

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

LINDOMAR DELLAGIUSTINA

AVALIAÇÃO DE FATORES QUE IMPACTAM NA PERFORMANCE DE UMA USINA
SOLAR FOTOVOLTAICA DE GERAÇÃO CENTRALIZADA

CURITIBA

2025

Lindomar Dellagiustina

AVALIAÇÃO DE FATORES QUE IMPACTAM NA PERFORMANCE DE UMA USINA
SOLAR FOTOVOLTAICA DE GERAÇÃO CENTRALIZADA

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) apresentado ao curso de Pós-Graduação em MBA em Gestão Estratégica em Energias Naturais Renováveis, do programa de Educação Continuada em Ciências Agrárias (PECCA), Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis.

Orientadora: Prof(a). Dr(a). Juliana Almansa Malagoli.

CURITIBA

2025

“A resposta certa não importa nada: o essencial é que as perguntas estejam
certas”

(MARIO QUINTANDA, 1994, p.155)

RESUMO

As usinas solares fotovoltaicas de geração centralizada, ou seja, usinas de grande porte, maiores que 3 MW, podem apresentar fatores que influenciam diretamente em seu desempenho, na energia gerada, nos dados coletados pelos sensores, na quantidade de horas em manutenção, entre outros fatores. É fundamental para otimização do sistema detectar os motivos que ocasionam os fatores citados, agindo na operação e manutenção, e na criação de ferramentas e ações que reduzam ou até eliminem estes fatores. O desempenho das usinas está diretamente ligado a uma boa estratégia de operação e manutenção, organizando as manutenções preventivas e se antecipando assim a possíveis problemas. Além disso, prevendo equipamentos e materiais sobressalentes, que serão utilizados no caso de uma emergência, realizando assim uma manutenção corretiva, e reduzindo o tempo de manutenção com estes sobressalentes em estoque. O intuito é demonstrar os principais pontos que podem impactar diretamente e indiretamente no desempenho esperado e simulado desse tipo de usina, trazendo assim subsídios concretos e práticos para os projetistas, construtores, cliente final e equipe de operação e manutenção, para que possam assim agir e resolver cada um deles, melhorando o desempenho de suas usinas. A visão de todos os possíveis fatores que podem trazer problemas ao empreendimento, é fundamental para otimização da geração e para melhorar o desempenho das usinas, agregando assim maior conhecimento e dando subsídio para tomada de decisões na questão de onde escolher atacar inicialmente, ou onde representará maiores ganhos de geração.

Palavras-chave: Usinas. Solares. Desempenho. Causas. Subsídio.

ABSTRACT

Centralized photovoltaic solar power plants, that is, large-scale plants larger than 3 MW, can present factors that directly influence their performance, the energy generated, the data collected by sensors, the number of maintenance hours, among other factors. It is essential for system optimization to identify the reasons that cause the cited factors, taking action in operation and maintenance, and in creating tools and actions that reduce or even eliminate these factors. The performance of the plants is directly linked to a good operation and maintenance strategy, organizing preventive maintenance and thus anticipating possible problems. In addition, forecasting spare equipment and materials that will be used in case of an emergency, thus carrying out corrective maintenance, and reducing maintenance time with these spares in stock. The intention is to demonstrate the main points that can directly and indirectly impact the expected and simulated performance of this type of power plant, thus providing concrete and practical support for designers, builders, end clients, and the operation and maintenance team, so they can act on and resolve each of them, improving the performance of their plants. The view of all possible factors that can bring problems to the project is fundamental for optimizing generation and improving the performance of the plants, thus adding greater knowledge and providing support for decision-making regarding where to initially focus efforts or where the greatest generation gains will be.

Keywords: Plants; Solar; Performance; Causes; Subsidy.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – CAPACIDADE ELÉTRICA INSTALADA DE GERAÇÃO SOLAR NO MUNDO	16
FIGURA 2 – EXEMPLO DE DEGRADAÇÃO DE MODELO DE MÓDULO FV AO LONGO DE 30 ANOS DE OPERAÇÃO	19
FIGURA 3 – SENSOR PT100 E TERMOGRAFIA DO MÓDULO FV	21
FIGURA 4 – EXEMPLO DE SUJIDADE DO MÓDULO FV	23
FIGURA 5 – EXEMPLO DE SOMBREAMENTO DE VEGETAÇÃO NOS MÓDULOS FV	24
FIGURA 6 – SEGUIDOR SOLAR SEM RASTREAR	25
FIGURA 7 – FLUXOGRAMA MOSTRANDO TODAS AS ETAPAS DO TRABALHO	31
FIGURA 8 – EXEMPLO DE UM ENSAIO DE ELETROLUMINESCÊNCIA	33
FIGURA 9 – CÉLULAS DE REFERÊNCIA SUJA E LIMPA	36
FIGURA 10 – LOCAL COM INCIDÊNCIA DE SOMBRAS NOS MÓDULOS	38
FIGURA 11 – SIMULAÇÃO DE SOMBREAMENTO NO SOLSTÍCIO DE INVERNO	38
FIGURA 12 – SIMULAÇÃO DE SOMBREAMENTO NO SOLSTÍCIO DE VERÃO ...	39
FIGURA 13 – VEGETAÇÃO ALTA ENTRE SEGUIDORES SOLARES	39
FIGURA 14 – ARQUITETURA DE COMUNICAÇÃO DOS SEGUIDORES SOLARES	40
FIGURA 15 – TROCA DE VENTILAÇÃO INTERNA DO INVERSOR	42

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 – DIFERENÇA MENSAL DAS CÉLULAS DE REFERÊNCIA SUJA E LIMPA	36
GRÁFICO 2 – DADOS PLUVIOMÁTRICO COLETADOS.....	37

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO CALCULADA PARA DIVERSOS VALORES DE IRRADIÂNCIA	35
TABELA 2 – TABELA DE DADOS MENSIS DE PERFORMANCE DA USINA.....	40

LISTA DE ABREVIATURAS OU SIGLAS

CC	- Corrente Contínua
CA	- Corrente Alternada
MT	- Média Tensão
BT	- Baixa Tensão
FV	- Fotovoltaicos(as)
GC	- Geração Centralizada
PR	- <i>Performance Ratio</i>
PLC	- <i>Power Line Communication</i>
DIO	- Dispositivo Interno Óptico
EPC	- <i>Engineering, Procurement and Construction</i>
PPC	- <i>Power Plant Controller</i>
MWp	- Mega Watt pico
TEIF	- Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada
TEIP	- Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada
ACL	- Ambiente de Contratação Livre
NCU	- <i>Network Control Unit</i>
TCU	- <i>Transmission Control Unit</i>
RSU	- <i>Remote Sensor Unit</i>
Voc	- Tensão de Circuito Aberto (<i>open circuit</i>)
Voc	- Tensão de Corrente Contínua
IxV	- Tensão versus Corrente
GW	- Giga Watt
SFCR	- Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
PID	- Degradação de Potencial Induzido (<i>Potential--Induced Degradation</i>)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	16
1.1 PROBLEMA	17
1.2 OBJETIVOS	18
1.2.1 Objetivo geral	18
1.2.2 Objetivos específicos.....	18
1.3 JUSTIFICATIVA	19
2 SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS	16
2.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	17
2.1.1 Degradação	18
2.1.2 Temperatura	20
2.1.3 Sujidade	21
2.1.4 Sombreamento	23
2.2 MECANISMO SEGUIDOR SOLAR	24
2.3 EFICIÊNCIA DO INVERSOR FV	25
2.4 CABOS	27
2.5 <i>TRANSFORMER STATION (SKID - QUADROS E TRANSFORMADOR)</i>	27
2.6 INDISPONIBILIDADE	28
3 MATERIAL E MÉTODOS	30
4 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS	32
4.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	32
4.1.1 Degradação	33
4.1.2 Temperatura	34
4.1.3 Sujidade	35
4.1.4 Sombreamento	37
4.2 MECANISMO SEGUIDOR SOLAR	40
4.3 EFICIÊNCIA E DESEMPENHO DOS INVERSOR FV	41
4.4 INDISPONIBILIDADE	42
5 DISCUSSÕES DOS RESULTADOS	44
6 CONSIDERAÇÕES FINAIS	47
6.1 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	49
REFERÊNCIAS.....	51

1 INTRODUÇÃO

De acordo com Pinho e Galdino (2014), o aproveitamento da energia solar fotovoltaica é uma das alternativas energéticas mais promissoras para prover a energia necessária ao desenvolvimento da humanidade. O sol é responsável pela origem de praticamente todas as fontes de energia no planeta.

Conforme a lista ABNEE (2012), os principais fatores que afetam o desempenho de uma usina solar fotovoltaica são: perdas de energia nos inversores na transformação de CC para CA; eventuais sombreamentos na instalação; eventual acúmulo de poeira ou sujeira nos módulos; perdas (ôhmicas) nos cabos, tanto no lado CC como no lado CA da instalação; redução de eficiência dos módulos fotovoltaicos decorrente de temperaturas elevadas do que as aplicadas no ensaio e informadas pelo fabricante; indisponibilidade do sistema fotovoltaico, seja devido a paradas forçadas ou paradas programadas; diferenças nas curvas características (IxV) dos módulos.

Em todos os sistemas elétricos as perdas na geração de energia prejudicam a *performance* e o desempenho do sistema, o que impacta diretamente no resultado esperado por quem investe, e também para a equipe que realiza a operação e a manutenção deste sistema, visto que são os responsáveis por eliminar, ou minimamente, reduzir essas perdas, aplicando manutenções previstas nos manuais dos fabricantes, ou realizando ensaios mais aprofundados a fim de diagnosticar os fatores que podem estar gerando essas perdas indesejadas ao sistema.

As perdas em grandes usinas fotovoltaicas podem ser potencializadas pois os projetos de usinas solares multiplicam, dentro de uma mesma planta, um mesmo típico de instalação, utilizando blocos de módulos FV, *trackers* (seguidor solar), inversores e *skid* (conjunto quadro de proteção de baixa tensão, transformador elevador e quadro de proteção de média tensão) igual, ou seja, com a mesma configuração, o que padroniza, mas também pode multiplicar problemas após instalados, caso o projeto e a instalação não sejam planejadas e executadas adequadamente.

Este trabalho considera, para análise dos dados, um estudo de caso real, de uma usina GC de 61MW, e dados coletados durante um ano de operação. Os dados da usina, como nome cliente, nome da usina e o local serão preservados a pedido dos proprietários do empreendimento.

1.1 PROBLEMA

Em usinas solares fotovoltaicas os clientes finais contratam empresas para construir o empreendimento e incluem em contrato anexos de *performance*, ou seja, documentos entre as partes que detalham as perdas máximas admissíveis para elaboração dos projetos executivos, dessa forma, limitando as perdas de cabos CC, cabos BT CA, cabos MT, perdas máximas por sombreamento, perdas máximas nos inversores, perdas máximas nos transformadores, perdas máximas por sujeira acumulada nos módulos, dentre outras. Além disso, entre os documentos de anexo de *performance*, geralmente inclui-se uma simulação computacional, utilizando *software* da área solar, específico para tal função, que simula os equipamentos reais previsto para o projeto, o layout geral a ser construído para o determinado caso, onde é possível acordar o valor de PR (*Performance Ratio*) ou energia gerada garantida. Com isso, é possível comprovar, após a usina construída, se o sistema está atendendo os parâmetros acordados em contrato entre as partes, ou seja, cliente e construtor do empreendimento EPC (Engenharia, Aquisição e Construção) acordam período de coleta de dados, e após analisam estes dados e emitem um relatório final se o empreendimento atende ou não as premissas de *performance* acordadas entre as partes.

Essa verificação, após determinado período de operação e geração da usina, procura analisar os dados coletados pelo sistema de monitoramento e coleta de dados da usina, que armazena os dados de geração de todos os equipamentos, dados meteorológicos coletados pelas estações meteorológicas, perdas dos equipamentos, dados de paralisação de geração por equipamento, geração no ponto exato do medidor de faturamento, que é o limite de controle e monitoramento de uma usina fotovoltaica, onde desconsidera as perdas após este ponto, por exemplo, do transformador elevador, da linha de transmissão até o *bay* de conexão dentro da subestação elevadora, etc.

A análise dos dados coletados ao longo de um período procura identificar as possíveis causas do não atendimento dos valores simulados e acordados no contrato. Com isso é possível a elaboração de um relatório completo justificando um possível não atendimento das premissas de PR ou geração acordadas em contrato, visando assim um entendimento técnico e comercial entre as partes, pois estes fatores podem ter sido gerados por falhas na operação e manutenção da usina.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

O objetivo geral será apresentar e discutir as perdas comumente encontradas em usinas solares de grande porte utilizando um caso real, visando com isso dar subsídios aos profissionais do mercado solar fotovoltaico a chegar, de forma mais rápida, a um diagnóstico do que poderá estar afetando a geração e o desempenho da usina que estão analisando.

1.2.2 Objetivos específicos

- Analisar os dados coletados, de um estudo de caso real, onde foram coletados dados de geração e dados meteorológicos de uma usina de 61MWp, durante o período de 01/01/2024 até 31/12/2024. Estes dados serão a base para detecção dos possíveis problemas do não atingimento da *performance* PR acordada para essa usina de estudo de caso real;
- Para que os objetivos sejam alcançados será necessário: base de acordo com as referências bibliográficas consultadas, coleta dos dados reais do SCADA da usina no estudo de caso analisado neste projeto, comparação dos dados e análise de acordo com a base bibliográfica, análise crítica dos resultados analisados, concluindo se os objetivos foram alcançados ou não com os dados disponíveis;
- Para desenvolver essa pesquisa serão consultadas diversas bibliografias, principalmente artigos técnicos científicos pertinentes aos temas apresentados neste TCC. Além disso, serão coletados dados de um ano de geração de uma usina de geração centralizada, e após serão filtrados e analisados estes dados, e a análise dos mesmos e a conclusão serão apresentadas neste trabalho;
- Essa pesquisa objetiva também dar subsídio a profissionais da área fotovoltaica, especificamente de usinas de grande porte, para que possam analisar os dados das usinas que estão pesquisando ou trabalhando, e que possam avaliar as perdas e os dados coletados

com maior facilidade e agilidade, e que encontrem neste trabalho uma referência útil.

1.3 JUSTIFICATIVA

Este trabalho proporciona subsídios e base sólida para engenheiros e profissionais do mercado solar fotovoltaico para analisar possíveis problemas de desempenho de sistemas solares de grande porte, contribuindo assim na resolução de problemas similares que possam encontrar em suas plantas ou plantas que estejam trabalhando, prestando algum tipo de serviço específico.

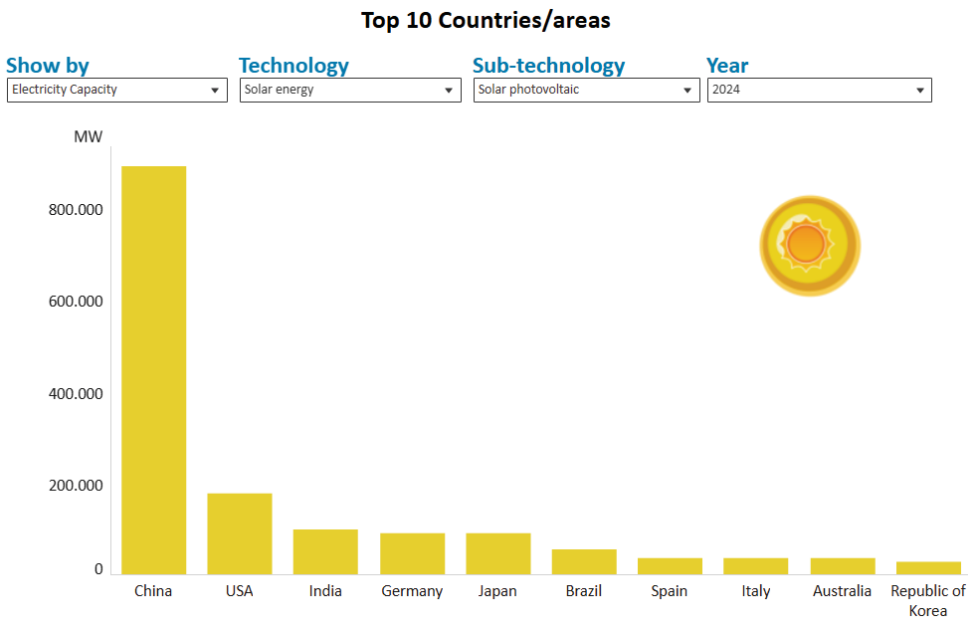
Além disso, o estudo contribui com o meio acadêmico de pesquisa, que é bastante requisitado para detecção e resolução de problemas de desempenho de usinas solares fotovoltaicas. Estes fatores podem servir como base para nortear as pesquisas e análises de outros estudos de caso similares.

Os acionistas ou proprietários das usinas podem usar como referência para avaliar e comparar com os possíveis problemas que se apresentem no desempenho de suas usinas, norteados assim em que ponto focar na detecção das causas raízes e resolução dos problemas, visto a similaridade dos casos apresentados. Os fatores apresentados podem auxiliar as equipes técnicas, de operação e de manutenção envolvidas nessa análise, acelerando assim a tomada de decisão do que tratar e ajustar no sistema.

2 SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Segundo a carta de comunicado à imprensa emitida pela ABSOLAR/IRENA em 2024, e conforme apresentado na Figura 1, o Brasil ingressou pela primeira vez no ranking das 10 maiores potências mundiais na geração solar fotovoltaica, ficando na sexta colocação com 53,11 GW em 2024. Na sequência vêm Espanha em sétimo (36,28 GW) e Itália em oitavo (36 GW).

FIGURA 1 – CAPACIDADE ELÉTRICA INSTALADA DE GERAÇÃO SOLAR NO MUNDO



FONTE: ABSOLAR/IRENA (2024).

A energia solar liderou a expansão da matriz elétrica brasileira no primeiro trimestre de 2024, apresentado no levantamento da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), onde dos 2,6 GW de capacidade adicionada no período, 1,3 GW correspondem a 36 usinas fotovoltaicas de geração centralizada que entraram em operação no país. Já no segmento de geração distribuída, composto por sistemas de geração própria de energia em telhados, fachadas e pequenos terrenos, foram acrescentados 1,9 GW no país no primeiro trimestre. Dessa forma, somando com o segmento de geração centralizada, a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica ganhou 3,2 GW no período.

No mercado solar brasileiro, tanto para usinas de geração distribuída como para usinas de geração centralizada, nota-se que os proprietários ou investidores

não possuem uma cultura de investir na operação e manutenção de suas usinas. A realização de manutenções periódicas, chamadas de preventivas, como: roçagem, limpeza/lavação dos módulos fotovoltaicos, coleta de óleo dos transformadores, análise de curva IxV e termografia dos módulos FV, entre outras, é de fundamental importância a fim de reduzir perdas controláveis do sistema de geração. Além disso, as chamadas manutenções corretivas, como: troca de cabos com baixa isolação, inversores com defeitos, troca de disjuntores de proteção dos inversores, entre outras, podem ser organizadas criando planos de ação junto a equipe de manutenção de campo, se antecipando ao problema. Essa antecipação seria adquirindo equipamentos sobressalentes, estudando os manuais de operação e manutenção dos equipamentos, criando procedimentos de como proceder e atuar em cada tipo de falha, entre outras formas de mitigação das perdas e paradas.

Este trabalho pretende detalhar as perdas comumente encontradas em sistemas solares fotovoltaicos de grande porte, e que impactam diretamente na geração e *performance ratio* das usinas, como:

- *soiling* (sujeira) nos módulos fotovoltaicos;
- vegetação alta, criando sombreamento nos módulos FV;
- redução de eficiência dos módulos FV;
- indisponibilidade, como desligamentos para troca de inversores ou para manutenção preventiva na subestação coletora, por exemplo.

Os sistemas fotovoltaicos estão sendo amplamente implantados em nosso país e em todo o mundo, o que requer cada vez mais cuidados em relação as perdas, isso tanto nos projetos quanto após, durante a operação do sistema. Nos próximos subitens será explanado sobre as perdas específicas, que comumente ocorrem, em cada tipo de equipamento que compõem as usinas solares fotovoltaicas.

2.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os módulos fotovoltaicos são os responsáveis por transformar a energia solar em uma forma útil de energia. Uma célula FV de silício típica é uma lâmina fina de silício dopada com fósforo (tipo N) sobre uma mais espessa de silício dopado com boro (tipo P). Essas junções, quando o painel absorve fótons do sol, que têm uma energia maior do que a energia da banda proibida do material semicondutor

dos painéis, estes fótons são absorvidos, os elétrons são liberados e mobilizados da banda de valência para a banda de condução, o que cria pares elétron-lacuna. Assim, devido a estes pares, a energia CC é gerada pelo fluxo dos pares elétron-lacuna em direções opostas através da junção, conforme Fouad, Shihata, Morgan (2017, p. 1499).

A quantidade de corrente e potência gerada por uma célula FV depende de vários fatores, alguns externos ou ambientais, outros são internos ao próprio sistema FV e outros fatores diversos, como:

- a) degradação;
- b) temperatura;
- c) sujidade;
- d) sombreamento.

2.1.1 Degradação

De acordo com Braga, Cardoso, Gomes, Pereira, Fortes, Dias (2021, p. 8) a célula fotovoltaica foi desenvolvida em 1954, porém, somente em 1997 o fabricante Siemens Solar Industries anunciou a garantia estendida para os módulos fotovoltaicos, passando de 10 anos para 25 anos. Este anúncio contribuiu para a padronização de geração de energia fotovoltaica, seja distribuída ou centralizada, fazendo com que todos os fabricantes adotassem a garantia mínima de 25 anos como padrão. No entanto, os riscos associados ao desempenho dos módulos fotovoltaicos durante longos períodos permanecem em avaliação. Dados de campo disponíveis publicamente e de alta qualidade sobre o desempenho operacional de longo prazo de sistemas e módulos fotovoltaicos são restritos, e por isso, os dados laboratoriais independentes e de alta qualidade estabeleceram um papel importante na avaliação da qualidade do módulo fotovoltaico e da confiabilidade ao longo prazo.

Conforme Silva, Tsukamoto, Souza, Melo, Freitas (2016, p. 1) a degradação dos módulos fotovoltaicos refere-se à danos causados, geralmente, por reações químicas e/ou mecanismos físicos, ocasionando perdas graduais de suas principais características elétricas e de materiais. Como consequência, estes passam a operar fora dos limites de qualidade esperados, impactando negativamente no desempenho da planta fotovoltaica. O estudo dos tipos de degradação é de grande dificuldade e

complexidade em condições reais de operação, uma vez que seus efeitos são observados a longo prazo.

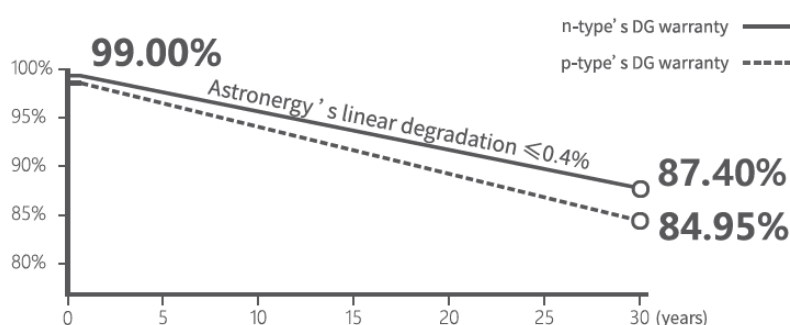
Conforme Fouad, Shihata, Morgan (2017, p. 1507) o entendimento dos fabricantes dos módulos FV referente a degradação é que a degradação ocorre quando sua potência atinge um nível abaixo de 80% de sua potência inicial. Várias degradações podem afetar o desempenho dos módulos FV a curto e longo prazo, como:

- degradação dos materiais de embalagem;
- perda de adesão e degradação das interconexões;
- degradação devido à entrada de umidade;
- degradação do dispositivo semicondutor.

No *datasheet* do fabricante Astronergy (2024, p. 1), que compara as perdas de degradação de módulos tipo N com módulos do tipo P, pode-se verificar que no primeiro ano tem-se perda de 1%. Na retirada do módulo FV da caixa para instalação já pode-se detectar perda considerável, isso somente pelo fato de expor o equipamento a luz.

Além disso, o fabricante garante uma perda menor ou igual à 0,4% do segundo ao trigésimo ano de operação do equipamento. A Figura 2 apresenta um exemplo da degradação do módulo FV ao longo de 30 anos.

FIGURA 2 – EXEMPLO DE DEGRADAÇÃO DE MODELO DE MÓDULO FV AO LONGO DE 30 ANOS DE OPERAÇÃO



FONTE: Datasheet fabricante Astronergy (2025).

Conforme Braga, Cardoso, Gomes, Pereira, Fortes, Dias (2021, p. 9) a redução de eficiência pode ocorrer por: intempéries, impurezas, acúmulo de sujeira,

detritos no vidro, degradação do encapsulamento, inter difusão dos íons e reações na interface polimérica que causam reações de delaminação.

A operação de um SFCR em altas temperaturas ambientes por longos períodos favorecerá as condições para o aumento da degradação do módulo fotovoltaico, tais como: o aparecimento de pontos quentes, descoloração, delaminação, entre outros, pois a temperatura é responsável pela maioria das reações químicas entre os componentes utilizados na construção dos módulos fotovoltaicos.

A degradação por PID é outro fator observado mais recentemente com o aumento do número de SFCR. Este é um fenômeno típico de altas tensões aliadas à escolha da polaridade do potencial, além da alta temperatura de operação local e um elevado grau de umidade em grande parte do território brasileiro. A degradação pelo efeito de PID, ainda vem sendo estudada, porém as perdas de potência no módulo fotovoltaico podem ser consideradas pequenas.

2.1.2 Temperatura

Segundo Fouad, Shirata, Morgan (2017, p. 1503) a célula FV converte uma pequena porção, algo em torno de menos de 20%, da irradiância em energia elétrica, enquanto o restante da energia é fornecido em forma de calor. O superaquecimento do módulo FV ocorre principalmente devido à radiação solar excessiva e às altas temperaturas ambientes. A temperatura do módulo é um parâmetro que tem grande influência no comportamento de um sistema FV, pois afeta significativamente a eficiência do sistema e a produção de energia. O principal efeito do aumento da temperatura da célula é na tensão de circuito aberto (V_{oc}), que diminui linearmente com o aumento da temperatura da célula.

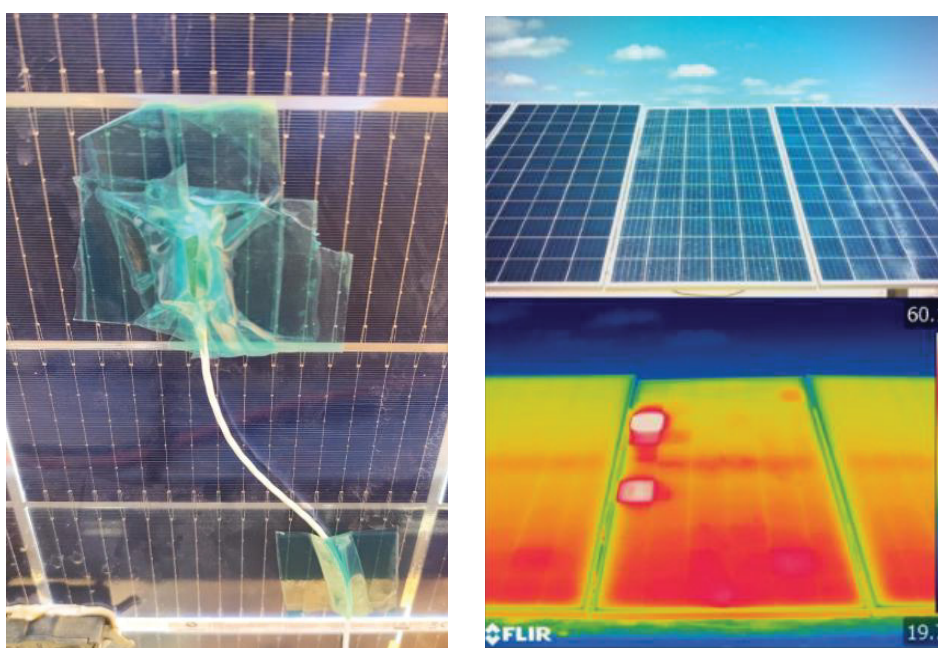
De acordo com Feron, Cordero, Dimiani, Jackson (2021, p. 270) a irradiância solar afeta positivamente o desempenho do sistema FV, enquanto a temperatura ambiente mais elevada faz com que a temperatura da célula aumente, diminuindo o rendimento do sistema FV.

Segundo Niazi, Khan, Amir (2018, p. 033506) afirmam que casos graves de pontos quente em células solares resultaram em mau funcionamento dos sistemas que alguns casos podem ser irreversíveis, além disso danos no vidro de células tornam-se comuns e impactam negativamente no desempenho do sistema. Destaca-

se ainda que pontos quentes em conjuntos de células podem causar a redução da potência na *string* no qual esteja conectada.

Para a realização da coleta de dados de temperatura do módulo FV em uma usina de geração centralizada, geralmente é utilizado um sensor PT-100, colado a uma célula fotovoltaica, na parte posterior (traseira) do módulo solar. Assim, é possível realizar a coleta de dados de temperatura do mesmo de forma *online*, aquisitando do sistema de comunicação da usina via *datalogger* da estação meteorológica. Desta maneira, durante o comissionamento a quente é realizada termografia de 100% dos módulos, com intuito de detectar micro trincas, e com isso também é possível coletar a temperatura do módulo na hora que se realiza essa termografia em loco, seja via drone, ou seja via câmera termográfica (pistola), conforme indicado na Figura 3 abaixo.

FIGURA 3 –SENSOR PT100 E TERMOGRAFIA DO MÓDULO FV



FONTE: O autor (2025).

2.1.3 Sujidade

De acordo com Fouad, Shirata, Morgan (2017, p. 1503) parte da luz solar a ser projetada no módulo FV pode ser bloqueada devido à presença de sujeira ou poeira, o que causa perdas consideráveis na energia gerada, uma vez que a

irradiação solar é espalhada na superfície do painel solar. Um fator típico de redução de poeira anual é de 93% ou 0,93.

Segundo Costa, Diniz, Camatta, Kazmerski (2020, p. 2) existem fatores que afetam o desempenho dos módulos fotovoltaicos, interferindo na confiabilidade da produção e podendo reduzir a sua vida útil, entre os principais está a deposição de sujeira. A deposição de sujeira atmosférica, resíduos de pássaros e outros contaminantes na superfície de um módulo fotovoltaico, além de diminuir a eficiência de conversão deste dispositivo, absorvendo menor parcela da incidência de irradiação solar no mesmo, podem contribuir para o aparecimento de pontos quentes (*hot spot*), acelerando o processo de degradação do módulo fotovoltaico.

O acúmulo de poeira pode causar sujeira nos painéis solares. Na maioria dos casos, as superfícies são lavadas pela chuva, no entanto, a sujeira pode, às vezes, permanecer mesmo após chuvas fortes. A parte mais crítica de um módulo é a borda inferior, especialmente com inclinações baixas, onde ocorre a sujeira na borda da estrutura. Essa sujeira acumulada causa sombreamento das células e, portanto, reduz a potência disponível de um módulo geralmente na faixa de 1%, no entanto, a potência é restaurada se os módulos forem limpos.

O sombreamento devido à sujeira é dividido em duas categorias:

- sombreamento suave, como poluição do ar;
- sombreamento forte, quando a poeira se acumula e bloqueia a luz solar.

A relação entre as perdas de energia FV e a massa de sujeira tem sido investigada a fundo, onde alguns estudos mostraram uma relação linear proporcional entre as duas variáveis. Por outro lado, outros estudos mostraram que, quando novas partículas de poeira se depositam sobre as existentes, a massa de sujeira aumenta e, portanto, a superfície fica muito suja, mas não causa mais obstrução à luz.

A relação entre a massa de sujeira e as perdas de energia fotovoltaica é afetada pela localização geográfica, visto que diferentes tipos de poeira afetam a transmissão de luz. Como as partículas grandes têm menor relação entre áreas de seção transversal e volume em comparação com as partículas finas, elas obstruem menos luz. Além disso, a composição e o formato da partícula de poeira afetam suas características de absorção e dispersão. A Figura 4 mostra a poeira na parte superior dos módulos.

FIGURA 4 – EXEMPLO DE SUJIDADE DO MÓDULO FV



FONTE: O autor (2025).

2.1.4 Sombreamento

De acordo com Fouad, Shirata, Morgan (2017, p. 1504) a potência de saída dos painéis FV é reduzida devido ao efeito de sombreamento. As sombras não só afetam o fluxo de corrente nas células sombreadas, mas também afetam o fluxo de corrente em todo o painel, uma vez que normalmente as células são conectadas e ligadas em série. As sombras podem ser causadas por postes, árvores, cercas, *skids*, estrutura de suporte dos inversores, torre da estação meteorológica, e podem também ser causadas pelas estruturas de montagem dos módulos FV em outras estruturas (tipo fixa ou seguidor solar). Ademais, o sombreamento por folhas das árvores, pássaros e seus excrementos, podem cair diretamente sobre os módulos FV, causando sombreamento também.

A quantificação das perdas por sombreamento depende do percentual de células sombreadas, bem como do material da célula e da conexão entre os painéis. Assim, as sombras do painel dependem da altura das construções e demais equipamentos montados próximos, e da presença de árvores ou sombreamento cruzado de outros módulos FV. Na Figura 5 pode-se observar que a vegetação rasteira está alta entre os seguidores solares, causando sombreamento nos módulos FV durante a rotação diária realizada pelo seguidor solar.

Conforme Sathyanarayana (2015, p. 1-4) os objetos que causam sombreamento uniforme, ou seja, não tem variações ao longo do dia, tem um

impacto menor no desempenho se comparados com o não uniforme, baseando seu estudo em um módulo de 10W.

De acordo com Rodrigo, Fernández, Almonacid, Higuera (2013) um sistema fotovoltaico é altamente sensível a sombreamento parcial. Sendo assim, durante o sombreamento parcial, a potência máxima de um sistema fotovoltaico pode reduzir eficiência do sistema de acordo com o padrão do sombreamento e da configuração do sistema fotovoltaico.

FIGURA 5 – EXEMPLO DE SOMBREAMENTO DE VEGETAÇÃO NOS MÓDULOS FV



FONTE: O autor (2025).

2.2 MECANISMO SEGUIDOR SOLAR

A produção de energia de um módulo FV, construído a partir de células de silício cristalino, é máxima se a luz solar incidir em um ângulo perpendicular. Desta maneira, se a superfície do módulo for projetada para rastrear o sol de forma que a luz também seja perpendicular ao módulo FV, o rendimento energético aumenta. O sistema de rastreamento pode ser de eixo único ou duplo. No Brasil, o sistema de seguidor solar produz 15 à 20% a mais potência do que módulos FV instalados em um ângulo de inclinação ideal fixo.

No caso de seguidor solar pode-se encontrar problemas mecânicos de rotação, que impactem na movimentação correta para aproveitamento máximo da luz solar que incide em um ângulo perpendicular. Além disso, encontra-se também problemas de comunicação do sistema, onde o equipamento deixa de comunicar e fica em posição fixa, geralmente em posição de inclinação em ângulo “0”, conforme mostrado na Figura 6.

De acordo com Satpathy, Sharma (2019) um dos maiores problemas que afeta o desempenho de uma usina fotovoltaica é o sombreamento entre módulos. Ele pode ser causado por uma distância menor entre fileiras do seguidor solar (*pitch*); por diferença de cota de relevo entre seguidores, ou sejam, um terreno mais acidentado, com inclinações maiores e mais acentuadas; falha ou falta de configuração adequada no algoritmo responsável pela movimentação (trackeamento) dos seguidores solares para que a linha (fileira de módulos) anterior não sombreie a próxima e assim por diante.

FIGURA 6 – SEGUIDOR SOLAR SEM RASTREAR



FONTE: O autor (2025).

2.3 EFICIÊNCIA DO INVERSOR FV

Conforme Fouad, Shirata, Morgan (2017, p. 1504) o inversor é um dispositivo que transforma a potência contínua (CC) do conjunto fotovoltaico em potência alternada (CA) usada na rede elétrica ou em cargas CA em residências. O inversor afeta o desenvolvimento geral dos sistemas fotovoltaicos. Em outras palavras, se a eficiência de conversão de potência (uma medida das perdas sofridas durante a conversão de CC para CA) do inversor em um sistema fotovoltaico conectado à rede for muito baixa, a potência gerada pelo conjunto fotovoltaico não poderá ser enviada ao sistema de energia CA de forma eficaz. Essas perdas são devidas a múltiplos fatores, alguns dos quais são:

- perdas magnéticas e de cobre associadas;
- o autoconsumo do inversor;
- perdas na eletrônica de potência.

É necessário aumentar a eficiência de conversão para que seja a mais alta possível. É importante observar que a eficiência do inversor diminui a uma pequena taxa após atingir o pico com níveis de energia incidente em torno de 400 – 700 W/m² devido ao aumento da temperatura interna do inversor quando este lida com cargas com maior potência.

A eficiência do inversor é diretamente ligada ao aproveitamento da energia gerada, onde mesmo em *standby* o equipamento apresenta perdas que devem ser consideradas. Essas perdas, como o calor, por exemplo, impactam significativamente no desempenho deste equipamento e do sistema como um todo, tornando-o um dos equipamentos mais importantes no sistema de geração solar fotovoltaica, e que deve ser dimensionado considerando o máximo de eficiência possível, aplicando modelos de última geração.

De acordo com Pinho e Galdino (2014), a onda senoidal pura obtida na saída do inversor é feita através de semicondutores chaveados, bloqueando e conduzindo o sinal, no entanto gera-se uma forte componente harmônica onde há necessidade de utilizar capacitores e indutores para que possam atuar como filtro. Devido a este processo, tem-se uma das quedas existentes na eficiência dos inversores.

Um outro fator que impacta diretamente na eficiência dos inversores são as perdas em comutação e condução, que são provenientes do chaveamento dos componentes eletrônicos. Essas perdas são inerentes aos equipamentos, e não mudam muito de um equipamento para o outro. Além disso, esses componentes sofrem desgastes acelerados, o que torna necessário um número de manutenções preventivas maiores visando a continuidade da geração sem interrupções.

Em muitas instalações os inversores são instalados ao tempo, sem uma cobertura (telhado) protegendo o mesmo da irradiância solar direta, o que prejudica a troca do calor, aumentando ainda mais as perdas por calor. Embora os inversores garantam grau de proteção IP-68, a proteção com uma cobertura ajuda a proteger, gerando ganhos na geração de energia, reduzindo assim perdas por calor.

Um outro ponto que impacta na eficiência do inversor é a correta limpeza e troca dos ventiladores internos. Estes ventiladores ajudam a expulsar o ar quente da

parte interna do equipamento, ajudando no resfriamento, e assim reduzindo as perdas por calor.

Vale destacar que a conexão correta dos conectores C.C nos inversores é fundamental para não gerar pontos quentes e em consequência perdas por calor, e com chance de derretimento desses conectores C.C.

Para terminais C.A dos inversores o torque também deve ser observado e verificando, seguindo as recomendações indicadas no manual do fabricante do inversor.

2.4 CABOS

Conforme Silva, Florian, Pestana (2018, p. 13) é necessário um dimensionamento preciso da seção de cabeamento que será utilizado, tanto no lado C.C quando no lado C.A, a fim de que as perdas ôhmicas sejam reduzidas. No caso do circuito de corrente contínua de baixa tensão, as perdas são reduzidas utilizando a menor distância de cabo possível e evitando emendas.

Deve-se evitar a exposição dos cabos a intempéries e aos raios U.V, evitando assim condições que acelerem o desgaste precoce de sua isolamento. Isso ajudará a manter as características do cabo e a manter sua integridade física durante todo o funcionamento e a vida útil da usina, durante todo o período de operação, reduzindo perdas por calor e por indisponibilidade, com paradas para realização de ensaios e troca de cabos.

As normativas devem ser aplicadas aos projetos executivos para que a correta instalação seja realizada, respeitando-se os distanciamentos necessários entre circuitos, montagem em trifólio onde aplicável, aplicação dos fatores normativos conforme o método de instalação, dentre outros. As questões relacionadas a instalação impactam diretamente nas perdas tanto de cabos C.C como em cabos C.A.

2.5 TRANSFORMER STATION (SKID - QUADROS E TRANSFORMADOR)

De acordo com Moreira, Barros (2024, p. 6) as perdas técnicas trata-se de energia que é dissipada naturalmente durante o processo de transmissão e distribuição de energia, isso pode ocorrer por diversos fenômenos físicos, como

efeito joule, representado pelo aquecimento de transformadores, de barramento geral de um quadro, conexões de cabos em barramentos ou terminais que não apresentam o torque adequado, entre outros.

No caso dos quadros CA, que fazem parte da *transformer station*, as perdas geralmente são relativas a conexões frouxas, onde não é aplicado o torque indicado pelo fabricante do equipamento nos manuais de instalação. Além das perdas, deve-se frisar sobre o aquecimento que pode danificar os terminais, ou até causar queima completa do equipamento (disjuntor ou seccionadora com fusíveis).

Já no transformador elevador, além das perdas internas devido a transformação de energia, que são indicadas já na folha de dados de projeto, tem as questões relacionadas a instalação, como as perdas devido a torque nos terminais, equipamento parado, gerando indisponibilidade do sistema, devido a questões que envolvem o nível do óleo do reservatório, quando transformador a óleo.

No caso dos cubículos de média tensão, tem-se a questão de indisponibilidade devido ao nível da pressão do gás SF₆ interno ao equipamento. Desta maneira, tem-se as questões de ajustes e calibração da proteção, que podem também manter o equipamento desligado, ou desligando constantemente, caso estejam em desacordo com os estudos elétricos do sistema. Este fator contribui também com a indisponibilidade do sistema.

2.6 INDISPONIBILIDADE

A nota técnica da EPE referente a taxas de indisponibilidade em projetos fotovoltaicos (2024) define indisponibilidade como quando o equipamento não é capaz de operar em capacidade total devido a falhas, ineficiência restrições externas, testes ou manutenção. Já de acordo com Chen, Li, Pei, Lei (2023) seria uma estratégia de manutenção preditiva e substituição de componentes baseada em confiabilidade, definindo e otimizando os intervalos de manutenção de forma não periódica, utilizando a idade de serviço e taxa de falhas como base, enquanto custo e disponibilidade como objetivos da função de otimizações, e indicam vantagem em relação aos métodos com períodos definidos entre intervenções.

Segundo Neto, Manito, Zilles e Pinho (2022, p. 9) comparando os valores de TEIP com os valores do mercado brasileiro é possível estimar o tempo de reparo dos

equipamentos de um sistema fotovoltaico no ACL, ou participante de leilão, entre 220 e 271 horas.

A estimativa da perda de produção por indisponibilidades forçada (TEIP) e programada (TEIP) tem impacto direto na garantia física das usinas fotovoltaicas e no retorno econômico do empreendimento, sendo fundamental uma avaliação adequada ainda na etapa de projeto. E ao analisar-se os dados declarados pelos empreendedores para fins de participação nos leilões de energia, encontram-se uma concentração de valores de TEIP entre 0,5% e 1%, enquanto os valores mais frequentes de TEIP são de até 0,5%.

Nota-se uma tendência dos desenvolvedores em reduzir o TEIP após os leilões. Porém, no processo de revisão de garantia física percebe-se que a maioria teve geração verificada baixo do esperado, o que pode ser explicado por inúmeros fatores, inclusive a possível indisponibilidade acima do previsto.

3 MATERIAL E MÉTODOS

Inicialmente, foi realizada uma pesquisa bibliográfica referente as perdas comumente detectadas nos principais equipamentos de uma usina solar, assim como os fatores externos aos equipamentos que impactam no desempenho das usinas. Neste caso, foram consultados artigos técnicos específicos, além de livros da área fotovoltaica, o que permitiu uma visão mais abrangente em relação as perdas, assim como os impactos na *performance* dessas usinas de grande porte.

Este trabalho é um estudo de caso real, por isso todas as referências bibliográficas utilizadas abordam temas que serão avaliados, trazendo da literatura a base para as comparações e avaliações realizadas em questão. Além disso, o foco em um estudo de caso proporciona validação da teoria com a prática, o que traz resultados satisfatórios e benéficos para a pesquisa e para consultas posteriores e estudantes e pesquisadores.

As amostras estudadas foram coletadas pelas estações meteorológicas das usinas, assim como dos *dataloggers* e dos medidores de energia. Essas amostras foram selecionadas filtrando os dados coletados e armazenados pelo sistema SCADA das usinas. Assim, são referentes aos dados de irradiância do albedo, via piranômetro voltado para o solo, piranômetro de plano horizontal e inclinado, célula de sujidade, sensor de temperatura do módulo e medidores de energia no ponto de entrega de energia na subestação.

O período de performance da usina durou um ano, ou seja, os dados foram coletados e armazenados durante todo este ano nos servidores físicos do sistema de monitoramento SCADA das usinas. A intenção era mesmo coletar esses dados para esse tipo de análise de desempenho, com o intuito de avaliar o desempenho acordado junto ao cliente final.

Essas amostras foram filtradas em planilhas excel, onde as coletas eram realizadas mensalmente, ou seja, foram coletadas as amostras que interessavam, conforme parágrafo anterior, e realizadas as análises e filtragens dos dados de minuto a minuto, em todas as horas do dia, todos os dias do mês, fazendo com o que as amostras tivessem tamanho considerável, acumulando muitos dados.

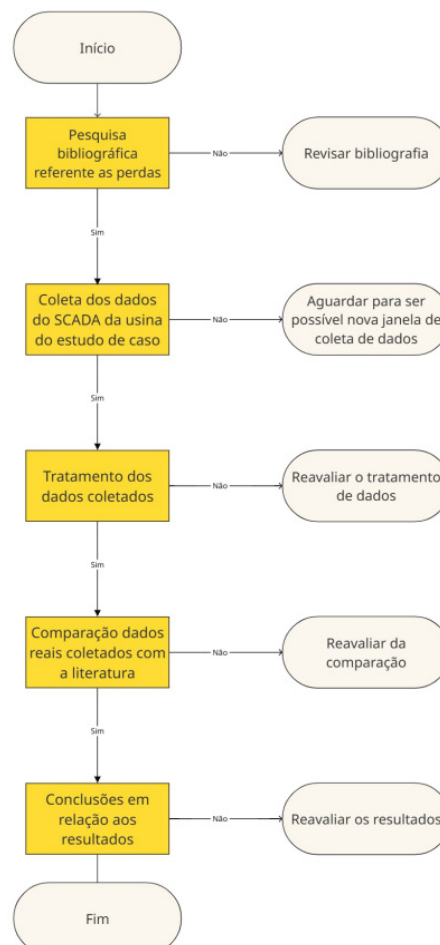
Os instrumentos para coletas de dados foram vários, devido a complexidade do sistema em questão. Segue a sequência os equipamentos utilizados:

- Sensor de irradiância – piranômetro (estação meteorológica);

- Sensor de *soiling* – piranômetro (estação meteorológica);
- Sensor de temperatura – PT-100 (estação meteorológica);
- Sensor sujidade – células de referência (estação meteorológica);
- Potência gerada – medidor de energia e inversores.

Para armazenamento dos dados foi utilizado o software SCADA, que significa Controle Supervisão e Aquisição de Dados, comumente aplicados em usinas fotovoltaicas, que é o responsável por armazenar todos os dados de maneira cíclica ou por evento em um banco de dados, para consultas posteriores. Além do SCADA, o PPC, que significa Controlador de Potência da Planta Solar, que tem a função de avaliar a geração e o barramento e manter o controle de exportação de energia, reativos, entre outros parâmetros. Além disso, tem-se ainda os servidores e banco de dados do SCADA e PPC, que fazem toda a gestão e armazenamento dos dados. A Figura 7 é indicada abaixo e mostra a sequência de etapas realizadas neste projeto.

FIGURA 7 – FLUXOGRAMA MOSTRANDO TODAS AS ETAPAS DO TRABALHO



FONTE: O autor (2025).

A pesquisa foi realizada de forma remota, iniciando em 21/05/25 com um acesso remoto ao sistema SCADA da usina utilizando *software* AnyDesk, com autorização e acompanhamento da equipe de operação do cliente, onde foi acessado o banco de dados da usina e realizado filtro por data, onde foram selecionados os dados por mês, dentro do ano de 2024, e foram exportados os arquivos no formato chamado .csv, que após foram posteriormente convertidos em formato compatível com excel. Em um único dia foi possível coletar dos dados dos meses de geração da usina no ano de 2024.

As análises dos dados coletados foram filtradas e analisadas com auxílio do *software* excel da *microsoft*, utilizando as funções disponibilizadas e realizando as análises críticas em cima das filtragens realizadas, e comparando com as bibliografias estudadas como fonte de referência para essa pesquisa.

4 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

Este capítulo apresentará uma análise dos dados coletados e armazenados nos servidores do sistema SCADA da usina analisada, comparando de acordo com a base bibliográfica pesquisa, e analisando tecnicamente conforme a realidade da usina, e realizando as conclusões sobre cada um dos itens que impactam diretamente nas perdas e no desempenho da usina.

Lembrando que esse é um estudo de caso real, onde foram coletados dados de geração e meteorológicos de uma usina de 61MWp, durante o período de 01/01/2024 à 31/12/2024.

4.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Em relação a análise dos módulos fotovoltaicos serão apresentados os resultados de dados coletados pela estação meteorológica instalada na usina. Já alguns parâmetros não serão apresentados devido à falta de ensaios complementares, mais complexos e caros, não realizados ou disponibilizados pelo proprietário do empreendimento.

4.1.1 Degradação

Para avaliação do estado de degradação dos módulos FV o processo é complexo. Normalmente, é necessário enviar o(s) módulo(s) para um laboratório certificado para avaliação da degradação de forma confiável e precisa. O ideal para esse tipo seria realizar o ensaio antes de instalar (antes até da exposição ao sol), realizando um ensaio chamado *flash test*. Este ensaio serve como ponto de controle (medida “zero”).

O que poderia ser realizado quando a planta já está operando, é realizar análise nos módulos sobressalentes, que ainda estão fechados nas caixas, e são do mesmo lote dos já instalados. A ideia seria selecionar amostras, e enviar estes módulos ao laboratório. No laboratório seria possível realizar os ensaios iniciais, como curva $I \times V$ e eletroluminescência. Em seguida, os módulos são expostos ao sol por um determinado período e depois são testados novamente para avaliar a degradação.

No Brasil algumas instituições possuem *expertise* para realizar em laboratório análise de degradação de módulos FV, como: USP e Fotovoltaica UFSC. Já no caso deste projeto não foi realizada, até esse momento, qualquer análise de degradação dos módulos FV, sendo assim, não temos dados a serem apresentados nessa subseção.

A Figura 8 demonstra como é realizado o ensaio de eletroluminescência em um módulo solar fotovoltaico, avaliando possíveis micro trincas que impactem diretamente na funcionalidade e no desempenho do equipamento.

FIGURA 8 – EXEMPLO DE UM ENSAIO DE ELETROLUMINESCÊNCIA



FONTE: O autor (2025).

4.1.2 Temperatura

As temperaturas ambientes máxima e mínima foram registradas pela estação meteorológica da usina, e salvas no banco de dados do sistema SCADA. A temperatura máxima registrada foi de 34°C, registrada em janeiro de 2024. Já a temperatura mínima registrada foi registra foi de 24°C, registrada em julho de 2024.

As temperaturas máxima e mínima dos módulos foram registradas pela estação meteorológica da usina, via sensor PT-100 fixado em uma célula no lado posterior de um dos módulos FV, e salvas no banco de dados do sistema SCADA. A temperatura máxima do módulo registrada foi de 63°C, registrada em janeiro de 2024. Já a temperatura mínima registrada foi de 18°C, registrada em julho de 2024.

Levando em consideração o efeito de temperatura nos valores de tensão, é importante considerar cenários com temperaturas mínimas para a análise de tensão máxima que a entrada CC do inversor suporta, assim como a tensão CC máxima suportada pelo módulo FV. Para compor este cenário, analisou-se um banco de dados histórico de 24 anos (1999-2023) com resolução horária de dados, adquiridos a partir de dados satelitais do provedor Solargis. A temperatura ambiente mínima registrada, em momentos em que há irradiância, foi de 17,8°C. Esta temperatura mínima foi considerada como a temperatura mínima dos módulos FV, tendo em vista que este seria o pior cenário, onde a tensão poderia atingir valores mais elevados. Este valor considerado está coerente com o valor de temperatura mínima dos módulos, coletado na prática pela estação meteorológica da usina.

Considerando que o valor de tensão máxima admitido pelo módulo FV e pela entrada do inversor é de 1500Vcc, as *strings* devem possuir nesse projeto no máximo 33 módulos FV conectados em série. Considerando *strings* com 33 módulos, o maior valor de Voc encontrado foi de 1472Vcc, valor abaixo do máximo admitido na entrada do inversor e, portanto, não representando risco para os equipamentos ou gerando perdas para o sistema. A Tabela 1 apresenta os valores de Voc da *string* com a temperatura abaixo da menor registrada, sendo mais conservadora a avaliação, e aumentada a irradiância de forma linear e gradual.

TABELA 1 – TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO CALCULADA PARA DIVERSOS VALORES DE IRRADIÂNCIA

Irradiância [W/m ²]	Voc STS [V]	Tamb [°C]	Tmod [°C]	Voc Corrigido / Tmod [V]	Nº Módulos admitido	Voc String 33 módulos [V]
10	38,1	17,0	17,3	38,8	38	1280,3
20	39,2	17,0	17,7	40,0	37	1318,9
30	39,9	17,0	18,0	40,6	36	1340,9
40	40,4	17,0	18,3	41,1	36	1356,2
10	38,1	17,0	17,2	38,8	38	1280,8
20	39,2	17,0	17,4	40,0	37	1319,7
50	40,8	17,0	18,0	41,5	36	1370,0
70	41,4	17,0	18,4	42,1	35	1387,8
100	42,0	17,0	19,0	42,6	35	1406,1
150	42,7	17,0	20,0	43,2	34	1425,6
200	43,2	17,0	21,0	43,6	34	1438,4
250	43,2	17,0	22,0	43,9	34	1447,4
300	43,8	17,0	23,0	44,1	34	1454,1
350	44,1	17,0	24,0	44,2	33	1459,2
400	44,3	17,0	25,0	44,3	33	1463,0
450	44,5	17,0	26,0	44,4	33	1465,9
500	44,7	17,0	27,0	44,5	33	1468,1
550	44,9	17,0	28,0	44,5	33	1469,8
600	45,0	17,0	29,0	44,6	33	1470,9
650	45,2	17,0	30,0	44,6	33	1471,6
700	45,3	17,0	31,0	44,6	33	1472,0
750	45,4	17,0	32,0	44,6	33	1472,0
800	45,5	17,0	33,0	44,6	33	1471,8
850	45,6	17,0	34,0	44,6	33	1471,4
900	45,7	17,0	35,0	44,6	33	1470,8
950	45,8	17,0	36,0	44,5	33	1469,9
1000	45,9	17,0	37,0	44,5	33	1468,9
1050	46,0	17,0	38,0	44,5	33	1467,8
1100	46,1	17,0	39,0	44,4	33	1466,5
1200	46,2	17,0	41,0	44,4	33	1463,6

FONTE: O autor (2025).

4.1.3 Sujidade

A avaliação dos dados coletados pelo sistema SCADA da planta foi realizada considerando a diferença de irradiância (unidade W/m²) gerada pela célula limpa, em relação a irradiância gerada pela célula suja. Essas células são chamadas de células de referência, e são calibradas em fábrica pelo fabricante, que emite os relatórios de calibração desses equipamentos. Na Figura 9 pode-se observar as células de referência suja e limpa, instaladas no plano de rotação dos demais módulos instalados no seguidor solar.

Em usinas deste mesmo porte desta avaliada podem ser aplicados também módulos FV de referência, que são módulos do próprio lote a ser instalados para geração, e que são segregados e enviados para laboratórios credenciados e

capacitados para realizarem a calibração dos módulos, e que depois de calibrados retornam a usina para serem instalados. No Brasil o laboratório da USP em São Paulo realiza esse tipo de calibração de módulos FV.

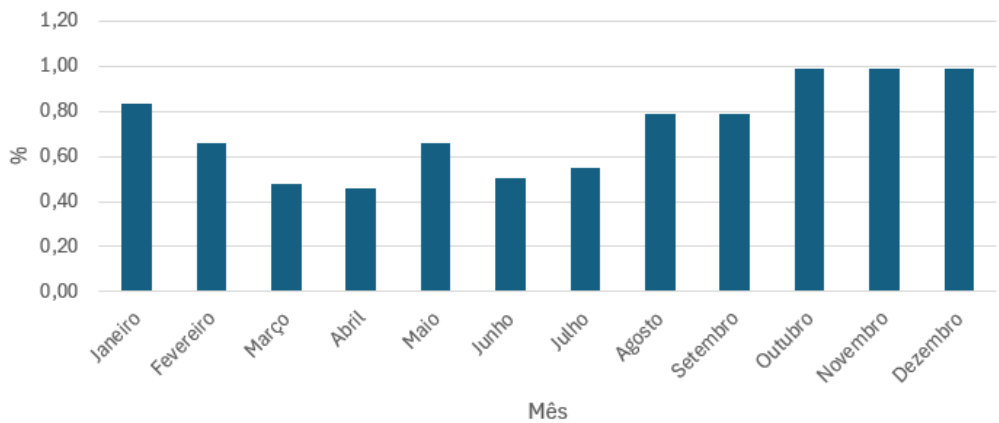
FIGURA 9 – CÉLULAS DE REFERÊNCIA SUJA E LIMPA



FONTE: O autor (2025).

O período de análise de dados coletados via SCADA da usina se estende de 01/01/2024 e 31/12/2024, onde a coleta da irradiância da célula suja e da célula limpa, dada em W/m^2 , ocorre minuto a minuto, e é comparada essa diferença de irradiância diária entre as células, e após compara-se dentro do mês, e por fim obtém-se os resultados apresentados no Gráfico 1 para os 12 meses do ano de 2024.

GRÁFICO 1 – DIFERENÇA MENSAL DAS CÉLULAS DE REFERÊNCIA SUJA E LIMPA

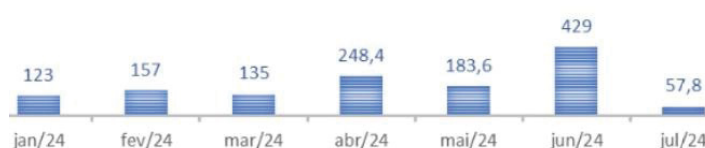


Meses	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Diferença das células de referência suja e limpa	0,83	0,66	0,48	0,46	0,66	0,51	0,55	0,79	0,79	0,99	0,99	0,99

FONTE: O autor (2025).

No Gráfico 2 tem-se os dados pluviométricos coletados pela equipe do EPCista e pela equipe de O&M do cliente final. Esses dados cruzados com os dados do Gráfico 1 observou-se que durante os meses mais chuvosos, ou seja, de fevereiro a junho, o percentual de perdas reduziu consideravelmente, caindo praticamente para metade se comparado com os meses mais secos, como de outubro a dezembro, por exemplo.

GRÁFICO 2 – DADOS PLUVIOMÉTRICO COLETADOS



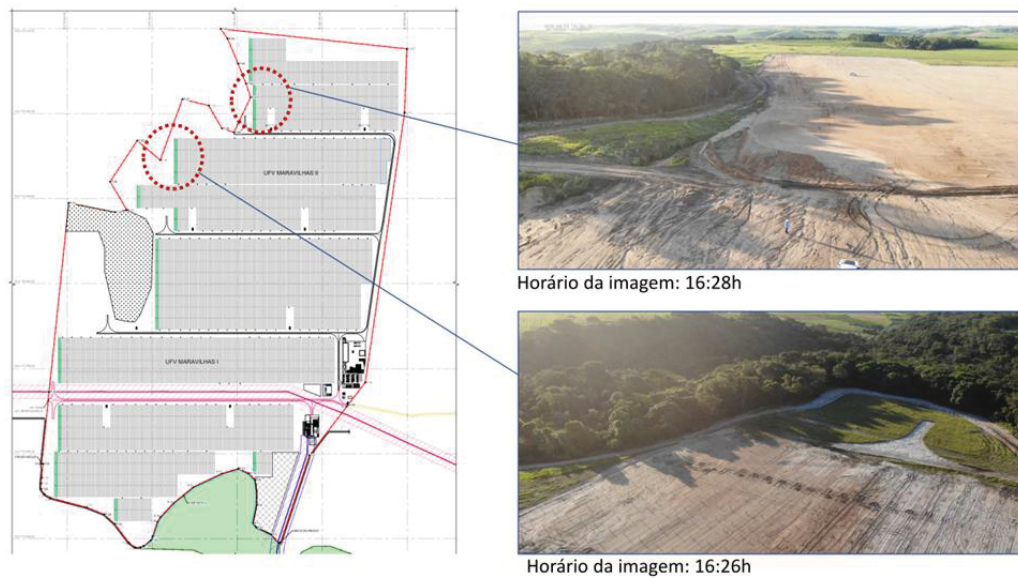
FONTE: O autor (2025).

Nota-se que no mês de maio um cenário um pouco atípico no Gráfico 1, onde apresenta percentual de perda maior se comparado com o mês anterior e posterior. Mesmo assim o Gráfico 1 apresenta, de forma fiel e coerente, que durante o período de chuvas o percentual de perdas de geração por sujeira diminui, visto que os módulos FV estavam sendo limpos pela chuva. Já nos meses com menor incidência de chuva, ou seja, de seca, o percentual de perdas de geração por sujeira praticamente dobrou. Esse cenário deixa claro também que nesse período de 1 ano não foram realizadas limpezas (lavação) manuais ou mecanizadas nos módulos FV desta usina.

4.1.4 Sombreamento

Em relação a análise de sombreamento e os efeitos de perdas gerados, observa-se um ponto específico de sombreamento dos módulos FV no norte da usina, causado por uma faixa de árvores bem altas, externas ao cercamento da usina, que causam sombreamento nos módulos em determinados horários do dia, como pode ser observado na Figura 10, que representa a sombra nessa área avaliada.

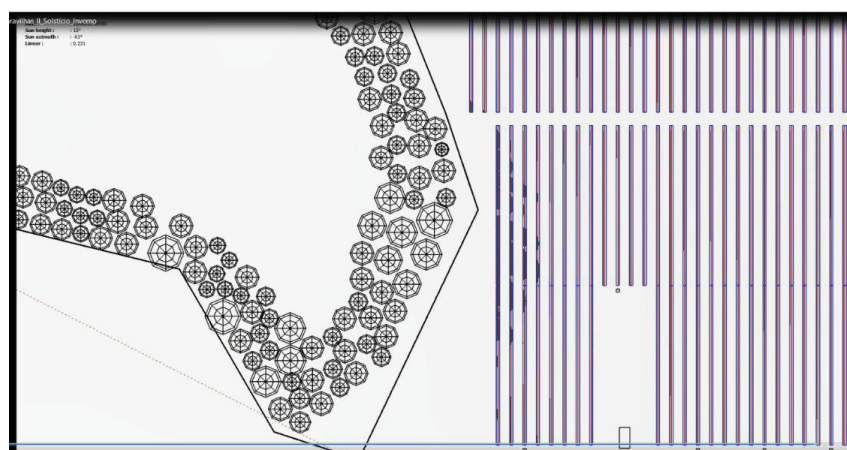
FIGURA 10 – LOCAL COM INCIDÊNCIA DE SOMBRAS NOS MÓDULOS



FONTE: O autor (2025).

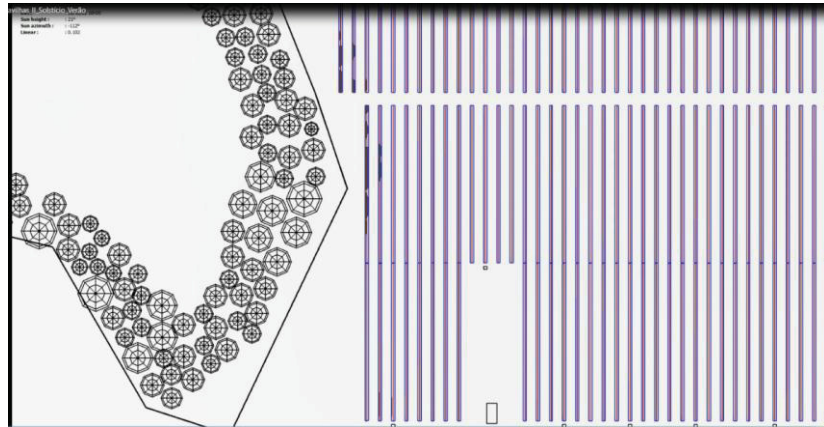
Perante essa situação detectada acima, realizou-se uma avaliação via simulação computacional utilizando um *software* chamado PVsyst, comumente utilizado em simulações de geração de sistema solares para validação e para avaliação do desempenho e performance do sistema. Neste caso foram simulados os extremos da posição solar, que seria o solstício de inverno, considerando às 16h, conforme apresentado na vista superior da planta, na Figura 11, onde pode ser visto no seguidor solar, representado em azul mais escuro, os pontos de sombra nos módulos FV. Já a Figura 12 apresenta o impacto de sombreamento no solstício de verão às 16h, apresentando a sombra também em azul escuro, mais próximo a faixa de árvores a esquerda.

FIGURA 11 – SIMULAÇÃO DE SOMBREAMENTO NO SOLSTÍCIO DE INVERNO



FONTE: O autor (2025).

FIGURA 12 – SIMULAÇÃO DE SOMBREAMENTO NO SOLSTÍCIO DE VERÃO



FONTE: O autor (2025).

Conforme resultado da simulação via *software* PVsyst, a perda referente a parcela de sombreamento, citada acima, foi de 0,042%. Isso em relação a energia total gerada, que foi 65777445 kWh/ano.

A Figura 13 mostra a vegetação alta entre os seguidores solares da usina, obstruindo a passagem da irradiação solar, e gerando perdas ao sistema, além de impactar diretamente na degradação dos módulos sombreados. Este ponto é crítico, e impactou diretamente no desempenho dessa usina nesse primeiro ano de geração.

FIGURA 13 – VEGETAÇÃO ALTA ENTRE SEGUIDORES SOLARES



FONTE: O autor (2025).

A Tabela 2 apresenta o resultado de *performance ratio* (PR) de contrato, conforme métrica acorda entre EPCista e cliente final, e evidencia que o sombreamento dos módulos, apresentado nas Figuras 11, 12 e 13, impactou

negativamente e gerou perdas de geração ao sistema. O sombreamento mais acentuado ocorreu mesmo entre abril e junho de 2024, data em que a foto da Figura 14 foi tirada. Após esses meses foi iniciada a roçagem da vegetação na usina.

TABELA 2 – TABELA DE DADOS MENSAIS DE PERFORMANCE DA USINA NO ANO DE 2024.

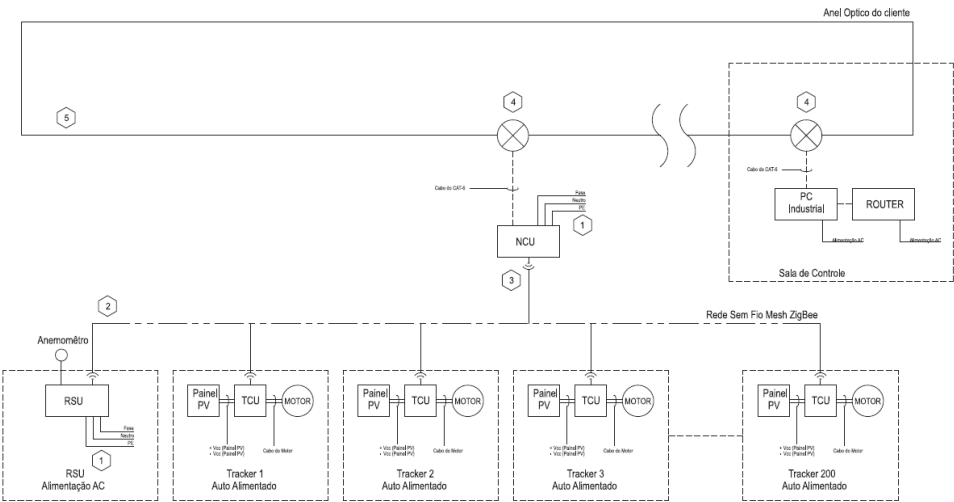
Mês	GTI [kWh/m²]	Temp. do Módulo [°C]	Temp. do Módulo Ponderada [°C]	Temp. Refer. [°C]	Energia Medida [MWh]	PR Medida	PR Target	Resultado
Janeiro	221,62	43,4	46,8	44,2	5505	83,0%	82,90%	Aprovado
Fevereiro	190,52	42,6	46,2	45,0	4749	83,0%	82,50%	Aprovado
Março	214,71	43,7	47,2	44,5	5286	82,5%	76,60%	Aprovado
Abril	196,44	42,2	45,9	42,2	4908	84,1%	84,20%	Reprovado
Maio	162,87	39,8	42,5	40,2	4137	85,0%	85,10%	Reprovado
Junho	161,00	36,9	39,9	37,0	4129	85,7%	85,90%	Reprovado

FONTE: O autor (2025).

4.2 MECANISMO SEGUIDOR SOLAR

O modelo de seguidor solar aplicado na usina utiliza uma tecnologia de comunicação via rádio frequência chamada *ZigBee*, onde o dispositivo de comunicação específico do seguidor, indicado como TCU na Figura 14, repete o sinal para a TCU instalada no seguidor ao lado, que por sua vez repete o sinal aos demais até chegar a um equipamento chamado NCU, que é de forma básica, um computador local que recebe e trata as mensagens e informações recebidas dos seguidores solares.

FIGURA 14 – ARQUITETURA DE COMUNICAÇÃO DOS SEGUIDORES SOLARES



FONTE: O autor (2025).

O principal problema relacionado as perdas de geração envolvendo os seguidores solares é a perda de comunicação com os demais seguidores os com o equipamento NCU. Mesmo se tratando de uma rede *Mesh*, onde novos ramais de comunicação via rádio podem ser criados na hora, automaticamente, a fim de resolver a falta de comunicação, notamos que nessa usina muitos equipamentos perderam a comunicação e voltaram a operar somente após a intervenção humana, ou seja, quando a equipe de operação e manutenção interveio e reiniciou o sistema, trocando o equipamento TCU.

Quando o seguidor solar deixa de comunicar, ele automaticamente volta a sua posição chamada de segurança, ou seja, uma posição de início e final de operação diária, em que ele retorna os módulos FV para a posição “0” grau, que se mantém dessa forma até uma intervenção da equipe de manutenção da usina, restabelecendo assim a comunicação desse equipamento. A Figura 6 ilustra um seguidor solar em posição de segurança, sem comunicar com os demais seguidores.

Neste trabalho foi avaliado um ano completo de operação, onde observou-se 5% de paradas dos seguidores solares para manutenção em relação ao total de horas em operação desses equipamentos, o que gerou uma perda aproximada de 0,028% de geração do sistema. Nesse percentual não foram consideradas falhas temporárias de comunicação, onde o seguidor continua em operação, porém, sem enviar os dados ao sistema supervisório da usina.

Observou-se outros equipamentos do sistema que impactaram também em perdas de comunicação dos seguidores, como: controlador, estação de vento (anemômetro RSU), *gateway* em falta para um subcampo, motor de movimentação e principalmente as baterias do equipamento TCU, que é um ponto que gerou considerável índice de manutenção.

4.3 EFICIÊNCIA E DESEMPENHO DOS INVERSOR FV

A eficiência dos inversores demonstrou um bom desempenho, atendendo assim o informado pelo fabricante no *datasheet* do equipamento. No geral, em análise de todos os equipamentos, manteve-se em torno de 99%, o que é excelente

para esse tipo de equipamento, que é fundamental na transformação de energia CC para energia CA.

Já em relação ao desempenho, foram observadas perdas devido a paradas para trocas de ventilação forçada, internas ao equipamento. Isso fez com que aumentasse a temperatura interna, gerando perda de geração dos equipamentos, visto que um percentual maior era transformado em calor em vez de energia. Mesmo assim, as perdas desses equipamentos que apresentaram esse tipo de problema representaram apenas 0,0082% de perdas na geração da usina. A Figura 15 mostra a troca da ventilação interna do inversor.

No caso dessa usina as perdas não foram significativas pois o proprietário possuía uma quantidade considerável de inversores sobressalentes (reservas), que foram utilizados para manter a usina operando e gerando enquanto os inversores com problema na ventilação recebiam manutenção.

FIGURA 15 – TROCA DE VENTILAÇÃO INTERNA DO INVERSOR



FONTE: O autor (2025).

4.4 INDISPONIBILIDADE

O primeiro ponto relevante a citar aqui em relação a indisponibilidade, é que a usina ficou completamente desligada por 4 dias seguidos, devido a uma manutenção corretiva necessária no transformador elevador da subestação coletora, deixando assim a usina sem possibilidade de geração, necessitando ficar desligada. Isso gerou uma perda percentual por indisponibilidade de 0,018%.

Esse sistema também teve que ser desligado por algumas horas, e em dias específicos, devido ao consumidor que a usina está alimentando, que é uma fábrica de vidro, e devido aos processos internos de fabricação, e de temas ligados ao fator de potência, teve que permanecer com a geração desligada a fim de aguardar a solução dessas questões relativas ao consumo.

Já em relação a indisponibilidade do sistema como um todo, considerando parada de geração dos seguidores, dos inversores, dos transformadores da estação unitária de geração, manutenção de circuitos, entre outros, o percentual de perdas observado nesse projeto foi de 1,14%, ficando bem próximo aos percentuais de perdas para esse tipo de tamanho de usina solar FV.

5 DISCUSSÕES DOS RESULTADOS

Em relação a degradação dos módulos fotovoltaicos, não foi realizado em obra neste estudo de caso real nenhum teste ou ensaio específico, em laboratório idôneo ou credenciado, para avaliação deste quesito. Conforme informado anteriormente, apenas algumas instituições no Brasil possuem laboratório para tal ensaio, como é o caso da USP. Em fábrica foram realizados ensaios de eletroluminescência dos módulos, assim como foram realizados ensaios amostrais de eletroluminescência também em campo para avaliar microfissuras, seja ocasionada durante a fabricação, durante o transporte, ou mesmo durante a manipulação das caixas de módulos já em obra.

A temperatura máxima do módulo registrada foi de 63°C, registrada em janeiro de 2024. Já a temperatura mínima registrada foi de 18°C, registrada em julho de 2024. A alta temperatura pode reduzir a eficiência dos módulos, comprometendo assim a geração de energia. De acordo com o *datasheet* dos módulos FV deste projeto, a temperatura nominal de operação do equipamento é de 40°C, e a faixa de temperatura de operação vai de -40°C até ~85°C. Em análise geral dos dados coletados no período de 1 ano, a temperatura ficou sempre muito próxima aos 40°C, a depender do mês analisado, porém, sempre distante da temperatura máxima de operação indicada pelo fabricante, que é de ~ 85°C.

Em análise da tensão admissível para a entrada de cada *string* nos inversores, ou seja, 1500Vcc, e de acordo com os dados de temperaturas e tensões coletados via SCADA, foi possível validar que 33 módulos FV conectados em série é o número ideal e máximo para este projeto em questão, trazendo assim segurança e tranquilidade aos investidores e ao proprietário desta usina, validando o dimensionamento realizado em projeto básico e executivo.

Já em relação a sujidade (*soiling*) dos módulos FV foi possível constatar que em meses mais chuvosos, ou seja, de fevereiro a junho, o percentual de perdas reduziu consideravelmente, caindo praticamente para metade se comparado com os meses mais secos, como de outubro a dezembro, por exemplo. Observou-se que durante o período de chuvas o percentual de perdas de geração por sujeira diminui, visto que os módulos FV estavam sendo limpos pela chuva. Já nos meses com menor incidência de chuva, ou seja, de seca, o percentual de perdas de geração por sujeira praticamente dobrou. Esse cenário deixa claro também que nesse período de

1 ano de operação do sistema não foram realizadas limpezas (lavação) manuais ou mecanizadas nos módulos FV desta usina. Este é um ponto sensível a geração e ao desempenho do sistema, e o descaso na manutenção e lavagem programada dos módulos FV gerou grandes prejuízos aos investidores e proprietário do empreendimento.

Em análise dos dados coletados e das fotos, mostrando o estado da usina em relação a vegetação alta, nos meses em que não atendeu o PR *target*, pode-se observar pela pequena diferença de percentual entre o PR *target* e o PR alcançado que o sombreamento causado pela vegetação alta nesses períodos teve influência direta no resultado negativo. Após a roçagem da vegetação na usina nos meses seguintes, nota-se uma melhora no desempenho da usina, o que comprova que o sombreamento causado pela vegetação possui grande impacto no resultado de geração do sistema FV.

Em relação ao seguidor solar o maior impacto é causado por falhas de comunicação, principalmente pelo equipamento de cada seguidor responsável pela comunicação *zigbee*, que por ser via ar muitas vezes é perdida e tem que realizar a conexão de comunicação via ar com outros equipamentos próximos. Além disso, temos registro de alto índices de falhas técnicas desses equipamentos, seja elétrica ou seja mecânica. São apresentados problemas mecânicos também, como afundamento de estacas devido ao solo local, mas pontual esse tema; problemas com solta de conexões mecânicas, devido a falha na montagem e verificações durante o comissionamento; problemas de movimentação do equipamento por desgaste excessivo; entre outros.

Os inversores solares possuem ótimo desempenho e confiabilidade, porém, alguns pontos podem causar problemas e impactar na geração. A limpeza da ventilação interna dos inversores é fundamental para manter o desempenho do sistema e evitar paradas indesejadas na geração do sistema. Além disso, é muito importante uma atenção especial a instalação, como em relação ao aperto correto dos conectores CC e na subida reta do solo dos cabos BT CA do inversor, entrada correta e vedação adequada desses cabos no compartimento de conexão dentro do inversor, e conexão precisa, separando adequadamente os 3 cabos CA uns dos outros, de forma reta também, evitando assim qualquer possibilidade de aquecimento futuro dos terminais, o que gera derretimento e curto-circuito.

Já em relação aos cabos do sistema, deve-se observar com atenção especial o dimensionamento dos mesmos em projeto executivo, além disso, deve-se respeitar os métodos de instalação previstos e dimensionados para o projeto executivo, e acima de tudo atenção especial as conexões de todos os cabos, seja os conectores CC MC4, seja os terminais BT CA de inversores com o quadro BT CA do skid, e as muflas e terminais torquimétricos entre os quadros de média tensão e os postes que recebem os circuitos MT. As conexões executadas seguindo as boas práticas de engenharia e validadas durante o comissionamento são fundamentais para não gerar aquecimento desproporcional ao ponto, perdas elétricas excessivas, e possíveis pontos de falha e parada do sistema, caso não seja acompanhado e tratado adequadamente.

O skid é composto por quadros BT CA e MT, transformador elevador e demais sistemas de transformação e comunicação, como transformador auxiliar, *smartlogger*, PLC, *switch*, DIO, entre outros. Este equipamento apresenta interligação elétrica e de comunicação e sinal entre os demais equipamentos que o compõem. Assim temos perdas de conexão entre barramentos e terminais e cabos, perdas internas do próprio transformador, entre outras. Por esse motivo a importância de comissionamento tipo 1 (à frio) e tipo 2 (à quente) antes de realizar a energização. O comissionamento realizado de forma adequada, seguindo os procedimentos de cada fabricante e as normativas e procedimentos vigentes, é fundamental para uma operação adequada e satisfatória, além de proporcionar um desempenho adequado e esperado do sistema, e apresentar menos paradas para manutenção preventiva e evitando paradas para realizar manutenções corretivas.

A indisponibilidade do sistema é impactada diretamente por paradas para manutenções preventivas, o que é esperado e indicado pelos fabricantes nos procedimentos de manutenção, indicados nos manuais de manutenção dos equipamentos. Porém, as manutenções corretivas não previstas que impactam diretamente no percentual de indisponibilidade, pois essas não são previstas e são emergenciais, pois paralisam muitas vezes a geração de uma *string*, um inversor, um skid, ou pior, paralisam a geração na subestação coletora, como aconteceu neste projeto, onde uma manutenção corretiva no transformador elevador geral da subestação elevadora paralisou a geração de toda a usina por 4 dias para realização de uma manutenção corretiva.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste caso real avaliado nota-se a falta de limpeza agendada pela equipe de operação e manutenção da usina durante o período mais seco do ano. O período de chuvas ajuda na limpeza, mas a limpeza completa dos módulos, de acordo com as orientações que constam nos manuais do fabricante, impacta diretamente em um melhor desempenho do equipamento, ou seja, uma maior geração de energia.

Um outro fator observado foi a falta de roçagem por muitos meses seguidos, onde a altura da vegetação chegou a valores críticos, na altura do percurso de giro do seguidor solar, e consequentemente realizando sombreamento nos módulos FV. Além de impactar diretamente na geração de energia, esse sombreamento constante e prolongado da vegetação nas células do módulo FV gera pontos quentes, o que impacta na aceleração da degradação dos módulos. A partir dessa análise a equipe de operação e manutenção pode ter uma visão geral do impacto do que aparentemente pode ser um detalhe simples, e por muitos é considerado insignificante e desprezível, mas que impacta consideravelmente no desempenho do sistema.

Os seguidores solares, assim como os módulos FV, representam uma quantidade expressiva do total de equipamentos elétricos da usina, onde um problema ou falha pode ser replicada inúmeras vezes, o que desprende maior tempo e recursos de maior monta para resolvê-los. Embora os problemas se repitam, geralmente são os mesmos, onde impactam mais: comunicação entre os equipamentos e o computador central de cada subsistema; problemas mecânicos com os dispositivos que fazem a rotação (rolamentos); problemas de montagem ou falta de manutenção, como falta de reaperto/torque nos fixadores, conforme valores citados nos manuais do equipamento; problemas civis relacionados a movimentação pontual do solo, como afundamento de estacas, que devem ser tratados para não prejudicar a movimentação do equipamento, e acabar gerando paradas. Os problemas são geralmente esses, e bastante conhecidos, e se a manutenção preventiva seguir as orientações do fabricante, os problemas são sempre minimizados.

Os inversores solares possuem pontos de atenção, que impactam no seu correto funcionamento, como: ventilação interna; realização de aperto adequado nos conectores CC e CA; e proteção (cobertura) que evita sol direto em sua carcaça,

ajudando a reduzir as perdas por temperatura (dissipação térmica) desse equipamento. Esses citados são cuidados fundamentais para a correta operação desse equipamento, evitando paradas indesejadas e perdas por indisponibilidade desse equipamento tão importante para o sistema solar fotovoltaico.

Já em relação ao skid, a manutenção e reaperto nos quadros é fundamental para evitar perdas devido a sobreaquecimento nos fixadores de barramentos e cabos conectados aos equipamentos. A realização de termografias de tempos em tempos ajuda na detecção destes pontos. Além disso, a análise de óleo do transformador deve seguir à risca os prazos informados pelo fabricante, além de ficar atento aos demais status indicados no monitor do equipamento, como pressão interna do óleo, por exemplo. Isso evita que sejam necessárias paradas para manutenção corretiva, o que traz um impacto muito grande a geração, visto que dessa forma tem-se um campo solar inteiro sem gerar energia.

Os cabos solares (CC), BT CA e MT devem ser de qualidade, e os ensaios de fábrica acompanhados e apresentados antes da instalação, a fim de evitar problemas crônicos que seriam replicados em campo, podendo comprometer o lote e até toda a instalação. Se os cabos foram adquiridos de fabricantes renomados, e que apresentam confiabilidade no mercado, o risco se torna pequeno. Um ponto relevante aos cabos são as conexões elétricas com conectores, terminais e desconectáveis (botinhas). As conexões adequadas, conforme orientação dos fabricantes e utilizando ferramentas adequadas, são fundamentais para um funcionamento correto, não apresentando assim perdas por pontos quentes, paradas indesejadas devido ao aquecimento, derretimento da isolação do cabo ou do terminal, curto-circuito, entre outros.

Além disso, alguns equipamentos adicionais requerem atenção em manutenção, como as redes de média tensão área por exemplo, montada em postes, e que são fundamentais para o escoamento de energia do sistema, e se paradas para manutenção corretiva impactam significativamente na geração de energia e no desempenho do sistema. Em vários casos problemas com suportes, isoladores, para-raios, seccionadoras, faz com que o sistema entre em manutenção, fazendo com que muitas vezes tenha que esperar a compra emergencial de algum equipamento específico danificado por raio, algum impacto de veículo, ou mesmo um erro de projeto ou de instalação, que se torna crônico por falta de uma manutenção programada assim que detectado o problema.

A manutenção de sistema de medição também é necessária, como das estações meteorológicas da usina e seus sensores, como: piranômetro; célula de referência, para comparação de sujidade dos módulos (módulo sujo x módulo limpo); albedômetro; etc. A manutenção e limpeza adequada desses equipamentos é fundamental para não mascarar a coleta dos dados de referência para as análises do sistema, dando diagnóstico detalhado e real do sistema.

As perdas em sistemas solares fotovoltaicos é algo que comumente irá ocorrer, porém, podem ser conforme previsto em projeto executivo e em simulações computacionais, ou podem apresentar valores e percentuais muito acima do previsto. Isso irá depender do comissionamento realizado durante a pré energização e durante a energização, chamado de comissionamento à frio e à quente, e vai depender muito mais da organização da estratégia de manutenções preventivas, previstas nos manuais de manutenção dos equipamentos. Nesses anos acompanhando o mercado solar observa-se que muitas empresas negligenciam as manutenções preventivas, e não seguem à risca as orientações dos manuais dos equipamentos e o manual global de operação e manutenção das usinas. Essa falta de manutenção impacta diretamente na via útil dos equipamentos, gerando perdas e paradas indesejadas, o que impactam diretamente no desempenho das usinas.

6.1 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Em relação a este trabalho, sugere-se continuidade avaliando os dados do 2º ano de geração do sistema. Neste caso o cliente final solicitou recentemente autorização para realizar o aumento de geração dos inversores, programando o limite no SCADA/PPC e no *smartlogger* dos inversores. Sendo assim, certamente poderá ser observado um degrau no aumento de geração do sistema, visto que o sistema agora está operando no máximo possível em relação a limitação dos inversores e do transformador elevador de cada skid. Para análise do caso foi envolvido e validado com o fabricante do transformador e a equipe responsável pelo SCADA/PPC da usina.

Além disso, sugere-se para esse caso a realização de alguns ensaios adicionais, como de degradação dos módulos FV, visto que o proprietário ainda possui módulos novos fechados em suas caixas de fábrica, ainda não expostos a luz, que podem ser comparados com os módulos FV já instalados e em operação a

praticamente 2 anos, e que podem ser comparados para avaliação da degradação real.

Este trabalho pode servir como base para futuros trabalhos para avaliação de perdas em qualquer usina de geração centralizada e até usinas de geração distribuída solo, pois a base serve para qualquer usina solar que utilize configuração e equipamentos similares aos descritos aqui. Neste caso usinas que utilizam inversores tipo *string* e não tipo central.

O trabalho apresentado é importante pois nota-se a falta de artigos técnicos detalhados que apresentem de forma tão abrangente as perdas comumente encontradas em usinas solares de grande porte. É possível encontrar de forma separada artigos para cada tipo de perda, porém, não citando todas as perdas que impactam esse sistema em um único trabalho.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. Brasil chega à sexta colocação no ranking mundial da energia solar e amplia protagonismo na transição energética. Carta de comunicado à imprensa. Disponível em: https://static.poder360.com.br/2024/04/Press_Ranking_Mundial_Solar_Brasil_Sexto_Lugar.pdf. Acesso em: 14 julho de 2025.
- ABSOLAR. Energia solar lidera a expansão da matriz elétrica brasileira do primeiro trimestre. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/energia-solar-lidera-a-expansao-da-matriz-eletrica-brasileira-no-1o-trimestre/>. Acesso em: 13 junho de 2025.
- ASTRONERGY. **Catálogo**. N5-650W-78-Bifacial fabricante. Disponível em: <https://www.astronergy.com/product-series/astro-n5-630w-bifacial-series-182/>. Acesso em: 29 junho de 2025.
- BRAGA, F. R.; CARDOSO, K. R.; GOMES, Y. A. S.; PEREIRA, J. W. C.; FORTES M. Z.; DIAS, D. H. N.; **Análise da degradação de painéis fotovoltaicos**. Instituto Federal do Paraná. Paranaguá-PR. Brasil: 2021.
- COSTA, S. C. S.; DINIZ, A. S. A. C.; CAMATTA, V.; KAZMERSKI, L. L.; **Determinação das taxas de sujidade para módulos fotovoltaicos de filme fino e silício cristalino instalados em diferentes zonas climáticas brasileiras**. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza-CE, Brasil, 2020.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, **Taxas de Indisponibilidade em projetos fotovoltaicos**. Brasília: 2024.
- FERON, S.; CORDERO, R. R.; DAMIANI, A; JACKSON, R. B.; **Climate change extremes and photovoltaic power output**. Nature Sustainability, 2021.
- FOUAD, M. M.; SHIHATA, L. M.; MORGAN, E. I. **An integrated review of factors influencing the performance of photovoltaic panels**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Cairo - Egito: ELSEVIER, 2017.
- MOREIRA, J. V.; BARROS, R. M. R.; **Análise de impacto de fontes de energia renovável nas perdas técnicas de sistemas de distribuição**. CBGD – Congresso Brasileiro de Geração Distribuída, Belo Horizonte-MG, Brasil, 2024.
- NETO, J. C. S. A; MANITO, A. R. A.; ZILLES, R; PINHO, J. T. **Proposta de metodologia para avaliação da taxa equivalente de indisponibilidade forçada para sistemas fotovoltaicos**. Instituto de energia e ambiente da universidade de São Paulo. Florianópolis-SC. Brasil: 2022.
- NIAZI, K.; KHAN, H. A.; ALMIR, F.; **Hot-spot reduction and shade loss minimization in crystalline-silicon solar panels**. Journal of renewable and sustainable energy, 2018.

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

RODRIGO, P.; FERNÁNDEZ, E. F.; ALMONACID, F.; PÉREZ-HIGUERAS, P.; **A simple accurate model for the calculaiton of shadding power losses in photovoltaic generators**. Solar Enery, Elsevier, 2013.

SATHYANARAYANA, P.; **Effect of shading on the performance of solar pv panel**. Energy end Power, 2015.

SATPATHY, P. R.; SHARMA, R.; **Diffusion charge compesation strategy for power balancing in capacitor-less photovoltaic modules during partial shading**. Applied Energy, 2019.

SILVA, A. M.; TSUKAMOTO, D. B.; SOUZA, A. C; MELO, F. C.; FREITAS, L. C. G.; **Análise de degradação em módulos fotovoltaicos e os impactos no desempenho do sistema**. XIV CEEL – ISSN 2178-8308. Universidade Federal de Uberlândia. Uberlândia-MG. Brasil, 2016.

SILVA, P. H. T.; FLORIAN, F.; PESTANA, F. A. B. **Estudo de perdas em sistemas fotovoltaicos**. Uniara – Universidade de Araraquara. Araraquara – SP: 2018.

WEI, C.; MING, L. M.; TINGTING, P.; LEI, C.S.A.H. **Realiability-based model for incomplete preventive replacement maintenance of photovoltaic power systems**. Energy Engineering. Lanzhou - China: Tech Science Press, 2023.