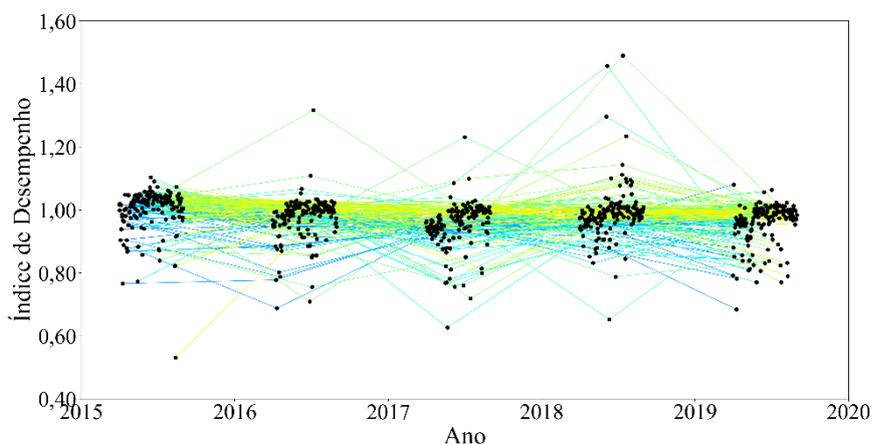
A Figura 4.16 e a Figura 4.17 apresentam os índices de desempenho da usina 1 e da usina 5, respectivamente, calculados a partir do método ano a ano. Os índices de desempenho da usina 4 não foram calculados por esta usina apresentar altas incertezas. A Figura 4.16 apresenta variações aleatórias significativas, porém a tendência de degradação verificada apresenta a ordem esperada.

Figura 4.16 - Índices de desempenho da Usina 1



Fonte: AUTOR.

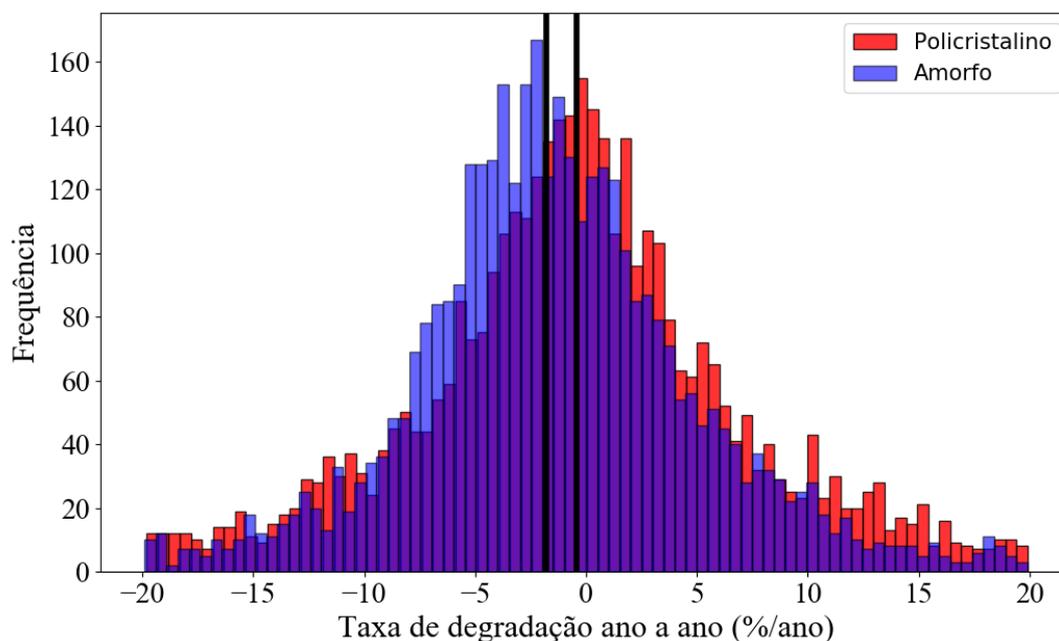
Figura 4.17 - Índices de desempenho da Usina 5



Fonte: AUTOR.

As taxas de degradação ano a ano obtidas foram agrupadas na Figura 4.18, que apresenta dois histogramas, o azul com a série das usinas que utilizam tecnologia de silício amorfo e o vermelho com a série das usinas que utilizam tecnologia de silício cristalino, com exceção da usina 4, que foi excluída por apresentar altas incertezas. Nesta figura, valores negativos representam que houve uma degradação ao longo do tempo. Taxas abaixo de -20% aa e acima de 20% aa não são representadas na Figura 4.18 porém, foram consideradas para o cálculo da mediana.

Figura 4.18 - Histograma das taxas de degradação ano a ano diárias para as duas tecnologias estudadas



Fonte: AUTOR.

Observa-se que as duas séries de distribuição do histograma se comportam de forma normal, sendo que a série das taxas das usinas com silício amorfo está tendendo mais para a esquerda do que a série das taxas das usinas com silício policristalino. Isto indica que as degradações das usinas de silício amorfo são mais acentuadas que as de silício policristalino. As linhas verticais destacadas em preto representam a mediana das taxas de degradação ano a ano, sendo que a linha da esquerda é relativa às usinas com silício amorfo, que resultou em 1,78% aa e a linha da direita é relativa às usinas com silício policristalino, que resultou em 0,86% aa. Este resultado confirma que, para as usinas estudadas, as taxas de degradação para usinas de silício amorfo são maiores do que as taxas para usinas com silício policristalino. O mesmo fenômeno foi verificado por Jordan *et al.*, (2016).

O resumo das taxas de degradação encontradas para as 5 usinas fotovoltaicas utilizando os diferentes métodos é apresentado na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Taxas de degradação obtidas através dos diferentes métodos

Usina	Tecnologia	Taxa de degradação (% aa)		
		PR anual	PR mensal	Ano a ano
1	c-Si	0,77	0,84	0,86
2	a-Si	1,34	1,31	1,26
3	a-Si	2,29	2,34	2,40
4	c-Si	-	-	-
5	c-Si	0,83	0,73	0,83

Fonte: AUTOR.

Analisando os resultados da Tabela 4.2, pode-se verificar que as taxas de degradação encontradas para uma mesma usina são diferentes de acordo com a metodologia, sem seguir um padrão. Os resultados confirmam a conclusão de Phinikarides *et al.* (2014), de que as taxas de degradação não são somente dependentes da tecnologia e do local do projeto, mas também dependentes da metodologia aplicada. Porém, apesar de os resultados não serem iguais, eles são muito parecidos por usina, sendo possível confiar neles para uma avaliação geral da degradação das usinas. As diferenças são devidas às diferentes incertezas dos métodos.

Segundo Jordan, Deceglie e Kurtz (2017), os métodos que utilizam regressão, tais como o método pela taxa de desempenho mensal e anual são preferíveis quando as séries não são influenciadas por sazonalidade ou apresentam menos ruídos. Na presença destes fatores, ou com influência sazonal de sujeira nos módulos é mais interessante confiar nos resultados de taxa de degradação ano a ano. Sabendo disto, é preferível confiar nos resultados do método ano a ano para as usinas 1 e 5, que apresentam maior ocorrência de pontos isolados.

Os resultados da usina 4 não foram apresentados na Tabela 4.2 devido às altas incertezas relacionadas ao comportamento dos seus dados.

5 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

Em relação ao estudo realizado, buscou-se inicialmente desenvolver o entendimento das taxas de degradação de usinas fotovoltaicas relatadas na literatura, de acordo com a tecnologia dos módulos e nível de avaliação, que pode ser de módulo ou de sistema. Em seguida, os principais métodos de avaliação foram descritos, apresentando as vantagens e desvantagens de cada um deles. Três métodos foram escolhidos para a avaliação da degradação das usinas para este estudo: regressão das taxas de desempenho anuais, mensais e o método ano a ano, que utiliza a mediana das taxas de degradação diárias como métrica.

Sabendo da importância da qualidade dos dados para a avaliação do desempenho de uma usina fotovoltaica, primeiramente foi realizada a avaliação de duas bases de dados meteorológicas públicas a fim de escolher a mais precisa em termos de irradiação. Para isto, foi realizada a correlação dos dados de irradiação no plano com a produção fotovoltaica das usinas. Os resultados mostraram que a base de dados da NSRDB apresentou uma média de coeficientes de Pearson maior em relação à base de dados da NASA, sendo assim escolhida para a avaliação das usinas.

Ao longo do desenvolvimento do trabalho, foram utilizados outros métodos para reduzir as incertezas dos dados, tais como o uso de filtros nos dados de produção de energia. Foi verificado que a filtragem de dados desempenha um papel muito importante na correta avaliação do desempenho das usinas. Um exemplo disto é a comparação dos resultados com e sem o filtro de *clipping* para a usina que possui este efeito durante os meses de verão. A taxa de degradação utilizando método do PR mensal sem o filtro resultou em 0,35% aa e com o filtro, 0,73% aa. Isto ocorre, pois, o efeito de *clipping* ameniza o valor da degradação dos equipamentos. Além deste filtro, outros foram utilizados, tais como filtro horário para excluir horários no início e no final do dia, filtro para indisponibilidade da usina, entre outros.

Em relação à análise do primeiro ano de operação das usinas, foi verificado que 4 usinas avaliadas apresentaram um período inicial de aproximadamente 6 meses de menor desempenho, estabilizando após este período. Este desempenho baixo está provavelmente relacionado com a dificuldade de posta em marcha das usinas fotovoltaicas, que são ligadas em partes enquanto ocorre o comissionamento. Além desta análise, também foi verificado que as usinas de silício amorfo apresentaram taxas de desempenho maiores no primeiro ano de operação quando comparadas com as usinas de silício policristalino. Este fenômeno pode estar relacionado ao efeito de Staebler-Wronski, que ocorre apenas em módulos de silício amorfo. Este efeito dita que a degradação dos módulos de silício amorfo é muito acentuada nos primeiros meses de operação, portanto, atingindo a sua potência nominal após este período.

Observou-se nos cálculos de taxas de degradação, encontradas a partir dos três métodos, que elas são maiores para as usinas de silício amorfo do que para as usinas de silício policristalino. Este comportamento já estava relatado na literatura. A taxa de degradação média utilizando o método ano a ano foi de 1,78% aa para as usinas de silício amorfo e 0,86% aa para usinas de silício policristalino. O valor da degradação das usinas de silício amorfo deste estudo é levemente superior à média de degradação encontrada por Jordan et *et al.* (2016) para usinas com a mesma tecnologia (1,38% aa). Já o valor encontrado para as usinas de silício cristalino é muito similar ao relatado por Jordan et *et al.* (2016).

Finalmente, conclui-se que ao se considerar o investimento em uma usina fotovoltaica é necessário que se considere o valor da degradação para o sistema fotovoltaico como um todo, não somente a degradação em nível de módulo. Este trabalho apresentou taxas de degradação em nível de sistema, que, sem considerar o efeito de *clipping*, foram superiores à degradação normalmente garantida pelos fabricantes de módulos fotovoltaicos (0,5% aa), reforçando esta necessidade. Além disso, é necessário que se utilize degradações diferenciadas de acordo com a tecnologia de módulo escolhida.

Considerações sobre a escolha dos filtros de dados a serem utilizados, criação de códigos para automatização do processo da análise e estudos sobre taxas de degradação com análise da influência de características meteorológicas locais são ideias de estudos interessantes e seguem como sugestão para trabalhos futuros.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGUIAR, R.; COLLARES-PEREIRA, M. TAG: A time-dependent, autoregressive, Gaussian model for generating synthetic hourly radiation. **Solar Energy**, [s. l.], v. 49, n. 3, p. 167–174, 1992. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(92\)90068-L](https://doi.org/10.1016/0038-092X(92)90068-L)

ALONSO-GARCÍA, M. C.; RUIZ, J. M.; CHENLO, F. Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, [s. l.], v. 90, n. 3, p. 329–340, 2006. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2005.04.022>

ANEEL. **Outorgas e Registros de Geração**. [S. l.], 2021a. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao>. Acesso em: 1 mar. 2021.

ANEEL. **Resultado de Leilões**. [S. l.], 2021b. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>. Acesso em: 1 mar. 2021.

ANEEL. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA**. [S. l.], 2021c. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/siga>. Acesso em: 8 maio 2021.

ANEEL. **Tratamento regulatório à situação de Constrained-off de usinas eólicas Relatório de Análise de Impacto Regulatório**. [S. l.: s. n.], 2019. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopu

AWASTHI, Anshul *et al.* Review on sun tracking technology in solar PV system. **Energy Reports**, [s. l.], v. 6, p. 392–405, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egypr.2020.02.004>

BOLINGER, Mark *et al.* System-level performance and degradation of 21 GWDCof utility-scale PV plants in the United States. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, [s. l.], v. 12, n. 4, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1063/5.0004710>

BRUCKNER, T. *et al.* **Energy systems Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. [S. l.: s. n.], 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.4324/9780203223017-18>.

COES. **Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional**. [S. l.], 2021. Disponível em: <https://www.coes.org.pe/portal/>. Acesso em: 5 mar. 2021.

DE SOTO, W.; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. **Solar Energy**, [s. l.], v. 80, n. 1, p. 78–88, 2006. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.06.010>

DELINE, Chris *et al.* PV Fleet Performance Data Initiative : Performance Index – Based Analysis PV Fleet. [s. l.], n. February, 2021.

DNV GL. **Solar Power Performance White Paper - United States**. [S. l.: s. n.], 2019.

DUBEY, Swapnil; SARVAIYA, Jatin Narotam; SESHADRI, Bharath. Temperature dependent photovoltaic (PV) efficiency and its effect on PV production in the world - A review. **Energy Procedia**, [s. l.], v. 33, p. 311–321, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.05.072>

EPE. **Balço Energético Nacional 2020: Ano base 2019**. [S. l.: s. n.], 2020.

FONSECA, José Eduardo Ferreira da. **Avaliação da degradação de módulos fotovoltaicos de silício cristalino em sistemas conectados à rede elétrica**. 1–113 f. 2020. - UFRGS, [s. l.], 2020.

FU, Ran; FELDMAN, David; MARGOLIS, Robert. **U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018NREL**. [S. l.: s. n.], 2018. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72399.pdf>.

GOOD, Jeremy; JOHNSON, Jeremiah X. Impact of inverter loading ratio on solar photovoltaic

system performance. **Applied Energy**, [s. l.], v. 177, p. 475–486, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.05.134>

GOOGLE. **Google Earth Website**. [S. l.], 2021. Disponível em: <https://earth.google.com/web/>. Acesso em: 5 maio 2021.

GRIFFITH, JS; RATHOD, MS; PASLASKI, J. Some Tests of Flat Plate Photovoltaic Module Cell Temperatures in Simulated Field Conditions. *In:* , 1981. **In Proceedings of the 15th IEEE Photovoltaic Specialists Conf.** [S. l.: s. n.], 1981. p. 822–830.

HABTE, Aron; SENGUPTA, Manajit. Best Practices of Uncertainty Estimation for the National Solar Radiation Database Preprint. [s. l.], n. December, 2017.

HADJ ARAB, A. *et al.* Maximum power output performance modeling of solar photovoltaic modules. **Energy Reports**, [s. l.], v. 6, p. 680–686, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.09.049>

HANSEN, Clifford; GUAY, Nathan; MARTIN, Curtis. **Analysis of Global Horizontal Irradiance in Version 3 of the National Solar Radiation Database**. [S. l.]: Sandia National Laboratories, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.3428.4006>

HASSELBRINK, Ernest *et al.* Validation of the PVLife model using 3 million module-years of live site data. **Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, [s. l.], p. 7–12, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/PVSC.2013.6744087>

IEC. **International Electrotechnical Commission 61724: 2017: Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis**. [S. l.: s. n.], 2017.

IRENA. **Renewable capacity statistics 2020 International Renewable Energy Agency**. [S. l.: s. n.], 2020. *E-book*.

IRENA. **Renewable Capacity Statistics 2021 International Renewable Energy Agency (IRENA)**. Abu Dhabi: [s. n.], 2021.

JORDAN, Dick *et al.* Compendium of photovoltaic degradation rates. **PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS**, [s. l.], v. 24, p. 978–989, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/pip.2744>

JORDAN, D. C. *et al.* Outdoor PV degradation comparison. **Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, [s. l.], p. 2694–2697, 2010. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/PVSC.2010.5616925>

JORDAN, Dirk C.; DECEGLIE, Michael G.; KURTZ, Sarah R. PV degradation methodology comparison - A basis for a standard. **2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2017**, [s. l.], n. Ci, p. 1–6, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/PVSC.2017.8366644>

JORDAN, Dirk C.; KURTZ, Sarah R. The dark horse of evaluating long-term field performance-Data filtering. **IEEE Journal of Photovoltaics**, [s. l.], v. 4, n. 1, p. 317–323, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2013.2282741>

KÖNTGES, Marc *et al.* **Assessment of photovoltaic module failures in the field**. [S. l.: s. n.], 2017. *E-book*.

KURTZ, S *et al.* Analysis of Photovoltaic System Energy Performance Evaluation Method. **National Renewable Energy Laboratory**, [s. l.], v. TP-5200-60, n. November 2013, p. 1–54, 2013.

LARC, NASA Langley Research Center. **POWER Project**. [S. l.], 2021. Disponível em: <https://power.larc.nasa.gov/docs/methodology/>. Acesso em: 1 mar. 2021.

MAGHAMI, Mohammad Reza *et al.* Power loss due to soiling on solar panel: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 59, p. 1307–1316, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.044>

MAKRIDES, George *et al.* Degradation of different photovoltaic technologies under field conditions. **Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, [s. l.], p. 2332–2337, 2010. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/PVSC.2010.5614439>

MARION, William F; DOBOS, Aron P. Rotation Angle for the Optimum Tracking of One-Axis Trackers. **Nrel**, [s. l.], n. July, 2013. Disponível em: www.nrel.gov/publications.%0Ahttp://www.osti.gov/servlets/purl/1089596/

MAVROMATAKIS, F.; VIGNOLA, F.; MARION, B. Low irradiance losses of photovoltaic modules. **Solar Energy**, [s. l.], v. 157, n. August, p. 496–506, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.08.062>

MERTEN, J.; ANDREU, J. Clear separation of seasonal effects on the performance of amorphous silicon solar modules by outdoor I/V-measurements. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, [s. l.], v. 52, n. 1–2, p. 11–25, 1998. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/S0927-0248\(97\)00263-8](https://doi.org/10.1016/S0927-0248(97)00263-8)

METEOTEST. **Meteonorm Software**. [S. l.], 2021. Disponível em: <https://meteonorm.com/en/>. Acesso em: 1 mar. 2021.

NEVILLE, Richard C. Solar Energy Collector Orientation and Tracking Mode. **Solar Energy**, [s. l.], v. 20, n. 1, p. 7–11, 1977. Disponível em: [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0038-092X\(78\)90134-2](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0038-092X(78)90134-2)

NREL. **National Solar Radiation Database**. [S. l.], 2021a. Disponível em: <https://nsrdb.nrel.gov/>. Acesso em: 1 mar. 2021.

NREL. **System Advisor Model**. [S. l.], 2021b. Disponível em: <https://sam.nrel.gov/>. Acesso em: 1 mar. 2021.

OLIVEIRA, Fernando Schuck de *et al.* Avaliação De Um Arranjo Fotovoltaico Após Onze Anos de Operação. In: , 2018. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**. [S. l.: s. n.], 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/87/87>

PEREZ, Richard *et al.* Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. **Solar Energy**, [s. l.], v. 44, n. 5, p. 271–289, 1990. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(90\)90055-H](https://doi.org/10.1016/0038-092X(90)90055-H)

PEREZ, R. R. *et al.* Dynamic global-to-direct irradiance conversion models. **ASHRAE Transactions**, [s. l.], v. 98, n. pt 1, p. 354–369, 1992.

PHINIKARIDES, Alexander *et al.* Review of photovoltaic degradation rate methodologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 40, p. 143–152, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.155>

PIEDRA, Patricio G.; LLANZA, Laura R.; MOOSMÜLLER, Hans. Optical losses of photovoltaic modules due to mineral dust deposition: Experimental measurements and theoretical modeling. **Solar Energy**, [s. l.], v. 164, n. September 2017, p. 160–173, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.02.030>

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **MANUAL DE ENGENHARIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**. [S. l.: s. n.], 2014.

REISE, Christian *et al.* **Uncertainties in PV System Yield Predictions and Assessments**. [S. l.: s. n.], 2018. ISSN 1044-5498.v. 21

SALANI, Matteo; CORBELLINI, Gianluca; CORANI, Giorgio. Hybrid heuristic for the optimal design of photovoltaic installations considering mismatch loss effects. **Computers and Operations Research**, [s. l.], v. 108, p. 112–120, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.cor.2019.04.009>

SANCHEZ-FRIERA, Paula *et al.* Analysis of degradation mechanisms of crystalline silicon PV modules after 12 years of operation in Southern Europe. **PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS**, [s. l.], v. 19, p. 658–666, 2011. Disponível em:

<https://doi.org/https://doi.org/10.1002/pip.1083>

THE WORLD BANK. **Global Horizontal Irradiation**. [S. l.: s. n.], 2019.

WHITAKER, Charles M. *et al.* Application and validation of a new PV performance characterization method. **Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, [s. l.], p. 1253–1256, 1997. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/pvsc.1997.654315>