

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DO RIO GRANDE
DO NORTE

ANTÔNIO MARTINS BATISTA NETO

**AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO OPERACIONAL DE USINAS
FOTOVOLTAICAS GRID-TIE A PARTIR DA UTILIZAÇÃO DE *SOFTWARES* DE
SIMULAÇÃO: ESTUDO DE CASO DAS USINAS DOS *CAMPI* DO IFRN**

NATAL

2024

ANTÔNIO MARTINS BATISTA NETO

**AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO OPERACIONAL DE USINAS FOTOVOLTAICAS
GRID-TIE A PARTIR DA UTILIZAÇÃO DE *SOFTWARES* DE SIMULAÇÃO:
ESTUDO DE CASO DAS USINAS DOS *CAMPI* DO IFRN**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Uso Sustentável de Recursos Naturais, do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte, na linha de pesquisa em Saneamento Ambiental, em cumprimento às exigências legais como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Uso Sustentável de Recursos Naturais.

Orientador: Prof. Dr. João Teixeira de Carvalho Neto.

Coorientador: Prof. Dr. Dener da Silva Albuquerque.

NATAL

2024

Batista Neto, Antônio Martins.

B333a Avaliação do desempenho operacional de usinas fotovoltaicas GRID-TIE a partir da utilização de *softwares* de simulação : estudo de caso das usinas dos *campi* do IFRN / Antônio Martins Batista Neto. – 2024.
164 f. : il. color.

Dissertação (mestrado) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte, Natal, 2024.

Orientador(a): Dr. João Teixeira de Carvalho Neto.

Coorientador(a): Dr. Dener da Silva Albuquerque.

1. Energia solar fotovoltaica. 2. Diagnóstico. 3. Manutenção. 4. PVsyst.
5. Usinas fotovoltaicas. I. Título.

CDU 620.91 (043.3)

ANTÔNIO MARTINS BATISTA NETO

**AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO OPERACIONAL DE USINAS
FOTOVOLTAICAS GRID-TIE A PARTIR DA UTILIZAÇÃO DE *SOFTWARES*
DE SIMULAÇÃO: ESTUDO DE CASO DAS USINAS DOS *CAMPI* DO IFRN**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Uso Sustentável de Recursos Naturais, do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte, na linha de pesquisa em Saneamento Ambiental, em cumprimento às exigências legais como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Uso Sustentável de Recursos Naturais.

Dissertação aprovada em 25/10/2024 pela seguinte Banca Examinadora:

Documento assinado digitalmente
 **JOAO TEIXEIRA DE CARVALHO NETO**
Data: 06/11/2024 14:29:15-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. João Teixeira de Carvalho Neto (Orientador)
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte

Documento assinado digitalmente
 **DENER DA SILVA ALBUQUERQUE**
Data: 01/11/2024 09:15:37-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Dener da Silva Albuquerque (Coorientador)
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte

Documento assinado digitalmente
 **LEANDRO SILVA COSTA**
Data: 05/11/2024 12:48:37-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Leandro Silva Costa (Examinador Interno)
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte

Documento assinado digitalmente
 **ARTHUR SALGADO DE MEDEIROS**
Data: 06/11/2024 13:57:23-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Arthur Salgado de Medeiros (Examinador Externo)
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte

Documento assinado digitalmente
 **MARCIO DILERMANO BEZERRA GOMES**
Data: 05/11/2024 07:40:06-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Marcio Dilermano Bezerra Gomes (Examinador Externo)
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por ter me mantido na trilha certa durante esta pesquisa, com saúde e forças para chegar até o final. Agradeço imensamente ao meu orientador, Prof. Dr. João Teixeira de Carvalho Neto, por toda a paciência, empenho, dedicação e maravilhosa condução com que sempre me orientou neste trabalho e ao meu coorientador, Prof. Dr. Dener da Silva Albuquerque, quero expressar a minha mais profunda gratidão por toda a dedicação e ajuda, aos dois, meu muito obrigada por ter me corrigido quando necessário sem nunca me desmotivar. E a todos aqueles que direta ou indiretamente me ajudaram e me apoiaram durante a realização do mestrado.

Aos meus pais, por todo o esforço investido na minha educação e pelo apoio ao longo de toda a minha trajetória acadêmica.

À minha esposa e à minhas filhas, pelo apoio, compreensão e paciência demonstradas durante o período desta pesquisa.

Agradeço ao Programa de Pós-Graduação em Uso Sustentável dos Recursos Naturais (PPgUSRN) do IFRN/Natal Central e aos seus docentes, que me incentivaram a percorrer o caminho da pesquisa científica.

Aos meus colegas do mestrado, da turma 22.2, cujo apoio e amizade estiveram presentes em todos os momentos.

RESUMO

Este estudo tem como objetivo geral a proposição da realização de uma análise técnica do desempenho operacional dos sistemas de geração de energia elétrica provenientes das usinas fotovoltaicas instaladas nos *campi* do Instituto Federal do Rio Grande do Norte (IFRN), de modo a entregar como produto técnico e tecnológico um Manual Técnico De Inspeção E Manutenção De Sistema Fotovoltaico das referidas usinas. A premissa básica é fornecer um diagnóstico, considerando-se as especificidades de cada *campi*, das condições operativas, consubstanciado através de um comparativo entre a geração real anual das usinas fotovoltaicas dos *campi*, provenientes dos sistemas supervisórios de cada usina, extraídos dos respectivos inversores e as simulações em *software*, neste caso o *PVsyst*. No transcorrer deste trabalho, abordou-se desde aspectos correlacionados à avaliação do consumo de energia elétrica da edificação, sob o prisma da eficiência energética, até análise pormenorizada do dimensionamento e a especificação dos principais equipamentos, dispositivos e acessórios utilizados nas plantas de geração fotovoltaica, a saber: módulos fotovoltaicos, dispositivos de comando e proteção, condutores elétricos, condutos elétricos, aterramento, dentre inúmeros outros subsistemas. O estudo foi embasado nas normativas técnicas e nos padrões propostos pelos fabricantes e pelas concessionárias de energia elétrica, no caso de sistemas *grid-tie*. Salienta-se a multidisciplinaridade do estudo, que contempla as áreas de solar fotovoltaica, eficiência energética e instalações elétricas de baixa tensão. A metodologia foi baseada na elaboração de gráficos informativos no período dos anos de 2016 até o ano de 2022, contemplando a geração de cada *campi*, realização de simulações computacionais e geração de relatórios de não conformidades, no intuito de servir como justificativa para elaboração de um Manual Técnico De Inspeção E Manutenção De Sistema Fotovoltaico de forma a manter os sistemas no potencial máximo de produção de energia, conforme apresentado nos memoriais descritivos dos *campi*, nesse contexto, podendo ser classificada como uma pesquisa aplicada.

Palavras-chave: diagnóstico; manutenção; *PVsyst*; usinas fotovoltaicas.

ABSTRACT

*This study aims to propose a technical analysis of the operational performance of photovoltaic power generation systems installed at the campuses of the Federal Institute of Rio Grande do Norte (IFRN). The goal is to deliver a **Technical Manual for Inspection and Maintenance of Photovoltaic Systems** for these plants. The basic premise is to provide a diagnosis, considering each campus's specifics, by comparing the actual annual power generation from each photovoltaic plant (using data from the monitoring systems and inverters) with simulated results using the PVsyst software. Throughout the study, we address aspects related to energy consumption evaluation from an energy efficiency perspective and detailed analysis of the design and specification of the main components, devices, and accessories used in the photovoltaic generation plants. These include photovoltaic modules, control and protection devices, electrical conductors, conduits, grounding, and various subsystems. The research is grounded in technical standards and the guidelines provided by equipment manufacturers and utility companies for grid-tie systems. The multidisciplinary nature of the study is emphasized, encompassing solar photovoltaics, energy efficiency, and low-voltage electrical installations. The methodology includes generating informative graphs from 2016 to 2022, performing simulations, and creating non-compliance reports. These will serve as a basis for developing the **Technical Manual for Inspection and Maintenance of Photovoltaic Systems**, ensuring maximum energy production in line with the campus descriptive reports. This study can be classified as applied research.*

Keywords: *diagnosis; maintenance; PVsyst; photovoltaic plants.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira: 206.838 MW	31
Figura 2 - Módulo Convencional e Modulo <i>Half-Cell</i>	34
Figura 3 - Vista Frontal e Traseira do Modulo <i>Half-Cell</i>	35
Figura 4 - Sistema Fotovoltaico	36
Figura 5 - Sombreamento parcial nos módulos de acordo com sua disposição, horizontal ou vertical	40
Figura 6 - Usina fotovoltaica da <i>Tritec-Intervento</i> no Chile	44
Figura 7 - Usina fotovoltaica da <i>Tritec-Intervento</i> no <i>Chile</i>	44
Figura 8 - Tela principal do PVsyst.....	47
Figura 9 - Página inicial, início do projeto	48
Figura 10 - Definir as configurações do local	48
Figura 11 - Parâmetros de localização.....	49
Figura 12 - Parâmetros de localização, fonte dos dados.....	49
Figura 13 - Parâmetros principais.....	50
Figura 14 - Parâmetro de orientação.....	50
Figura 15 - Seleção dos módulos.....	51
Figura 16 - Parâmetros térmicos.....	51
Figura 17 - Campo qualidade dos módulos — LID — <i>mismatch</i> no PVsyst.....	53
Figura 18 - Campo perdas devidas à sujidade no PVsyst.....	54
Figura 19 - Campo perdas IAM no PVsyst	56
Figura 20 - Campo auxiliares no PVsyst	56
Figura 21 - Campo envelhecimento no PVsyst.....	57
Figura 22 - Campo indisponibilidade no PVsyst	58
Figura 23 - Parâmetro executar simulação do PVsyst.....	58
Figura 24 - Detalhe da simulação realizada pelo PVsyst	59
Figura 25 - UFV – Vista Aérea do <i>Campi</i> de João Câmara	60
Figura 26 - Datasheet – Módulo Fotovoltaico Canadian Solar – CS6P-260/265.....	62
Figura 27 - Certificados Internacionais – Canadian Solar.....	62
Figura 28 - Eficiência Energética – Sistema de Energia Fotovoltaica – INMETRO	63
Figura 29 - Inversor SMA-Sunny, modelo 25000TL.....	64
Figura 30 - <i>Datasheet</i> - Inversor SMA-Sunny, modelo 25000TL	64
Figura 31 - Caixa de passagem dos cabos CA inundada – <i>campus</i> de João Câmara	73

Figura 32 - Caixa de passagem dos cabos CA inundada – <i>campus</i> de João Câmara	73
Figura 33 - Caixa de passagem dos cabos CA esmagados – <i>campus</i> de João Câmara	74
Figura 34 - Preparativos para realização da limpeza do sistema fotovoltaico – <i>campus</i> de João Câmara.....	74
Figura 35 - Limpeza do sistema fotovoltaico – <i>campus</i> de João Câmara	75
Figura 36 - Improvisação para realizar a limpeza – <i>campus</i> de João Câmara.....	75
Figura 37 - Imagens térmicas da UFV do <i>campus</i> de João Câmara.....	76
Figura 38 - Displays dos inversores ABB do <i>campus</i> de Lajes.....	84
Figura 39 - Displays dos inversores ABB do <i>campus</i> de Mossoró	85
Figura 40 - Displays dos inversores ABB do <i>campus</i> de Santa Cruz.....	85
Figura 41 - Displays dos inversores ABB do <i>campus</i> Natal Zona Norte	86
Figura 42 - Forma de instalação do sistema fotovoltaico <i>campi</i> de Lajes.....	87
Figura 43 - Sujidade nos módulos fotovoltaicos - <i>campus</i> de Lajes	88
Figura 44 - Inspeções termográfica nos módulos fotovoltaicos <i>campus</i> de Lajes	88
Figura 45 - Imagens térmicas na entrada CC dos inversores	89
Figura 46 - Suporte e base do fusível deformados pela ação da sobre corrente.....	89
Figura 47 - Conexões de entrada do inversor ABB modelo S2X.....	90
Figura 48 - Medição das correntes operacional nas MPPT1 e MPPT2 na entrada do inversor ABB	90
Figura 49 - Detalhe dos arranjos dos painéis fotovoltaicos – memorial descritivo.....	91
Figura 50 - Vista aérea do sistema fotovoltaico - <i>campus</i> Mossoró.....	92
Figura 51 - Princípio de incêndio na entrada do Inversor ABB número 3	93
Figura 52 - Diagrama ilustrativo da configuração 2:1 das ligações das <i>strings</i> – <i>campus</i> Mossoró	93
Figura 53 - Registros das correntes operacional nas entradas das MPPTS dos inversores ABB - <i>campus</i> de Mossoró	94
Figura 54 - Sombreamento nos arranjos fotovoltaico - <i>campi</i> de Mossoró	94
Figura 55 - Sombreamento no sistema fotovoltaico do <i>campus</i> de Mossoró.....	95
Figura 56 - Arranjos do sistema fotovoltaico do <i>campus</i> de Santa Cruz	96
Figura 57 - Acesso aos arranjos do sistema fotovoltaico do <i>campus</i> de Santa Cruz.....	96
Figura 58 - Quase acidente causado por telhas ressecadas – <i>campus</i> de Santa Cruz	97
Figura 59 - Sujidade depositado sobre os módulos fotovoltaicos - <i>campus</i> de Santa Cruz	97
Figura 60 - Sombreamento sobre os arranjos fotovoltaico do <i>campus</i> de Santa Cruz	98
Figura 61 - Pontos quentes provocado por sombreamento – <i>campus</i> de Santa Cruz.....	98

Figura 62 - Medições das correntes operacional dos inversores ABB - <i>campus</i> de Santa Cruz	99
Figura 63 - Chave seccionadora das strings da MPPT 2 do inversor 3 carbonizada – <i>campus</i> de Santa Cruz	100
Figura 64 - Vista aérea do sistema fotovoltaico – <i>campus</i> de Natal Zona Norte	101
Figura 65 - Esquema unifilar dos arranjos do Sistema Fotovoltaicos - <i>campi</i> Natal Zona Norte	102
Figura 66 - Correntes operacional da <i>string</i> 1 com zero ampere e base sem fusível do inversor 1 – <i>campi</i> Natal Zona Norte	102
Figura 67 - Inversor mestre da UFV <i>campus</i> da Reitoria.....	104
Figura 68 - Inversor mestre da UFV <i>campus</i> de Ceará Mirim	105
Figura 69 - Inversor mestre da UFV <i>campus</i> de São Paulo do Potengi	105
Figura 70 - Inversor mestre da UFV <i>campus</i> de Canguaretama.....	105
Figura 71 - Inversor mestre da UFV <i>campus</i> de Currais Novos	106
Figura 72 - Vista aérea do sistema fotovoltaico do prédio principal do <i>campus</i> da Reitoria.	108
Figura 73 - Sombreamento e respingos de tinta sobre os módulos fotovoltaico do prédio principal do <i>campus</i> da Reitoria	109
Figura 74 - Problemas nos módulos fotovoltaicos do <i>campus</i> da Reitoria	110
Figura 75 - Pontos quentes no sistema fotovoltaico causado por sombreamento - <i>campus</i> da Reitoria	111
Figura 76 - Pontos quente no sistema fotovoltaico causado por sombreamento - <i>campus</i> da Reitoria	111
Figura 77 - Imagem dos inversores de 6 a 10 – <i>campus</i> da Reitoria.....	112
Figura 78 - Quadro de conexão com rede CA do <i>campus</i> da Reitoria	112
Figura 79 - Sistema fotovoltaico do <i>campus</i> de Ceará Mirim.....	113
Figura 80 - Detalhes do acesso ao sistema fotovoltaico do <i>campus</i> de Ceará Mirim	114
Figura 81 - <i>Layout</i> dos arranjos do sistema fotovoltaico do <i>campus</i> de Ceará Mirim	114
Figura 82 - Sujeiras depositadas nos painéis fotovoltaicos do <i>campus</i> de Ceará Mirim.....	115
Figura 83 - Eletrocalhas do cabeamento CC sem a cobertura de proteção – <i>campus</i> de Ceará Mirim.....	116
Figura 84 - Problemas de delaminação e descoloração nos módulos fotovoltaicos do <i>campus</i> de Ceará Mirim.....	116
Figura 85 - Pontos quentes causado por sombreamento pelas laterais do prédio e por acúmulo de sujeira – <i>campus</i> de Ceará Mirim	117

Figura 86 - Sistema fotovoltaico do <i>campus</i> de São Paulo do Potengi	118
Figura 87 - Detalhes do acesso ao sistema fotovoltaico do <i>campus</i> de São Paulo do Potengi.....	119
Figura 88 - Layout dos arranjos do sistema fotovoltaico do <i>campus</i> de São Paulo do Potengi.....	119
Figura 89 - Excrementos de aves depositadas sobre os arranjos fotovoltaicos e sujeira nas faces inferiores das molduras dos módulos do <i>campus</i> de São Paulo do Potengi.....	120
Figura 90 - Utensilio adaptado para realizar limpeza dos módulos fotovoltaicos do <i>campus</i> de São Paulo do Potengi.....	120
Figura 91 - Pontos quentes causado por sombreamento pelas laterais do prédio, por sujeira e célula defeituosa - <i>campus</i> de São Paulo do Potengi	121
Figura 92 - Vista aérea do sistema fotovoltaico do <i>campus</i> de Canguaretama	123
Figura 93 - Arranjos do sistema fotovoltaico do <i>campus</i> de Canguaretama.....	124
Figura 94 - Fezes de aves depositadas sobre os módulos fotovoltaicos do <i>campus</i> de Canguaretama	124
Figura 95 - Pontos quentes causado por fezes das aves e sombreamento por um galho entre dois módulos - <i>campus</i> de Canguaretama	125
Figura 96 - Problema na <i>String</i> 2 do Inversor 2 e <i>string</i> 1 do inversor 11, <i>campus</i> de Canguaretama	126
Figura 97 - Problema no inversor 19, <i>campus</i> de Canguaretama.....	126
Figura 98 - Vista aérea do sistema fotovoltaico do <i>campus</i> de Currais Novos.....	127
Figura 99 - Arranjos do sistema fotovoltaico do <i>campus</i> de Canguaretama.....	128
Figura 100 - Sistema fotovoltaico, limpo e com pouco excrementos de aves - <i>campus</i> de Currais Novos.....	128
Figura 101 - Cabos soltos e presença da flora – <i>campus</i> de Currais Novos.....	129
Figura 102 - Sistema de refrigeração da sala dos inversores – <i>campus</i> de Currais Novos	130
Figura 103 - Evidências dos problemas nos inversores 7, 18 e 20 – <i>campus</i> de Currais Novos.....	131
Figura 104 - Quadro de conexão CA do sistema fotovoltaico – <i>campus</i> de Currais Novos ...	132
Figura 105 - Vista aérea do sistema fotovoltaico do <i>campus</i> de Parelhas.....	136
Figura 106 - Entradas das <i>strings</i> no inversor SMA modelo STP 25000TL-30	137
Figura 107 - Pontos quentes causado por células defeituosas, sujeira nas bordas e sombreamento – <i>campus</i> de Parelhas.....	138
Figura 108 - Pontos quentes nas entradas dos inversores – <i>campus</i> de Parelhas	138

Figura 109 - Vista do sistema fotovoltaico do <i>campus</i> de São Paulo do Potengi	142
Figura 110 - Layout do arranjo do sistema fotovoltaico – <i>campus</i> de São Gonçalo do Amarante	143
Figura 111 - Imagem térmica do arranjo fotovoltaico – <i>campus</i> de São Gonçalo do Amarante	144
Figura 112 - Vista aérea do sistema fotovoltaico do <i>campus</i> de Pau dos Ferros	146
Figura 113 - Vista dos inversores e quadro de conexão CA do sistema fotovoltaico do <i>campus</i> de Pau dos Ferros.....	146
Figura 114 - Vista do sistema fotovoltaico do <i>campus</i> de Caicó	148
Figura 115 - Vista da Instalação do Inversor do Sistema Fotovoltaico do <i>campus</i> de Caicó	148
Figura 116 - Vista do sistema fotovoltaico do <i>campus</i> de Natal-Centro Histórico.....	149
Figura 117 - Vista do Instalação do Inversor do Sistema Fotovoltaico do <i>campus</i> de Natal - Centro Histórico	149
Figura 118 - Sujidade e objetos sobre os módulos fotovoltaicos – <i>campus</i> de Natal-Centro Histórico	150
Figura 119 - Imagem térmica do arranjo fotovoltaico – <i>campus</i> de Natal-Centro Histórico.	151
Figura 120 - Sombreamento por árvore sobre o sistema fotovoltaico – <i>campus</i> de Natal-Centro Histórico	152
Figura 121 - Conector MC4 sem as garras de fixação causado por ressecamento – <i>campus</i> de Natal-Centro Histórico	152
Figura 122 - Imagem térmica do arranjo fotovoltaico da <i>string</i> 3 da MPPT 2, do inversor 4 - <i>campus</i> de Natal-Centro Histórico	154

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Participação da capacidade de energia acumulada por tecnologia, 2010-2027.....	27
Gráfico 2 - Geração de energia solar fotovoltaica no cenário net zero, 2015-2030.....	29
Gráfico 3 - Investimento global em energia limpa e em combustíveis fósseis, 2015-2023	30
Gráfico 4 - Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil.....	31
Gráfico 5 - Curva corrente/tensão de um módulo a diferentes temperaturas a uma irradiação constante de 1000W/m ²	37
Gráfico 6 - Aumento e redução de temperatura de acordo com o modo de instalação dos painéis fotovoltaicos	38
Gráfico 7 - Curvas de corrente versus tensão de módulos fotovoltaicos sem sombreamento (esquerda) e com sombreamento parcial (direita)	42
Gráfico 8 - Curva de um módulo contendo uma célula sombreada sem diodo de desvio, com 3 diodos de desvio e sem sombreamento respectivamente.....	43
Gráfico 9 - Curva de geração - sistema móvel e fixo	44
Gráfico 10 - Curva de rendimento do inversor SMA-Sunny, modelo 25000TL.....	65
Gráfico 11 - Geração por Inversor - SMA-Sunny (2023)	67
Gráfico 12 - Geração Real de Energia – Simulações – 2016	69
Gráfico 13 - Geração Real de Energia – Simulações - 2017	69
Gráfico 14 - Geração Real de Energia – Simulações – 2018	70
Gráfico 15 - Geração Real de Energia – Simulações – 2019	70
Gráfico 16 - Geração Real de Energia – Simulações - 2020	71
Gráfico 17 - Geração Real de Energia – Simulações – 2021	71
Gráfico 18 - Geração Real de Energia – Simulações - 2022	72
Gráfico 19 - Curva IV do <i>datasheet</i> do modulo fotovoltaico <i>Canadian Solar CS6P-260P</i>	78
Gráfico 20 - Curva IV do módulo fotovoltaico da <i>Sun-Earth</i> , modelo TBP156x156-60-P...	122
Gráfico 21 - Curva IV do módulo fotovoltaico Canadian Solar CS6P-250P.....	140
Gráfico 22 - Energia Gerada X Faturada (KWh), ano 2021 – <i>campus</i> de Parelhas	141
Gráfico 23 - Energia gerada x faturada (KWh), ano 2022 – <i>campus</i> de Parelhas.....	142
Gráfico 24 - Curva IV do modulo fotovoltaico Canadian Solar CS6P-265P – <i>campus</i> de Natal-Centro Histórico	153
Gráfico 25 - Energia gerada x faturada (KWh), ano 2022 – <i>campus</i> Natal-Centro Histórico	156

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Características técnicas do inversor utilizado no projeto	65
Quadro 2 - Datasheet do inverso de fabricação SMA modelo SIW300 MO50 – <i>campus</i> de São Gonçalo do Amarante	145

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dados Climatológicos - INPE/SWERA.....	61
Tabela 2 - Características técnicas do módulo utilizados no projeto	63
Tabela 3 - Geração de Energia (MWh) – Usina de João Câmara.....	66
Tabela 4 - Energia simulada versus real do <i>campi</i> João Câmara	68
Tabela 5 - Resumo da geração de energia no período de 2016 a 2022	72
Tabela 6 - Medições das correntes operacional nas <i>strings</i> dos Inversores SMA - <i>campus</i> de João Câmara	76
Tabela 7 - Medições das tensões de circuito aberto nas <i>strings</i> dos Inversores SMA - <i>campus</i> de João Câmara.....	77
Tabela 8 - Dados localização geográfica - <i>campi</i> IFRN.....	79
Tabela 9 - Dados climatológicos – irradiação global no plano horizontal	80
Tabela 10 - Dados climatológicos – temperatura.	80
Tabela 11 - Dados climatológicos - velocidade do vento.....	81
Tabela 12 - Tipos de inversores por <i>campi</i> do IFRN	82
Tabela 13 - Dados dos módulos fotovoltaicos por <i>campus</i>	83
Tabela 14 - Simulação com <i>PVsyst</i> das UFV por <i>campus</i> - inversor ABB até o ano de 2022.	84
Tabela 15 - Análise das usinas fotovoltaicas por <i>campus</i> com Inversor ABB até o ano de 2022	86
Tabela 16 - Simulação da geração de energia com o <i>Pvsyst</i> das UFVs por <i>campus</i> - inversor Eltek – no período da conexão até o ano de 2022	104
Tabela 17 - Análise das UFV por <i>campus</i> com inversor Eltek da data de conexão até o ano de 2022	106
Tabela 18 - Medições das correntes operacional das Strings - Reitoria.....	113
Tabela 19 - Medições das correntes operacional das Strings - <i>campus</i> de Ceará Mirim	118
Tabela 20 - Medições das correntes operacional nas Strings - <i>campus</i> de São Paulo do Potengi.....	122
Tabela 21 - Medições das correntes operacional das <i>strings</i> dos inversores do <i>campus</i> de Canguaretama	125
Tabela 22 - Medições das correntes operacional das <i>strings</i> dos inversores do <i>campus</i> de Currais Novos.....	131
Tabela 23 - Simulação com <i>PVsyst</i> das UFV por <i>campus</i> - Inversor SMA até o ano de 2022	133

Tabela 24 - Energia real gerada pelas UFVs por <i>campus</i> com inversores SMA.....	133
Tabela 25 - Análise das UFV por <i>campus</i> com inversor SMA até o ano de 2022	134
Tabela 26 - Medições das correntes operaciona.....	139
Tabela 27 - Medições das tensões de circuito aberto nas <i>strings</i> dos inversores SMA - <i>campus</i> de Parelhas.....	139
Tabela 28 - Dados da fatura de energia x energia gerada (KWh) Período de 2021 a 2023 – <i>campus</i> de Parelhas.....	140
Tabela 29 - Medições das correntes operacional nas strings dos inversores SMA – São Gonçalo do Amarante	144
Tabela 30 - Acompanhamento do rendimento anual do sistema do <i>campus</i> de Pau dos Ferros.....	147
Tabela 31 - Medições das correntes operacional nas <i>strings</i> dos inversores SMA - Campus de Natal-Centro Histórico	153
Tabela 32 - Medições das tensões de circuito aberto das <i>strings</i> dos inversores SMA - <i>campus</i> de Natal-Centro Histórico.....	154
Tabela 33 - Energia gerada x faturada (KWh), ano 2022 – <i>campus</i> Natal-Centro Histórico.	155

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

AOI - Ângulos elevados de incidência

COP - Conferência das Partes

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica

DPS - Dispositivos de proteção contra surtos

IAM - *Incident Angle Modifier*

IEA - *International Energy Agency*

IFRN - Instituto Federal do Rio Grande do Norte

INPE/SWERA - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

LID - *Light Induced Degradation*

MPPT - *Maximum Power Point Tracking*

O&M - Operações e manutenções

ODS - Objetivos de Desenvolvimento Sustentável

PCM - Planejamento e Controle de Manutenção

PERC - *Passivated Emitter and Rear Cell*

PID - *Potential Induced Degradation*

PNUD - Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento

PPgUSRN - Programa de Pós-Graduação em Uso Sustentável dos Recursos Naturais

PTT - Produto Técnico e Tecnológico

PVsyst - *Photovoltaic Software*

QGBT - Quadro Geral de Baixa Tensão

SAM - *System Advisor Model*

SWERA – Atlas Brasileiro de Energia Solar

TE - Tarifa de Energia

TUSD - Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição

UFV - Usinas Fotovoltaicas

LISTA DE SÍMBOLOS

C0₂ - Carbono

CA - Corrente Alternada

CC - Corrente Continua

DR - Degradação

FV - Fotovoltaica

GW - *Gigawatts*

Kmh - Quilowatt-hora

m-Si - Silício manocrystalino

p-Si - Silício cristalino

Si - Silício

TWh - Terawatts-hora

VmP - Ponto de potência máxima

SUMÁRIO

IAM	16
1 INTRODUÇÃO	19
1.1 Objetivos	25
1.1.1 Objetivo Geral	25
1.1.2 Objetivos Específicos	25
1.2 Justificativa	25
2 REFERENCIAL TEÓRICO	27
2.1 A energia fotovoltaica no mundo	27
2.2 A energia fotovoltaica no Brasil	30
2.3 Sistemas Fotovoltaicos	32
2.4 Simulação das usinas usando o software PVsyst	36
2.5 Fatores que trazem perdas no desempenho de uma usina fotovoltaica	36
2.5.1 Perdas térmicas devido ao local de instalação.....	37
2.5.2 Perdas ôhmicas devido à condutividade no cobre	38
2.5.3 Perdas devido aos arranjos	39
2.5.4 Perdas PID +LID, <i>Mismatch</i>	40
2.5.5 Perdas no inversor	41
2.5.6 Perdas por sujidades	41
2.5.7 Perdas por ângulo de incidência da luz (IAM).....	43
2.5.8 Perdas por degradação dos módulos.....	45
3 MATERIAIS E MÉTODOS	46
3.1 Caracterização da Pesquisa	46
3.2 Simulações dos sistemas reais	47
3.3 Procedimento realizado no PVsyst	47
3.4 Coleta de dados dos Inversores.	59
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES	60
4.1 Usina Fotovoltaica do Campus de João Câmara	60
4.1.1 Módulos Fotovoltaicos	61
4.1.2 Equipamentos conversores de energia CC/CA (inversores)	63

4.1.3 Aquisições dos Dados de Geração nos Inversores e Tabulação.....	66
4.1.4 Simulações no PVsyst e resultados tabulados	67
4.2 Análise das Usinas Fotovoltaicas dos demais Campi	78
4.2.1 Usinas Fotovoltaicas dos campis que utilizam inversores ABB.....	84
4.2.1.1 Inspeções nas Usinas Fotovoltaicas com Inversor ABB.....	87
4.2.1.2 Inspeções no Sistema Fotovoltaico do Campus de Lajes.....	87
4.2.1.3 Inspeções no Sistema Fotovoltaico do Campus de Mossoró.....	91
4.2.1.4 Inspeções no Sistema Fotovoltaico do Campus de Santa Cruz.....	95
4.2.1.5 Inspeções no Sistema Fotovoltaico do campus de Natal Zona Norte	100
4.2.2 Usinas Fotovoltaicas dos Campis que utilizam inversores ELTEK	103
4.2.2.1 Inspeções nas Usinas Fotovoltaicas com Inversores de fabricação Eltek.....	107
4.2.2.2 Inspeções no Sistema Fotovoltaico do Campus da Reitoria	107
4.2.2.3 Inspeções no Sistema Fotovoltaico do Campus de Ceará Mirim.....	113
4.2.2.4 Inspeções no Sistema Fotovoltaico do Campus de São Paulo do Potengi.....	118
4.2.2.5 Inspeções no Sistema Fotovoltaico do Campus de Canguaretama.....	123
4.2.2.6 Inspeções no Sistema Fotovoltaico do Campus de Currais Novos	127
4.2.3 Usinas Fotovoltaicas dos Campis que utilizam inversores SMA	132
4.2.3.1 Inspeções nas Usinas Fotovoltaicas com Inversores de fabricação SMA	135
4.2.3.2 Inspeções no Sistema Fotovoltaico do campus de Parelhas	135
4.2.3.3 Inspeções no Sistema Fotovoltaico do campus de São Gonçalo do Amarante	142
4.2.3.4 Inspeções no Sistema Fotovoltaico do campus de Pau do Ferros	145
4.2.3.5 Inspeções no Sistema Fotovoltaico do campus de Caicó.....	148
4.2.3.6 Inspeções no Sistema fotovoltaico do campus de Natal-Centro Histórico	149
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	157
REFERÊNCIAS	159

1 INTRODUÇÃO

Entre as muitas formas de energia utilizadas pelo ser humano, a eletricidade se destaca por ser uma das mais fáceis de transportar, sobretudo em longas distâncias, como no caso da geração centralizada. Tal abordagem possibilita a distribuição de energia elétrica das grandes fontes geradoras, as quais podem ser de variadas fontes primárias, até os centros de consumo. Uma vez lá, a eletricidade pode ser convertida em trabalho, sendo utilizada principalmente na forma de calor, luz, força motriz e transmissão de informação.

Com a flexibilidade dessa forma de energia, o homem tornou-se dependente desta para quase tudo, conforme podemos observar em nossas residências, no espaço de trabalho, no transporte e no lazer. Tal dependência é reflexo do modo de vida moderno, cada vez mais apoiado nessa modalidade de energia, o que acarreta um custo muito alto para o planeta. No ano de 1980, o mundo consumia em torno de 7.000 TWh (terawatts-hora) e de acordo com as estimativas da Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency - IEA*), esse número pode chegar próximo a 30.000 TWh em 2030 (Villalva, 2012).

Não obstante, Villalva (2012) afirma que, para acompanhar a tendência de crescimento do consumo global de energia elétrica, de forma que todos os habitantes possam ter um padrão semelhante ao das pessoas dos países desenvolvidos, a necessidade de energia elétrica precisará ser bem maior do que a prevista para 2030, ou seja, a geração de energia elétrica deverá crescer para suprir a demanda atual e futura.

Infelizmente essa demanda por energia elétrica ainda está vinculada, embora a tendência atual é reavaliar o uso de energia e promover sua redução gradual, ao uso de combustíveis fósseis em usinas de geração, tais quais o petróleo, o gás natural e o carvão mineral. O uso destas fontes energéticas vem sendo responsável por consequências negativas ao meio ambiente, como o aquecimento da atmosfera do planeta. Assim sendo, surge a necessidade de investir em soluções tecnológicas que promovam a descarbonização da matriz elétrica mundial e aumentem a capacidade de geração de energia elétrica.

Conforme relatório da IEA (2022), atualmente a produção de energia elétrica é o maior gerador de emissões de dióxido de carbono (CO₂) no planeta, mas, ao mesmo tempo, é um dos setores que mais está protagonizando a transição de zero líquidos até 2050 pelo aumento exponencial das energias renováveis, como solar fotovoltaica e eólica. Exemplo disso é a produção mundial de energia solar fotovoltaica, que obteve um aumento recorde de 22%, no ano de 2021. Isso representa o segundo maior crescimento absoluto em se tratando de energias renováveis, perdendo apenas para a geração de energia eólica.

No caso da geração distribuída, a energia solar utilizada para gerar energia elétrica vem se transformando na melhor escolha em relação a custo de produção de energia elétrica em vários lugares do mundo, o que certamente impulsionará os investimentos no setor para os próximos anos. Mas, para garantir o cenário de zero emissões de combustíveis líquidos até 2050, é necessário um crescimento médio anual de 25% no período de 2022 a 2030, o que vai exigir um esforço das políticas públicas e privadas referente aos regulamentos e investimentos, situação as quais principalmente os países emergentes e em desenvolvimento deverão enfrentar.

No contexto do Rio Grande do Norte, nos últimos anos, o destaque energético no estado ficou a cargo da energia proveniente dos ventos e do sol, aspecto que fez com que múltiplas empresas de diversos portes despertassem interesse pela utilização de tais fontes, motivadas pelo fator de capacidade aqui disponível. Nesse cenário, as energias renováveis vêm assumindo um papel de protagonismo na economia do RN, trazendo luz aos benefícios inerentes a sua utilização como, por exemplo, a economia nas faturas de energia das edificações.

Roumpakias e Stamatelos (2017) afirmam que a redução da fatura de energia elétrica e o retorno do capital investido de uma usina fotovoltaica por um bom período requer a produção de energia com um mínimo de desvios da produção nominal, conforme o dimensionamento e com base nos níveis médio de irradiância previstos de acordo com as informações do local da instalação da usina fotovoltaica.

Conforme Sem *et al.* (2021), o programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD) determinou 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) para serem atingidos até o ano de 2030. Um dos objetivos abordados, a ODS7, defende a relevância de conseguir alcançar a disponibilidade de energia limpa, renovável e acessível. Esta ODS está ligada diretamente ao objetivo proposto pelo acordo de Paris (realizado em 2015) acerca das mudanças climáticas, no qual vários países firmaram o compromisso com uma transição gradativa para a energia renovável (Sem *et al.*, 2021).

Atento ao exposto no que diz respeito ao uso racional da energia elétrica em suas edificações, na sustentabilidade do uso dos recursos naturais e por conseguinte à redução de suas despesas operacionais, bem como ao que prescreve o PNUD nas ODS7, 13 e 17, o Instituto Federal do Rio Grande do Norte (IFRN) nos últimos anos, instalou, nos seus *campi*, usinas fotovoltaicas destinadas a suprir parcialmente o consumo energético de suas instalações, contribuindo assim para reduzir os custos associados à fatura de energia elétrica.

Ainda no contexto das ODSs, destaca-se que o tema proposto nesta análise guarda estreita relação com a área de ciências ambientais, uma vez que também pode ser enquadrado no contexto da sustentabilidade, já que o resultado do estudo permitirá manter os níveis de

geração próximos aos valores das capacidades nominais dos sistemas fotovoltaicas, explorando ao máximo a vida útil das usinas dos *campi*, evitando com isso investimentos em novas plantas de geração.

Sob o prisma do projeto e da análise de desempenho de instalações fotovoltaicas, múltiplas soluções implementadas na forma de programas computacionais destinados à análise de sistemas fotovoltaicos de múltiplos portes estão disponíveis no mercado. Para ilustrar programas de ampla utilização comercial no contexto brasileiro, pode-se citar o *Photovoltaic Software (PVsyst)* e o *PVSol*. Além destes, pode-se citar: *Homer Pro*, *PV F-Chart*, *pvPlanner*, *RETscreen*, *System Advisor Model (SAM)* e o *Solar Pro*.

Com as simulações computacionais foi possível comparar os resultados obtidos com a geração real de uma usina, analisar as não conformidades e buscar as suas respectivas causas, objetivando aplicar as melhores técnicas de manutenção para fazer a planta voltar aos valores de geração de energia previstos em seu projeto inicial.

A produção de energia a partir dos painéis fotovoltaicos vem obtendo relevantes créditos como uma das fontes de energia limpa e renovável mais prósperas. Porém, esses módulos fotovoltaicos possuem uma perda inerente provocada pelas sujeiras devido a exposição ao meio ambiente. A sujidade provoca defeitos como curto-circuito em razão da corrosão nos painéis fotovoltaicos e impedimento das células receberem a irradiação solar. Dessa forma, é de suma importância a inspeção e manutenção frequentes a fim de manter a potência de saída próxima de seu valor máximo. Para detectar possíveis falhas e manter a eficiência dos módulos fotovoltaicos, pode-se, por exemplo, realizar inspeções visuais e verificar a potência na saída (Grimaccia *et al.*, 2014).

De acordo com Costa, Hirashima e Ferreira (2021), boas práticas em operações e manutenções (O&M) estão sendo empreendidas nas usinas fotovoltaicas, viabilizando o crescimento desses sistemas. Observa-se, no entanto, a falta de informações e experiência sobre o assunto. Métodos para ajudar a identificar e prevenir as possíveis falhas estão auxiliando na procura por melhor eficiência, segurança e disponibilidade das usinas fotovoltaicas.

A manutenção tem como objetivo de reduzir os defeitos e falhas dos equipamentos durante seu ciclo de vida. Em um sistema fotovoltaico não é diferente, sendo necessário tomar alguns cuidados com o objetivo de evitar o aparecimento de possíveis defeitos. De acordo com (Viana, 2006 *apud* Souza, 2021), o processo de manutenção deve levar em consideração os seguintes fatores:

- Recomendações do fabricante: informações sobre ajustes, calibrações, periodicidade de manutenção, procedimentos para correção de falhas e reparos;

- Segurança do trabalho e meio ambiente: observações de exigências legais e normas a fim de obter a integração perfeita entre homem/máquina/meio ambiente;
- Características do equipamento (falha e reparo): observar o tempo médio entre falhas, a vida útil mínima, o tempo médio de reparo;
- Fator econômico: custos de manutenção com materiais, recursos humanos, interferência em outros ciclos produtivos e perdas no processo.

Além de prevenir o surgimento de defeitos, as manutenções têm por finalidade também de minimizar os custos, estender a vida útil das instalações, dispositivos e maximizar sua eficiência. Segundo National Renewable Energy Laboratory *et al.* (2018), um plano O&M de uma usina fotovoltaica, deve seguir as diretrizes abaixo:

- Contato dos responsáveis, seja eles proprietário da usina ou concessionária;
- Documentação do sistema fotovoltaico, incluindo o desenho da planta da usina, medidas de segurança, manuais de operações, contratos de manutenção;
- Descrição das manutenções preventivas com objetivo de otimizar o fornecimento de energia do sistema, como o de preservar as garantias;
- Determinar os indicadores operacionais, medidores de erro;
- Ter a disposição um estoque de peças sobressalentes de fácil acesso pela equipe responsável pela manutenção e um processo de verificação eficiente de reposição para tais peças com base no histórico de falhas dos seus componentes;
- Definir métricas e eventos de disponibilidade e desempenho;
- Treinar e preparar a equipe de manutenção;
- Implementar o registro de ordem de serviço e rastreamento de tarefas com base no período cronológico;
- Compilar os problemas comuns e estabelecer procedimentos para responder de forma rápida aos diagnósticos de monitoramento ou mensagens de erro;
- Lista dos equipamentos com a identificação da marca, modelo, número de série;
- Determinar critérios de reparação ou substituição dos componentes;
- Estabelecer testes de religamento do equipamento pós reparo;
- Desenvolvimento de orçamento para o programa de operação e manutenção.

Conforme Rediske *et al.* (2022), as usinas fotovoltaicas de grande porte vêm sendo expandidas em todo o mundo. Os contratos de comercialização de energia normalmente seguem cláusulas contratuais rígidas de demanda, sujeito a penalidades do não fornecimento da geração

da energia. Não entregar a energia conforme estabelecido no contrato é um ponto crítico no rendimento de uma usina fotovoltaica, situação que pode ser minimizado com boas práticas de O&M. Além do mais, com o tempo a usina fotovoltaica vai se degradando, fortalecendo mais a importância das práticas de O&M para amenizar as perdas e garantir um bom rendimento.

A análise da performance de uma usina fotovoltaica é um processo difícil que implica na coleta de muitas variáveis e parâmetros a serem avaliados, para posteriormente decidir o melhor plano de ação para solucionar os problemas levantados. De acordo com Sa'ad, Nyongue e Hajej (2022), para manter o funcionamento de uma usina fotovoltaica em níveis adequados, é inegável a necessidade de aplicar um plano de manutenção que aumente a confiabilidade e a disponibilidade da planta. Dessa forma, é importante haver um equilíbrio entre gasto, confiabilidade e disponibilidade da usina fotovoltaica.

Outra das vantagens da utilização de técnicas de manutenção em usinas de geração é o fato de que elas proporcionam uma maior disponibilidade dos equipamentos e por conseguinte uma minimização das perdas de geração, assim como da taxa de degradação do sistema fotovoltaico. Segundo Malvoni, Giorgi e Congedo (2017), a taxa de degradação (DR) é determinada pela redução do rendimento máximo do ponto de potência no decorrer do tempo.

Determinar quando um sistema fotovoltaico degradará não é um trabalho fácil, visto que diversas tecnologias usadas nos sistemas fotovoltaicos estão submetidas a diversos modos de degradação. A degradação também está evidente em vários pontos das células para os módulos, e do conjunto de placas para todo o sistema e resulta de diversas causas, como a tecnologia, modo operacional e o histórico de exposição ao ambiente. As metodologias para determinar a taxa de DR variam de acordo com a métrica de desempenho aplicado para analisar a potência do painel e sistema solar fotovoltaico, estando incluída também como um objetivo secundário deste estudo.

Roumpakias e Stamatelos (2017) defendem que fatores como falha de rede, degradação do módulo causado por corrosão, descoloração, quebra da lâmina de vidro e células com fissuras são problemas que diminuem a produção de energia. Esses tipos de falhas não são fáceis de identificar. As células afetadas pela perda *Potential Induced Degradation* – degradação induzida por potencial (PID) constituem um problema comum conectadas em inversores sem transformadores (inversores sem transformadores não isolam eletricamente o sistema, tornando as células mais suscetíveis à PID), e que provoca uma baixa na geração de energia. A redução da produção de energia por sujidade depende do nível de poluição e, nas áreas urbanas, essa redução pode chegar até 6,5%.

Por fim, o controle de perdas além de maximizar a geração, contribui para redução da probabilidade de ocorrência de sinistros como, por exemplo, incêndios nas plantas fotovoltaicas. Ong *et al.* (2022), após estudo realizado a partir da análise de árvore de falhas sobre incêndios referentes a usinas fotovoltaicas, concluíram que a taxa das falhas de diversos elementos dos sistemas fotovoltaicos tem o arco elétrico como a principal motivador de ignição para a ocorrência dos incêndios em componentes fotovoltaicos. Os eventos de arcos elétricos estão diretamente relacionados aos serviços de montagem, operação e manutenção das instalações, pois, a falta de conhecimento dos riscos de incêndios por parte dos instaladores e mantenedores leva à imprudência e à negligência.

Diante dos argumentos apresentados, ressalta-se que em quaisquer ramos de atuação, incluindo sistemas de geração de energia elétrica, a manutenção sempre será um dos aspectos mais relevantes para garantir o bom desempenho operativo de sistemas eletroeletrônicos e eletromecânicos, tal qual aqueles presentes em uma usina fotovoltaica. A inexistência de planejamento das atividades e de procedimentos sistematizados e atualizados de manutenção preventiva, por exemplo, podem fazer com que as atividades produtivas se tornem vulneráveis a falhas inesperadas nos subsistemas que a constituem. Sabe-se que sistemas infalíveis não existem na prática, entretanto, processos de manutenção assertivos podem garantir metas de produção muito próximas daquelas idealizadas através de simulações, tendo como base as capacidades nominais dos equipamentos envolvidos.

Neste caso, vinculado aos resultados desta pesquisa, espera-se entregar como produto técnico e tecnológico um Manual Técnico De Inspeção E Manutenção De Sistema Fotovoltaico do conjunto das usinas fotovoltaicas localizadas nos *campi* no IFRN, a fim de estabelecer um planejamento das atividades operativas delas, sugerindo metodologias e boas práticas durante a execução das atividades de manutenção. Esta documentação comporá um plano de gestão dos processos de operação e manutenção das usinas fotovoltaicas do IFRN.

No transcorrer do texto, apresentam-se aspectos técnicos correlatos à incorporação da fonte fotovoltaica a edificações, ilustrando experiências com a produção de energia elétrica a partir da fonte fotovoltaica em várias regiões do estado do RN. O desempenho operacional das usinas de geração fotovoltaica, considerando suas respectivas capacidades nominais de geração e simulações realizadas em *softwares* são umas das temáticas centrais apresentadas e discutidas no tópico inerente aos resultados deste estudo.

Nesse sentido, foram realizadas as simulações computacionais através do *software PVsyst* e comparado com os dados coletados dos inversores, no qual comprovou-se através das análises dos resultados a necessidade de haver intervenções de manutenções corretivas e

planejamento das manutenções preventivas. Caso essas já existam, rever e melhorar os planos das ações com a finalidade de realizar um controle mais efetivo das perdas e com isso evitar os gastos com energia elétrica proveniente da concessionária de energia, por exemplo aquelas provocadas por redução da produção de energia fotovoltaicas e/ou desconexões com a rede e que afeta diretamente nos recursos financeiros previsto nos orçamentos dos *campi*.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

Realizar uma análise do desempenho operacional das usinas fotovoltaicas dos *campi* do IFRN, no período de 2016 a 2022, através do *software PVsyst*, visando identificar a existência ou não de eventuais ineficiências, levantando as possíveis não conformidades e causas e, por fim, entregar um Manual Técnico De Inspeção e Manutenção De Sistema Fotovoltaico, contribuindo assim para maximização de sua performance geral e no planejamento financeiro da instituição.

1.1.2 Objetivos Específicos

Mediante a análise proposta no objetivo principal deste trabalho, tem-se os seguintes objetivos específicos:

- Coletar os dados reais das usinas fotovoltaica de cada *campi* no período de 2016 a 2022;
- Simular através do *software PVsyst* todas as usinas fotovoltaicas dos *campi* do IFRN;
- Comparar os dados coletados de geração real com as simulações realizadas neste *software*;
- Identificar as possíveis causas do baixo rendimento através da comparação dos dados reais e simulados;
- Montar um manual de manutenção como Produto Técnico e Tecnológico (PTT) para melhorar a eficiência das usinas.

1.2 Justificativa

Uma planta fotovoltaica tem um custo elevado, logo o ideal, sob o ponto de vista da maximização da geração de energia elétrica e da continuidade operacional, é que todas as instalações dos setores produtivos já estejam com seus respectivos planejamentos de manutenção implementados, previamente organizados e estruturados, durante a etapa de comissionamento das usinas, a fim de alcançar uma vida útil próximo da máxima, conforme previsto no respectivo projeto. Nesta etapa, devem ser realizados o condicionamento, o *Set Up* e o *Start Up* dos equipamentos da usina, preferencialmente com o programa de manutenção já elaborado.

Logo após sua entrada em operação, já se inicia o processo de envelhecimento dos equipamentos e instalações, surgindo assim a necessidade da implementação das técnicas e dos procedimentos de manutenção. Neste sentido, este estudo se justifica, pelo seu intuito de verificar a pré-existência de alguma degradação das instalações, por menor que seja e identificar suas possíveis causas, de modo a aplicar as melhores técnicas de manutenção preventiva e/ou preditiva.

O diagnóstico será utilizado para identificar o que provocou o baixo rendimento dos equipamentos, sendo este mais um aspecto que justifica a relevância do estudo aqui proposto.

O produto técnico e tecnológico será um manual de conservação específico para ser aplicado nas usinas fotovoltaicas no qual constará as técnicas de ensaios e os procedimentos operacionais e de segurança. Esse manual está dividido em três tipos de manutenções: manutenção corretiva, manutenção preventiva e manutenção preditiva.

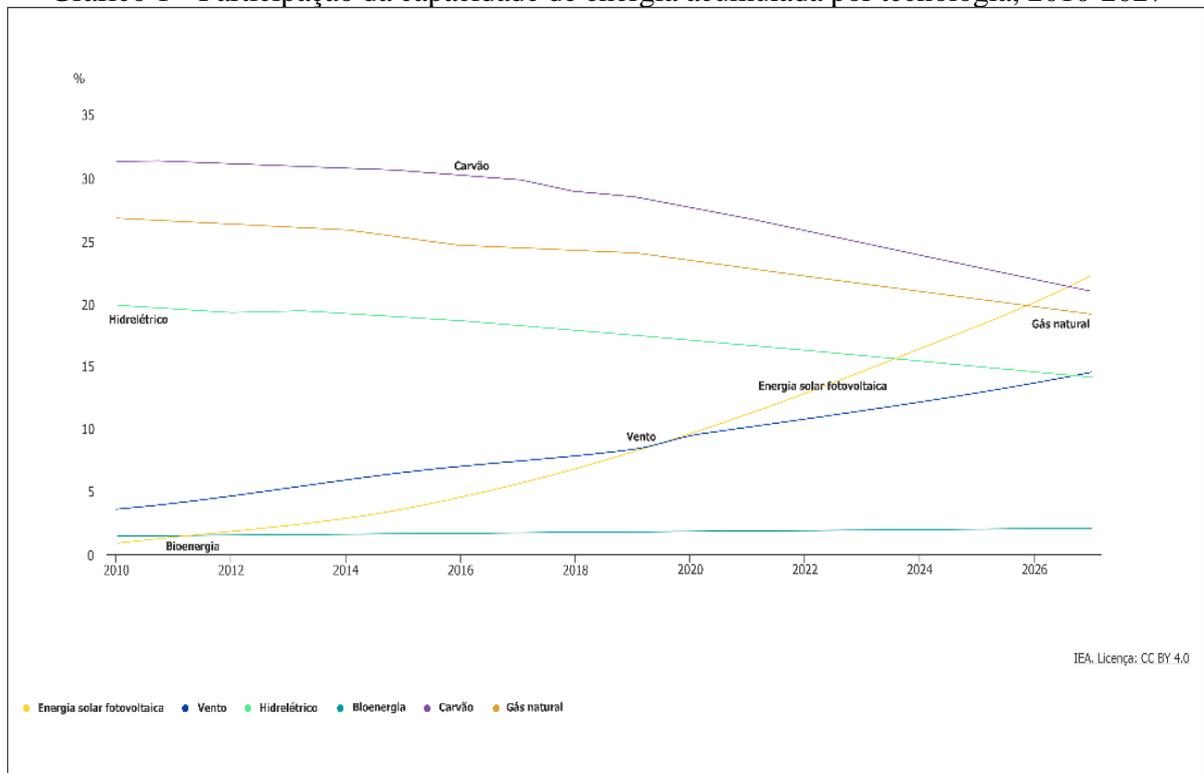
2 REFERENCIAL TEÓRICO

A fundamentação teórica da presente pesquisa tem como base conceitos e estudos acerca da geração de eletricidade através do efeito fotovoltaico, incluindo sistemas fotovoltaico, manuais, memoriais descritivos, eficiência energética dos sistemas analisados com o *software PVsyst*, considerando os fatores que influenciam nas perdas de energia.

2.1 A energia fotovoltaica no mundo

De acordo com as previsões da IEA, e conforme o Gráfico 1 (Participação da capacidade de energia acumulada por tecnologia, 2010-2027), a capacidade instalada de energia fotovoltaica mundial apresentará fortes tendências de alta em seu desenvolvimento durante o período dos próximos cinco anos. A expectativa é que sua produtividade seja triplicada dentro desse período e alcance a marca de aproximadamente 1.500 *gigawatts* (GW), superando a produção de gás natural até 2026 e subsequentemente a de carvão, transformando-se assim na principal matriz energética mundial.

Gráfico 1 - Participação da capacidade de energia acumulada por tecnologia, 2010-2027



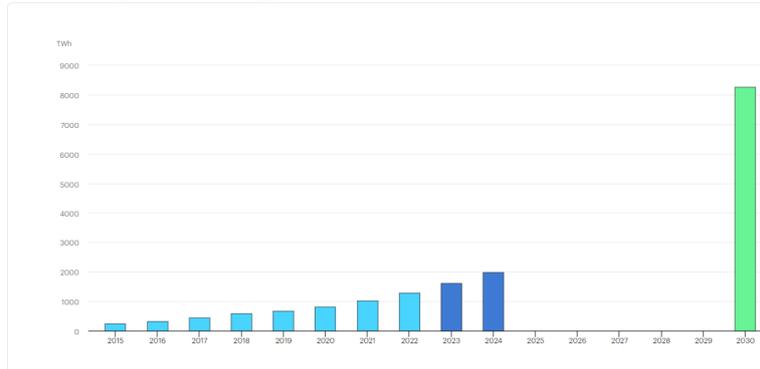
Fonte: Adaptado de IEA (2022).

Contudo, a IEA complementa que devido aos preços das matérias-primas, o custo de investimento atualmente é elevado. Porém a produção de eletricidade por meio da energia solar permanece como a opção de menor dispêndio na maioria dos países. Diante disso, a energia solar distribuída, principalmente as instaladas nos telhados das edificações, está com crescimento mais acelerado, devido ao elevado preço da eletricidade no mercado de varejo e ao crescente incentivos político destinado ao auxílio dos consumidores na economia de suas contas de energia.

Conforme dados apresentados pela IEA, a geração fotovoltaica experimentou um notório aumento de 270 TWh, equivalente a 26% de crescimento no ano de 2022 em relação a 2021, de acordo com o Gráfico 2, elevando sua produtividade para quase 1.300 TWh. Essa evolução representou a maior alta na geração de todas as tecnologias renováveis de 2022, além de ultrapassar, pela primeira vez na história, a produção de energia eólica. Dessa maneira, a participação de energia fotovoltaica na matriz energética mundial para a geração global de eletricidade atingiu 4,5% do total, mantendo-se como a terceira maior fonte renovável do mundo, estando atrás apenas das usinas hidroelétricas e eólicas, o que possibilitou a mudança do status de rastreamento de energia fotovoltaica, da condição de “maiores esforços necessários” para “na trajetória correta”. No entanto, para que seja possível manter uma taxa de crescimento alinhada com o Cenário Zero Líquido, serão necessárias consecutivas adições anuais da capacidade produtiva quase três vezes maiores que as registradas no ano de 2022 até 2030. Além disso, será fundamental a existência de uma ambição política significativa e da participação colaborativa de todos os interessados.

Sobretudo, a taxa de crescimento apresentada em 2022 encontra-se de acordo com os padrões delineados no cenário de zerar as emissões líquidas de gases de efeito estufa (net zero) para os períodos de 2023 a 2030. De forma que a progressão desse crescimento é antecipada e impulsionada pelas crescentes atratividades econômicas da energia fotovoltaica, pelo avanço substancial na cadeia de abastecimento e, em especial, pelo notável aumento do apoio político em regiões como China, União Europeia e Estados Unidos, que apresentaram um expressivo crescimento de 38%, 17% e 15% respectivamente em relação aos 26% apresentado no ano de 2022.

Gráfico 2 - Geração de energia solar fotovoltaica no cenário net zero, 2015-2030



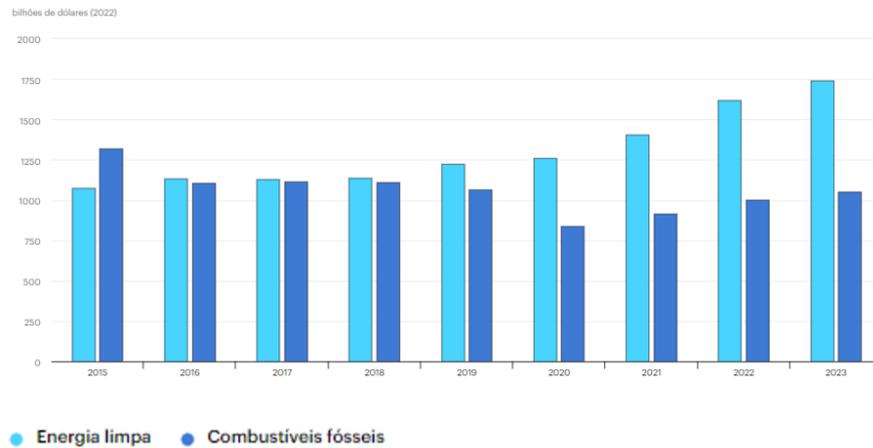
Fonte: Adaptado de IEA (2023a).

De tal forma, pode-se afirmar que a produção fotovoltaica se demonstrou bastante resiliente diante das limitações da cadeia de suprimentos, dos elevados custos de matérias-primas e do aumento nas taxas de juros observados em 2022. Essa resiliência a tornou capaz de romper as referidas dificuldades e registrar um novo recorde na capacidade produtiva anual, com um incremento de 220 GW, e tendo capacidade de apresentar um aumento ainda mais acentuado em 2023.

Todavia, levando em consideração a atual produção de 1.300 TWh, é necessário manter uma taxa média anual de crescimento geracional de um pouco mais de 26% ao ano, durante os períodos de 2023 a 2030 para que seja possível atingir a meta de 8.300 TWh. Embora essa taxa seja semelhante à expansão observada em 2022, será imprescindível um esforço contínuo para sustentar esse impulso à medida que o mercado fotovoltaico continua a se expandir.

Conforme pode ser visto no Gráfico 3, os investimentos em tecnologias de energia limpa estão superando os gastos com combustíveis fósseis devido à preocupação relacionadas à acessibilidade e à segurança, resultante da crise energética global. Em conformidade a isso, os investimentos mundiais nas fontes renováveis se encaminham para alcançar a marca de US\$ 1,7 trilhões em 2023. Essa tendência está impulsionada pela busca de opções mais sustentáveis. Segundo o relatório IEA *World Energy Investment 2023*, é previsto um aumento anual de 24% nos investimentos em energia limpa entre 2021 e 2023, especialmente em energias renováveis e veículos elétricos, enquanto os investimentos em combustíveis fósseis aumentarão apenas 15% durante o mesmo período. No entanto, mais de 90% desse aumento é proveniente da China e de outras economias avançadas, o que representa um risco significativo de aprofundar divisões globais na área de energia, caso a transição para a energia limpa não se expanda para outras partes do mundo (IEA, 2023b).

Gráfico 3 - Investimento global em energia limpa e em combustíveis fósseis, 2015-2023



Fonte: Adaptado de IEA (2023c).

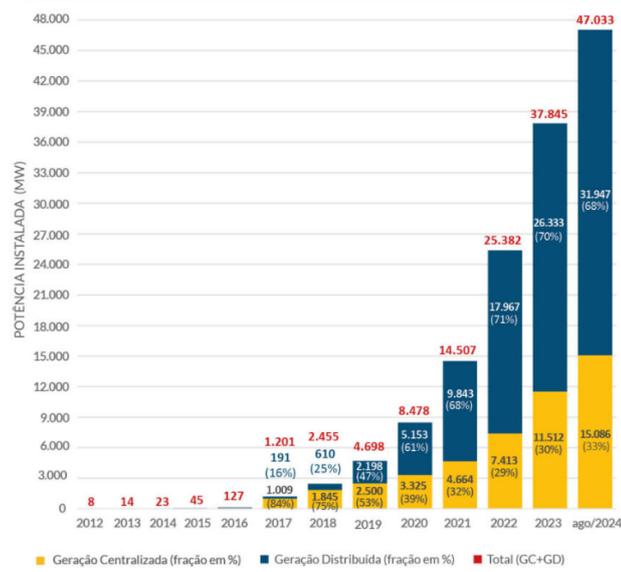
2.2 A energia fotovoltaica no Brasil

De acordo com Ruther e Dacoregio (2000), o primeiro registro oficial de instalação de um sistema fotovoltaico que iniciou a operar no Brasil conectado à rede da concessionária de energia elétrica e integrado a edifícios foi em setembro de 1997, na cidade de Florianópolis. O pacote do sistema fotovoltaico composto por silício amorfo de dupla junção com potência instalada de 2 kwp foi incorporado no prédio do Laboratório de Energia Solar (LABSOLAR) ligado a 4 inversores e conectados à rede elétrica de fornecimento do edifício.

De acordo com Rigo *et al.* (2022), as fontes de energias sustentáveis e renováveis vem aumentando na matriz energética do Brasil para garantir a demanda crescente da necessidade energética futura. Entre as energias renováveis, a solar fotovoltaica vem apresentando crescimento significativo, promovido, principalmente, pelo excelente grau de irradiação solar, diminuições nos preços dos sistemas fotovoltaicos, incentivo promovido pelo governo em relação a compensação para geração de energia distribuída e desobrigação das taxas de impostos para energias renováveis no mercado livre. Sendo assim a fonte renovável que mais cresce no Brasil é a geração solar fotovoltaica.

Esse cenário pode ser comprovado pelos infográficos da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), que analisa e consolida as informações no ramo solar fotovoltaico do Brasil, conforme Gráfico 4 e Figura 1:

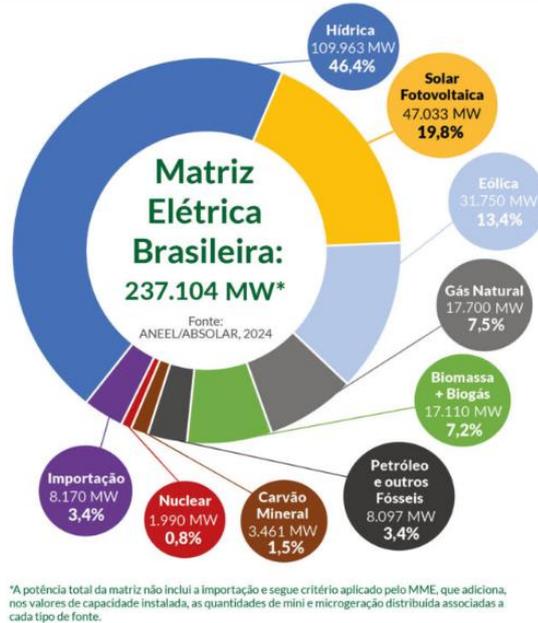
Gráfico 4 - Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil



Fonte: Adaptado de Absolar (2023).

O Gráfico 4, acima, mostra o crescimento exponencial do uso da energia solar fotovoltaica inserida na matriz energética nacional. Podemos observar que a maior contribuição está na geração distribuída.

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira: 237.104 MW



Fonte: Adaptado de Absolar (2023).

A Figura 1 mostra a participação das diversas fontes de geração de Energia da matriz Energética Brasileira, onde pode ser visto a contribuição da geração solar fotovoltaica que no atual cenário apresenta uma capacidade instalada de 10,8%.

Segundo a reportagem do Liberal (COP [...], 2023), a Conferência das Partes (COP) é uma reunião internacional crucial que visa abordar questões relacionadas às mudanças climáticas. Em 18 de maio de 2023, as Nações Unidas oficializaram a 30ª edição da Conferência das Partes da Convenção das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (COP 30), agendada para novembro de 2025, que acontecerá em Belém do Pará. O evento representará um marco importante na busca por soluções globais para combater as mudanças climáticas e contará com a participação de diversos líderes mundiais que se reunirão com o intuito de discutir estratégias e compromissos destinados a reduzir a emissão de gases de efeito estufa, promover fontes de energia limpa e desenvolver políticas que visam à sustentabilidade ambiental.

O objetivo central desta conferência é aprofundar os compromissos dos países signatários do Acordo de Paris e estabelecer metas mais ambiciosas para o combate ao aquecimento global. Com a crescente urgência das mudanças climáticas, a COP 30 representará uma oportunidade crítica para que as nações trabalhem juntas na implementação de medidas concretas para mitigar os efeitos adversos e para promover a adaptação às transformações climáticas em curso. Espera-se que os debates e as negociações durante a COP 30 resultem em ações concretas e compromissos mais sólidos por parte dos participantes, principalmente nas políticas e investimentos nos setores de geração de energias renováveis com ênfase na produção de energia solar fotovoltaica. Na medida que a comunidade global reconhece a importância de enfrentar as mudanças climáticas, a COP 30 desempenhará um papel vital na definição de diretrizes e estratégias para um futuro mais sustentável e resiliente. O sucesso dessa conferência dependerá do empenho de todos os envolvidos e da determinação em tomar medidas significativas para proteger o nosso planeta e as gerações futuras.

2.3 Sistemas Fotovoltaicos

As tecnologias fotovoltaicas podem ser categorizadas em três, de acordo com sua eficiência e participação de mercado. A primeira geração compreende as tecnológicas baseadas em silício cristalino que detêm a maior parcela de mercado (90%) e apresentam as mais altas de eficiências. No final do século XX, a indústria fotovoltaica (FV) testemunhou o surgimento da tecnologia *Passivated Emitter and Rear Cell* (PERC), que pode ser aplicada às células de silício cristalino. De acordo com Vanzetto *et al.* (2022), a tecnologia PERC representa um

avanço significativo no setor fotovoltaico, melhorando o desempenho de módulos solares monocristalinos e policristalinos. Os painéis solares que incorporam essa tecnologia possuem células com uma camada traseira que melhora a absorção de irradiação solar e uma folha que redireciona o excesso de luz para dentro da célula, aumentando a eficiência em comparação aos painéis fotovoltaicos tradicionais, resultando em uma maior eficiência de captação e redução de custos na produção de placas solares. Já as tecnologias de filmes finos constituem a segunda geração e têm uma participação de mercado menor em comparação com as tecnologias cristalinas. Por fim, as tecnologias emergentes pertencem à terceira geração e na maioria dos casos estão em estágios laboratoriais de desenvolvimento. Cada uma dessas gerações apresenta respostas diferentes em relação ao espectro solar. Até o ano de 2019, a maior parte do mercado de módulos FV nacional era dominado pela tecnologia de silício cristalino (p-Si), tanto em relação à geração centralizada quanto à distribuída. No entanto, em 2020, módulos de silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si) com tecnologia PERC ganharam maior representatividade (Cremasco *et al.*, 2021).

Conforme Akram *et al.* (2020), a tecnologia *Half-Cell* (HC) envolve o uso de células solares divididas ao meio, com a caixa de junção posicionada no centro do painel solar como pode ser visto na Figura 6 e 7, ao invés de utilizar módulos solar fotovoltaicos convencionais, que são divididos em duas partes com capacidade de 50% cada uma. Os módulos solares fotovoltaicos (*Half-Cell* - HC) são compostos por metades de células solares que oferecem a vantagem de expandir as opções de instalações fotovoltaicas, de tal maneira que vários fabricantes estão oferecendo módulos que dispõem de 144 células HC, o equivalente aos tradicionais módulos de 72.

Nos módulos HC a corrente elétrica é dividida em dois ramos nos circuitos das células, por consequência as perdas ôhmicas nas conexões e nas células dos módulos são reduzidas a quatro vezes, pois as perdas são expressas de acordo com a fórmula (1):

$$P = r \cdot i^2 - \text{Implica que,} \quad (1)$$

$$P = r \cdot \left(\frac{i}{2}\right)^2 \quad \text{Então,}$$

$$P = r \cdot \frac{i^2}{4}$$

Onde:

P – Perdas em watts;

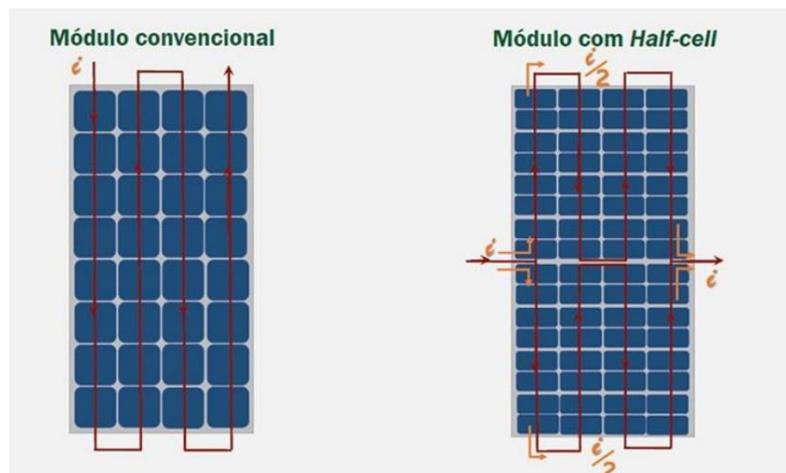
r – Resistencia em ohm;

i – Corrente em amperes.

A expressão se verifica se as resistências dos módulos forem iguais. Assim, os painéis solares HC dividem o fluxo de corrente em duas partes, conectadas em série, resultando na redução da resistência interna das placas e minimizando as perdas de corrente ao longo das trilhas condutoras. Além disso, as células HC tendem a sofrer menos estresse mecânico, o que reduz a possibilidade de microfissuras, uma das principais causas de redução da eficiência e vida útil das placas. Sobretudo essa tecnologia permite a produção contínua mesmo quando parte do painel está parcialmente sombreada, pois o sombreamento em uma de suas metades não afeta o seu desempenho total.

Outra vantagem está relacionada à melhoria do seu desempenho térmico, pois se comparado aos modelos tradicionais que contém uma única caixa de junção que apresentam diversas conexões elétricas, nos modelos HC, os diodos de *bypass* são distribuídos. Dessa forma, a alocação de diversas caixas resulta na redução de aproximadamente 15°C a 20°C, se comparado aos demais modelos. Todos esses pontos resultam em uma notória diminuição na ocorrência de *hot spots* (pontos quentes) o que conseqüentemente abranda os riscos de danos aos módulos ou incêndios. De modo geral, a circulação de correntes de menor intensidade proporciona um melhor desempenho térmico dos módulos.

Figura 2 - Módulo Convencional e Módulo *Half-Cell*



Fonte: Adaptado de Takata (2019).

Figura 3 - Vista Frontal e Traseira do Modulo *Half-Cell*

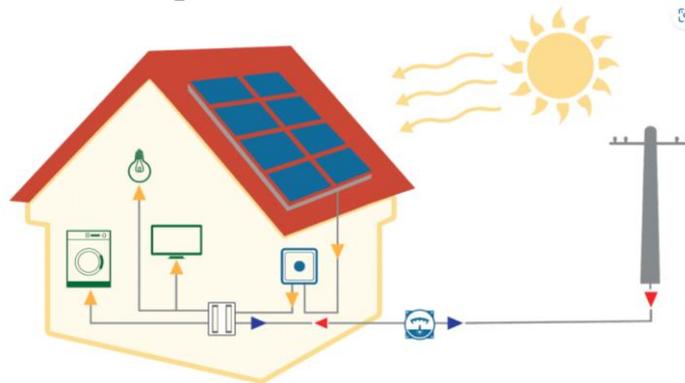
Fonte: Adaptado de Resun ([2023]).

Com relação ao processo de produção de energia elétrica, o sistema fotovoltaico trabalha por meio da conversão de energia solar, em energia elétrica Corrente Contínua (CC), conversão essa que não apresenta movimento, barulho e nem mesmo poluição. Essa energia gerada é transportada através de cabos condutores até os inversores que têm a função de converter a tensão e corrente CC para tensão e corrente alternada (CA) que é preparada e conduzida através dos cabos condutores CA para se conectar à rede elétrica de forma a atender aos parâmetros de qualidade de energia.

Esta tecnologia pode ser integrada nos edifícios, servindo como revestimento arquitetônico ou comumente adaptado em forma de pacotes nas edificações urbanas.

A energia gerada é conectada à rede elétrica de distribuição primária ou secundária das concessionárias de energia elétrica. Parte dessa produção é consumida pela unidade geradora, já o seu excedente é injetado na rede pública, gerando créditos de energia que é controlado por um medidor bidirecional que registra através de dois canais, um para a energia injetada e outra para a energia consumida nos horários de baixa ou sem irradiação solar. Uma grande vantagem da geração fotovoltaica instalada no local de consumo está relacionada à ausência de uma área a mais para a sua ocupação, pois utilizam-se dos telhados e coberturas das edificações, além de beneficiar as linhas de transmissão e distribuição por meio da redução da perda de eficiência pelo efeito *joule*, reduzindo também o fluxo de potência das unidades geradoras convencionais para os centros de consumo (Ruther, 2004). Como pode ser visto na ilustração da Figura 4:

Figura 4 - Sistema Fotovoltaico



Fonte: Adaptado de Absolar (2024).

2.4 Simulação das usinas usando o software *PVsys*

O software *PVsys* é uma ferramenta poderosa de análise computacional desenvolvido para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, sistemas isolados e bombeamento. Pode ser útil para os projetistas, arquitetos, engenheiros, cientistas e educadores. Possui um *menu* interativo e amigável para o desenvolvimento de projetos, capaz de importar os dados do *software* *Meteonorm* (irradiância horizontal global, irradiância horizontal difusa, velocidade do vento e temperatura), dados inseridos por pessoas e de outras fontes. Os resultados das simulações são apresentados na forma de relatório, gráficos e tabelas, e permite exportar os dados para serem usados em outros *softwares* (Sa, 2022).

A plataforma possibilita a incorporação de variáveis, como a localização geográfica da instalação da usina solar, a dimensão dos sistemas a serem empregados, incluindo módulos fotovoltaicos e inversores, juntamente com a especificação de suas perdas e análise econômica. Os parâmetros climatológicos e de irradiação solar podem ser inseridos manualmente, caso haja disponibilidade de dados, ou podem ser obtidos a partir de bancos de dados incorporados ao *software*, tais como o *Meteonorm 6.1* ou *NASA-SSE*.

Conforme consta nos memoriais descritivos, as usinas fotovoltaicas dos *campi* do IFRN que foram projetadas utilizando o *software PVsys*, foi levado em consideração nas simulações as informações básicas e as perdas inerente ao sistema.

2.5 Fatores que trazem perdas no desempenho de uma usina fotovoltaica

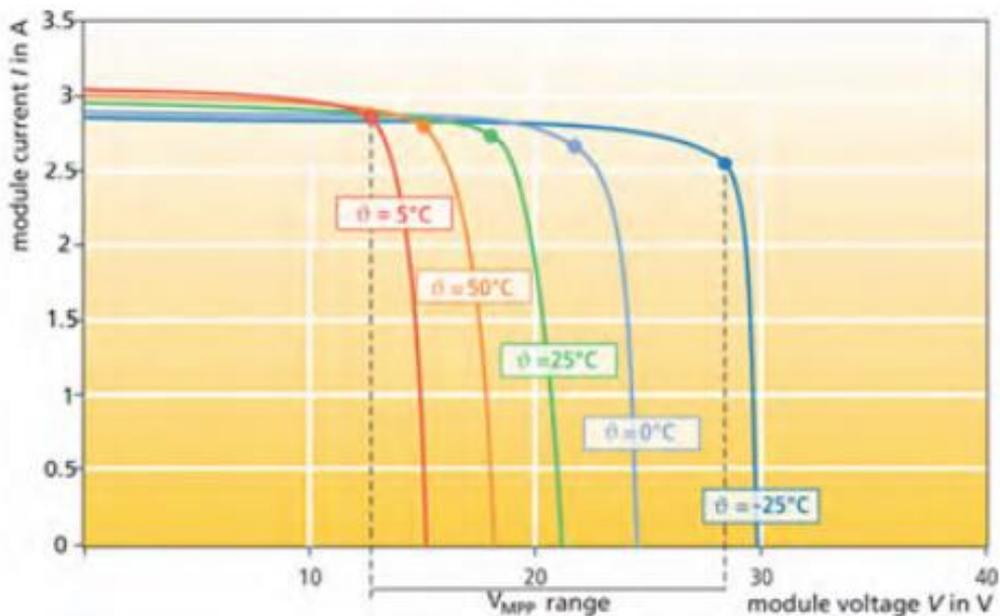
A geração anual de energia em corrente contínua de um módulo fotovoltaico é diretamente afetada por diversos fatores simultâneos, alguns estão relacionados às

características intrínsecas do módulo fotovoltaico, ao passo que outros às condições ambientais do local da instalação do sistema. As causas de maior relevância incluem: a irradiância solar, a potência dos dispositivos, a temperatura de operação dos módulos (influenciada pelo coeficiente de temperatura), a oscilação da tensão no ponto de potência máxima (V_{mP}) em função da variação da irradiância solar, a deposição de sujeira sobre as placas, as variações no espectro solar e as perdas ópticas que ocorrem quando a luz solar incide em ângulos elevados de incidência (AOI) (King; Boyson; Kratochvil, 2002).

2.5.1 Perdas térmicas devido ao local de instalação

O nível de irradiação que atinge as placas FV é preponderante para determinar a intensidade da corrente produzida pelas células, de maneira oposta à temperatura dos módulos afeta de forma negativa a eficiência de geração do sistema. O Gráfico 5 demonstra a diferença de corrente/tensão dos módulos em diferentes temperaturas a uma irradiação constante de $1000\text{W}/\text{m}^2$.

Gráfico 5 - Curva corrente/tensão de um módulo a diferentes temperaturas a uma irradiação constante de $1000\text{W}/\text{m}^2$

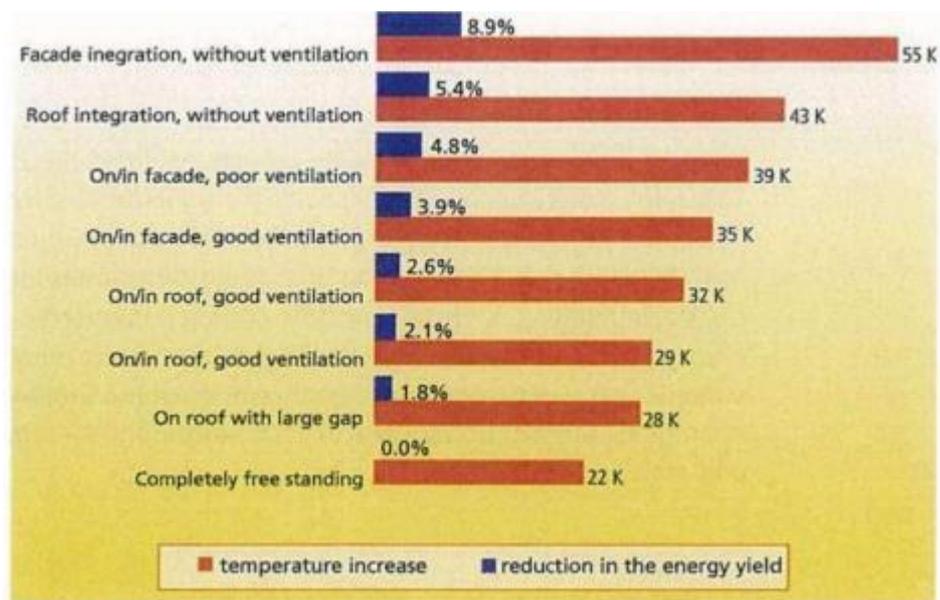


Fonte: DGS (2013).

De acordo com Pinho e Galdino (2014), no manual de engenharia fotovoltaica, os módulos de filme fino, que apresentam a tecnologia de silício possuem o menor coeficiente de temperatura, o que resulta em menores perda em seu desempenho.

Uma forma de reduzir as perdas decorrentes do aumento da temperatura nos módulos é que a instalação possibilite a circulação de ar entre os módulos, o que acaba facilitando a dissipação de calor. O modo de instalação também é um fator que deve ser levado em consideração quando se trata da temperatura/produzitividade das placas (Araújo; Rank; Bueno, 2016). Como pode ser visto no Gráfico 6:

Gráfico 6 - Aumento e redução de temperatura de acordo com o modo de instalação dos painéis fotovoltaicos



Fonte: DGS (2013).

2.5.2 Perdas ôhmicas devido à condutividade no cobre

As instalações elétricas estão sujeitas a perdas de energia por efeito Joule, isso ocorre devido à resistência dos cabos à passagem da corrente elétrica nos cabos condutores dos circuitos elétricos. Definida pela equação 1:

$$P = r \cdot i^2 \quad (1)$$

Onde:

P = Potência dissipada (*Watts*);

r = Resistencia ôhmica do cabo condutor (*Ohm*);

i = Corrente elétrica (*A*).

Os parâmetros que determinam a resistência do condutor são a resistividade elétrica do material, o comprimento e a seção transversal, expressa pela equação 2.

$$R = \rho \cdot \frac{L(\text{metros})}{A(\text{mm}^2)} \quad (2)$$

Onde:

R = Resistência ôhmica dos cabos condutores (Ohm);

ρ = Resistividade do condutor (Ohm.m);

L = Comprimento dos cabos condutores (metros);

A = Seção transversal do cabo condutor (mm²).

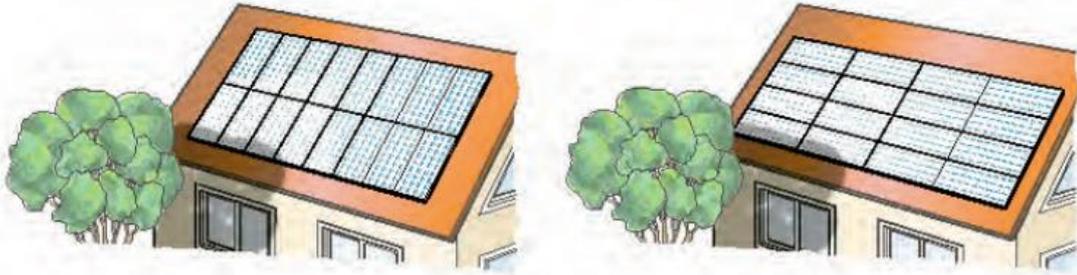
Dessa forma, é possível dizer que a resistência dos cabos condutores é proporcional ao seu comprimento e inversamente proporcional à área da sua seção transversal, sendo a resistividade uma constante que é uma característica intrínseca do material do condutor, chamada resistividade.

As perdas nos cabos condutores são definidas pelo cálculo da queda de tensão. A NBR 16690:2019 recomenda que a queda de tensão nos cabeamentos de corrente contínua entre os arranjos fotovoltaicos e o inversor não seja superior a 3% (ABNT, 2019). A NBR 5410:2008 recomenda uma queda de tensão não superior a 4% entre o inversor e o Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT) (ABNT, 2008).

2.5.3 Perdas devido aos arranjos

As perdas se relacionam com a maneira em que as placas são instaladas em um determinado local, pois a depender da sua orientação no espaço podem ocorrer mais ou menos perdas, ocasionadas devido ao sombreamento ou até mesmo devido à relação ao sentido de incidência dos raios solares. No caso da Figura 5, à esquerda, podemos evidenciar um arranjo que foram instalados na vertical, já à direita, observamos um posicionamento horizontal. Em ambos os casos, evidenciamos perda ôhmica por sombreamento ocasionada pela má escolha do arranjo, porém nesta, duas placas estão sendo afetadas, já naquela evidenciamos quatro que sofrerem incapacidade produtiva (Araújo; Rank; Bueno, 2016).

Figura 5 - Sombreamento parcial nos módulos de acordo com sua disposição, horizontal ou vertical



Fonte: DGS (2013).

No mais, as perdas por arranjo também podem ocorrer devido à inclinação do telhado e o movimento aparente do sol, utilizando o mesmo exemplo anterior no qual a casa demonstrada na imagem possui duas águas, caso a movimentação do sol nesta localidade não aconteça exatamente na divisão dos telhados desta (entre as duas águas), podemos afirmar que durante o primeiro período do dia, as placas visíveis na imagem não receberão a incidência dos raios, pois a posição em que o sol estará iluminando será exatamente nas costas de onde podemos observá-las na Figura 5, afetando assim a produtividade energética devido à má escolha do arranjo.

2.5.4 Perdas PID +LID, *Mismatch*

As perdas de PID tornaram-se comum devido à criação de parques fotovoltaicos geradores de médio e grande porte, onde são alocadas em série uma grande quantidade de células FV, que fazem uso de altas tensões para que haja redução das perdas. Como resultado disso, ocorre a fuga da corrente elétrica que devido às imperfeições em seu isolamento, acaba transpassando o vidro e os encapsulastes das células em direção ao condutor ao potencial de terra, gerando fuga de corrente e como consequência a diminuição da eficiência do sistema. Além disso, a umidade e a temperatura trabalham como condutores, agravando ainda mais esse fenômeno, fazendo com que sua perda seja ainda maior (Araújo; Rank; Bueno, 2016).

Contudo, por se tratar de um fenômeno muito recente, os estudos nessa área ainda estão em fase prematura, entretanto a instalação de um aterramento adequado vem se mostrando bastante eficaz para combater esse tipo de perda (Pincel *et al.*, 2010).

Já a degradação por LID – (*light Induced Degradation* - degradação induzida pela luz), ocorre durante as primeiras horas de exposição solar nas células de silício, essa exposição causa uma redução na eficiência fotovoltaica que pode atingir até 10% de seu potencial no primeiro

mês após a instalação. A partir daí, ocorre um fenômeno de estabilização energética, que ocasionará menores níveis de perda nos anos seguintes. Esse efeito decorre da ação do boro com outros elementos químicos presente nas placas de silício, principalmente o oxigênio, assim como o ferro ou o cobre (Zapata, 2021).

O *Mismatch* – (incompatibilidade ou descasamento) ocorre quando duas ou mais placas posicionadas em série, por algum motivo, não conseguem desempenhar a mesma eficiência. Consoante Pinho e Galdino (2014), o descompasso dessa eficiência pode ocorrer devido a uma série de fatores, entre eles está o sombreamento parcial, temperatura elevada, sujeira localizada, curtos em diodos de desvio, células desgastadas, entre outros.

2.5.5 Perdas no inversor

Os inversores consistem em um dispositivo que têm a finalidade de converter a energia elétrica proveniente dos arranjos fotovoltaicos onde é gerada na forma de corrente contínua em tensão alternada, fazendo com que seja possível sua utilização nos equipamentos (Pinho; Galdino, 2014). Contudo, o processo de conversão possui em perdas que podem ser magnéticas e de cobre, autoconsumo e advindas dos componentes eletrônicos (Rosa; Gasparin, 2016).

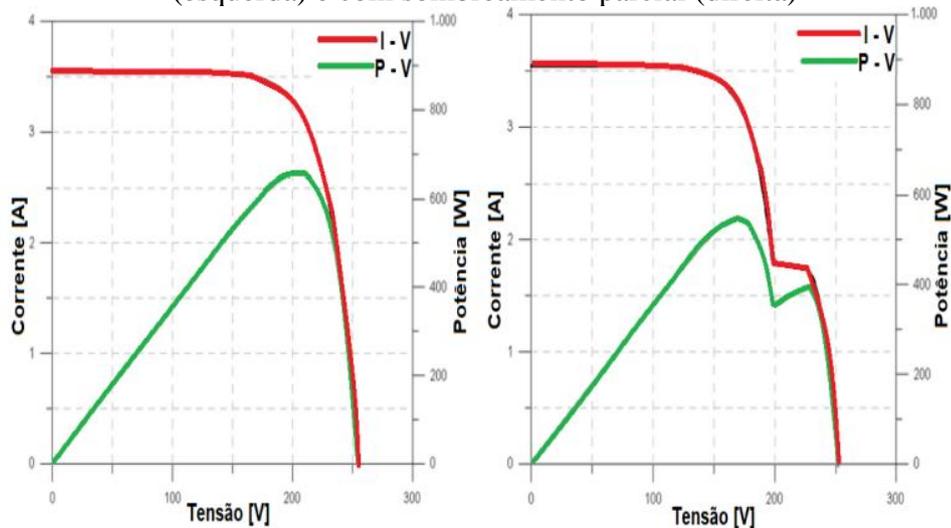
As orientações relativas aos projetos dos sistemas solar fotovoltaico *on-grid* normalmente conduzem ao dimensionamento dos inversores para uma potência inferior aos dos arranjos fotovoltaicos, isso ocorre em função do entendimento de que os sistemas fotovoltaicos raramente terão a potência na saída CC igual ou superior nominal dos inversores que frequentemente são dimensionados em torno de 30% ou inferior à potência dos arranjos fotovoltaicos. Esta ação pode resultar em perdas consideráveis de geração de energia (Burger; Rüther, 2006).

2.5.6 Perdas por sujidades

O acúmulo de sujeira sobre os módulos fotovoltaicos é transportado pelo ar devido à poluição ocasionada pela industrialização, pelo intenso tráfego de veículos das cidades, ou pelo depósito de matéria orgânica como folhas ou excrementos de aves. Esse fenômeno consiste em um processo natural que varia de intensidade de acordo com a localidade da instalação do sistema fotovoltaico. Essa situação, por mais simples que pareça, cria uma barreira que dificulta a irradiação solar de atingir as células e conseqüentemente, reduzem a potência elétrica de saída do módulo, gerando um fator de perda significativo para um sistema fotovoltaico.

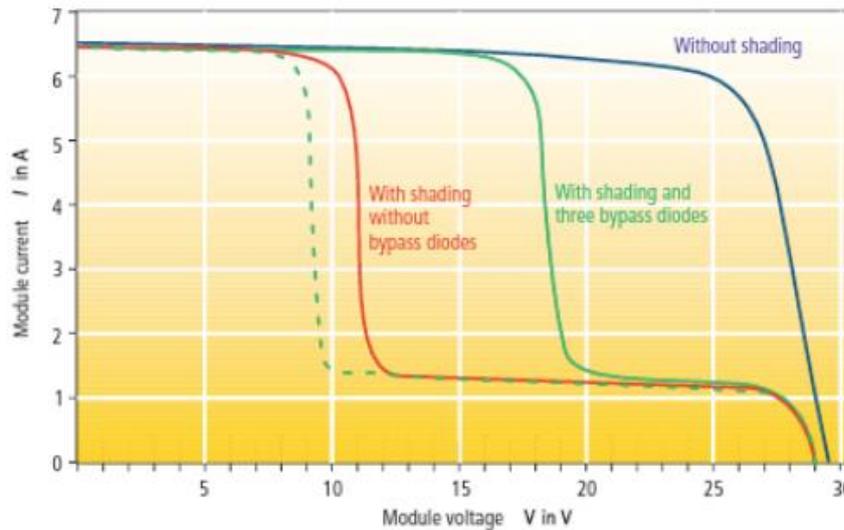
Segundo Pinho e Galdino (2014), a deposição de uma simples folha de árvore ou de excremento de aves sobre em uma das células do módulo é o suficiente para reduzir a radiação recebida pelo sistema, reduzindo a corrente do arranjo limitando todos os módulos conectados. Isso gera a perda de potência e dissipação de energia no local sombreado, por onde flui uma corrente reversa relativamente alta, causando aquecimento de forma que o material da célula possa ser danificado, ocasionando os *hot spots*. Estes, por sua vez, provocam a atuação dos diodos de desvios para que essa corrente reserva consiga percorrer um caminho alternativo e consequentemente reduzir as chances de ocasionar tal problema. É importante que a instalação dos sistemas fotovoltaicos seja montada com uma angulação de pelos menos 10° , o que é suficiente para ocorrer a autolimpeza por meio das chuvas, além de intensificar o aproveitamento do potencial energético disponível durante o dia, que varia devido a angulação de incidência dos raios solares os quais oscilam devido ao aparente movimento (Leste-Oeste) do sol. Os citados problemas podem ser analisados pelos Gráficos 7 e 8:

Gráfico 7 - Curvas de corrente versus tensão de módulos fotovoltaicos sem sombreamento (esquerda) e com sombreamento parcial (direita)



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Gráfico 8 - Curva de um módulo contendo uma célula sombreada sem diodo de desvio, com 3 diodos de desvio e sem sombreamento respectivamente



Fonte: DGS (2013).

2.5.7 Perdas por ângulo de incidência da luz (IAM)

Não há ângulo de inclinação universal que as placas devem ser instaladas. Se esse pensamento for seguido, é capaz que grande parte do potencial instalado de uma unidade produtora possa ser desperdiçado, pois para identificar a melhor posição que as placas devem ser instaladas é necessário uma série de estudos e observações pelas quais seja possível compreender a variação da posição do sol durante todo o ano. Para isso, pode-se utilizar os programas de simulações computacionais. Neste estudo, foi utilizado o software *PVsyst*, capaz de auxiliar na identificação do melhor ângulo de inclinação possível.

A absorção ideal da radiação solar ocorre quando o painel está alinhado de forma perpendicular aos raios solares. Quando o ângulo de incidência ultrapassa cerca de 60 graus, a refletância da superfície de vidro aumenta, reduzindo a quantidade de luz que atinge as células fotovoltaicas e, conseqüentemente, a geração de energia. Para otimizar a captação da luz solar e aumentar a eficiência, é fundamental ajustar a orientação do painel conforme a posição do Sol (Verma; Singhal, 2015 *apud* Tonolo, 2019).

Sabendo disso, para maximizar os níveis de produção, diversos parques fotovoltaicos passaram a adotar o sistema de *tracker* (rastreador solar), que possibilita rastrear o sol e adaptar a inclinação de suas placas de acordo com o horário do dia e com a época do ano em que se encontram, assim eles conseguem ter um ganho energético significativo e permanecer com um pico constante de produção, independente do dia, hora ou época do ano. Pode ser visto o sistema

solar fotovoltaico montado no solo com rastreador solar nas Figuras 6 e 7, e o Gráfico 9 das curvas de um sistema fotovoltaico com e sem rastreador solar.

Figura 6 - Usina fotovoltaica da *Tritec-Intervento* no Chile



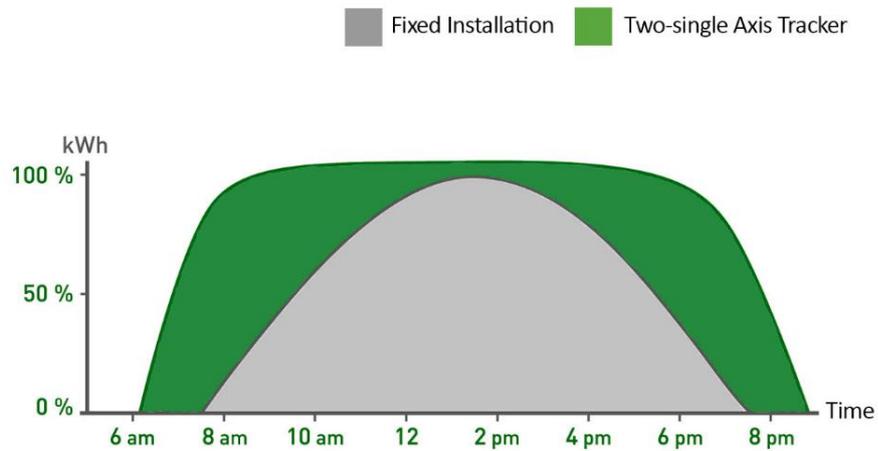
Fonte: Ecoa Energias Renováveis (2020).

Figura 7 - Usina fotovoltaica da *Tritec-Intervento* no Chile



Fonte: Ecoa Energias Renováveis (2020).

Gráfico 9 - Curva de geração - sistema móvel e fixo



Fonte: Ecoa Energias Renováveis (2020).

2.5.8 Perdas por degradação dos módulos

Devido a sua exposição a fatores químicos e físicos, a degradação dos painéis juntamente com a sujidade consiste em um processo natural que varia de acordo com o ambiente em que ele está inserido. A ocorrência de deterioração de seus componentes pode afetar sua capacidade e, mesmo que não seja ideal a continuidade de sua utilização, ainda é possível gerar energia por meio dele (Ndiaye *et al.*, 2013).

Em quase todos os casos, os principais fatores ambientais que contribuem para os mecanismos de degradação incluem temperatura, umidade, infiltração de água e intensidade de radiação UV. Esses fatores causam estresse significativo ao longo da vida útil de um dispositivo. Geralmente, os mecanismos de degradação envolvem tanto efeitos físicos quanto reações químicas (Ndiaye *et al.*, 2014 *apud* Tonolo, 2019).

As corrosões, delaminações, descolorações, rachaduras, os *snail trail*, os *hot spots*, são alguns dos exemplos das degradações que uma placa FV está suscetível a sofrer em meio ao seu uso.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 Caracterização da Pesquisa

Esta pesquisa, quanto a sua natureza ou finalidade, pode ser enquadrada como uma pesquisa do tipo aplicada, uma vez que a pesquisa gerou conhecimentos aplicáveis na prática, propondo uma solução de um problema específico, neste caso a avaliação das condições operativas das usinas dos *campi*.

De acordo com a abordagem, a pesquisa pode ser enquadrada como quantitativa uma vez que esta vai quantificar a real produção de energia versus os resultados obtidos a partir de simulações computacionais através do *software PVsyst*. Os dados a serem tratados são quantificáveis, além disso as opiniões poderão ser traduzidas em números.

Quanto aos objetivos, a pesquisa tem características exploratórias e descritivas. O caráter exploratório vem do fato de que em suas fases iniciais a pesquisa vai recuperar as informações disponíveis, neste caso, o histórico de geração das usinas dos *campi*. Após o levantamento destas informações, foram identificados os fenômenos que regem a operação destas usinas. Para embasar os estudos, foram realizados levantamentos bibliográficos. O aspecto descritivo decorre do fato de a pesquisa tratar-se de um estudo de caso, implementado na forma de observações sistemáticas do processo (desempenho operacional das usinas).

Neste capítulo o trabalho foi dividido em cinco partes por *campi*, conforme descrito abaixo:

Na primeira parte, são levantadas as informações referentes às descrições gerais das UFV – Usinas Fotovoltaicas de cada *campi* através dos memoriais descritivos. Na segunda parte, foram feitas as aquisições dos dados de geração provenientes dos inversores das usinas de cada *Campi* e tabulado. Na terceira parte, foram definidos os parâmetros de desempenho a serem comparados. Na quarta parte, realização das simulações no *PVsyst* e comparativo entre os resultados tabulados, geração real e simulações no *PVsyst*. Na quinta parte, foi feita a elaboração do relatório das não conformidades.

As informações de geração fotovoltaica de todas as usinas instaladas nos *campi* do IFRN, foram coletadas através do portal do servidor da *web* integrado com um *software* de monitoração nos inversores e através de visitas técnicas realizadas nos *campi* para aquisição de dados dos inversores e verificação do funcionamento dos sistemas fotovoltaicos. Como cada usina possui suas próprias características, foram realizados os levantamentos e análises individualmente.

3.2 Simulações dos sistemas reais

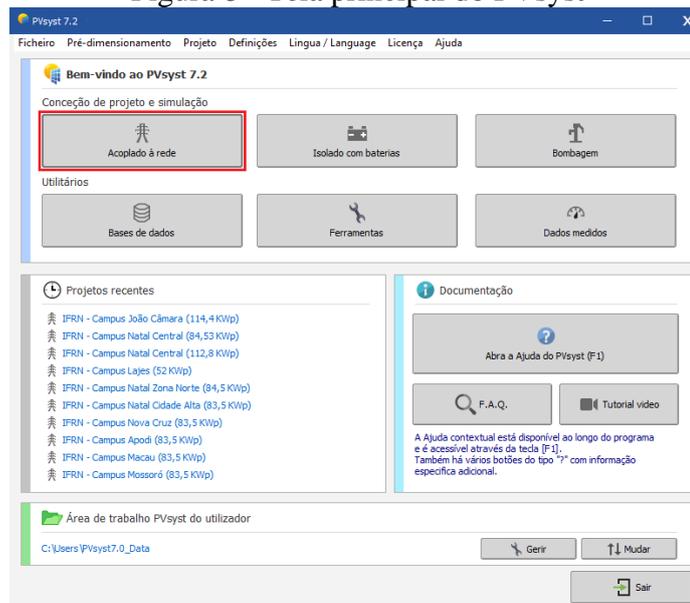
Para comparar e analisar os dados reais da geração de energia fotovoltaica versus simulado das UFV dos *campi* do IFRN, foi usado o *software* PVsyst. Este *software* foi desenvolvido pela Universidade de Genebra, na Suíça, e projetado para ser utilizado por arquitetos, engenheiros, pesquisadores e estudantes que possuam interesse em trabalhar com sistemas fotovoltaicos. Ele possui um vasto banco de dados climáticos e dados técnicos completos de diversos fabricantes de equipamentos utilizados em sistemas FV. O site da empresa desenvolvedora do *software* disponibiliza gratuitamente pelo período de 30 dias sua última versão com todos os recursos disponíveis. Foi utilizado neste trabalho a versão 7.2.16.

3.3 Procedimento realizado no PVsyst

Nesse tópico, segue o passo a passo feito no *software* PVsyst. O método é simples, porém requer conhecimento e entendimento sobre alguns detalhes mostrados na sequência.

Inicialmente, na tela principal do *software* do PVsyst, escolheu-se a forma de “Concepção de projeto e simulação”. Neste caso, todas as usinas fotovoltaicas dos *campi* do IFRN, objeto de estudo, são conectadas à rede da concessionária de energia. De acordo a Figura 8, foi selecionada a opção “Acoplado à rede”.

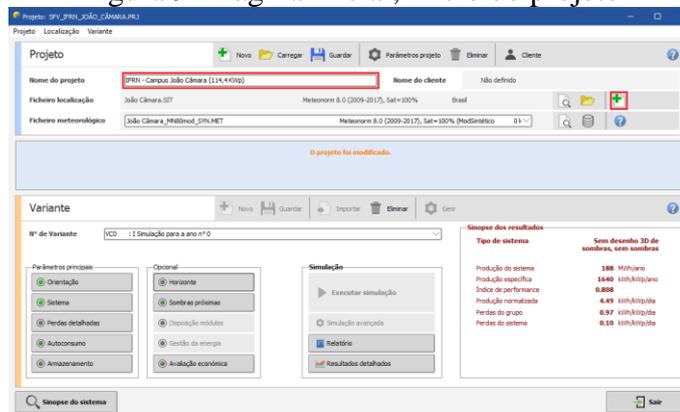
Figura 8 - Tela principal do PVsyst



Fonte: Dados da pesquisa (2023).

Ao clicar no botão “Acoplado à rede”, abrirá a janela da Figura 9, na opção ficheiro meteorológico.

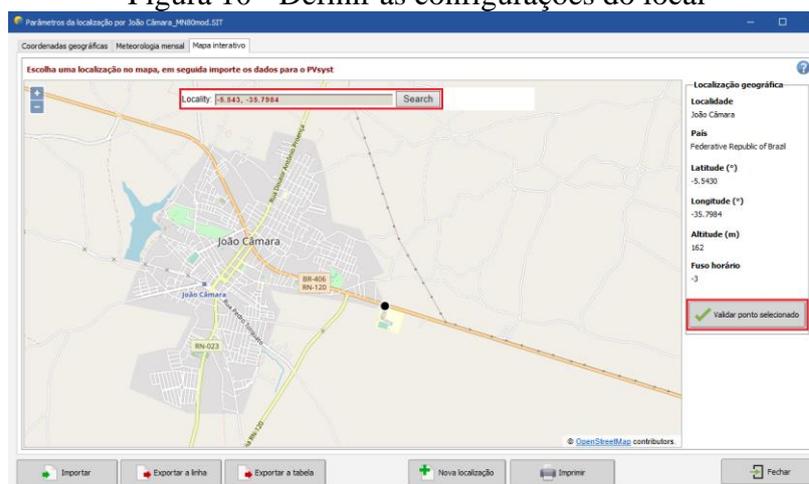
Figura 9 - Página inicial, início do projeto



Fonte: Dados da pesquisa (2023).

No próximo passo, conforme a Figura 10, na aba “*Locality*”, definiu-se as configurações do Local (pode-se pesquisar as coordenadas de latitude e longitude na internet ou usar a função de pesquisa integrada) e definir as coordenadas geográficas do local onde o sistema fotovoltaico será instalado. O PVsyst localizará o ficheiro meteorológico da estação mais próxima do local da instalação para importar os dados, escolhe-se umas das opções e importar os dados meteorológicos, ver Figura 11.

Figura 10 - Definir as configurações do local



Fonte: Dados da pesquisa (2023).

Figura 11 - Parâmetros de localização

Fonte: Dados da pesquisa (2023).

Na próxima etapa, como pode ser visto na Figura 12, o *software* disponibilizou os dados de irradiação horizontal total, irradiação difusa horizontal, temperatura, velocidade do vento, turvação de linke (mede a transparência da atmosfera em relação à luz solar direta) e umidade relativa. Todos os dados meteorológicos utilizados nas simulações tiveram como referência o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sergio de S. Brito (CRESESB). Deve-se verificar se os dados foram transferidos com sucesso.

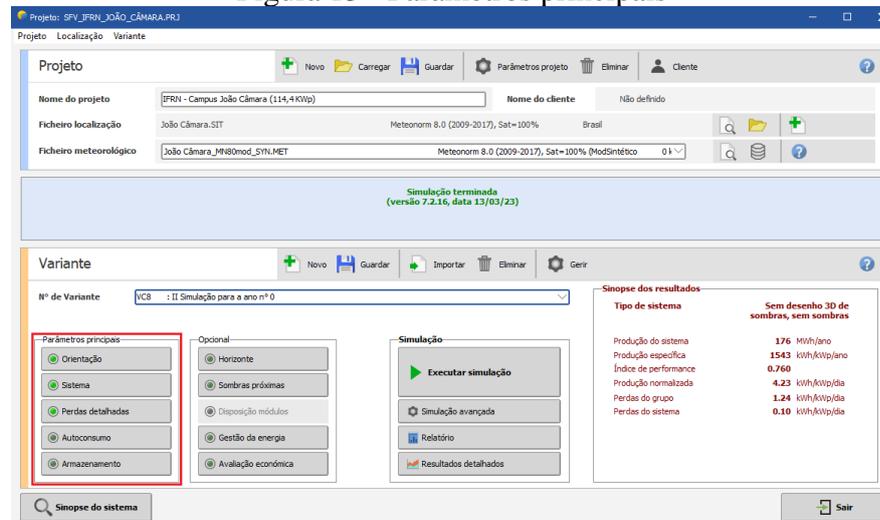
Figura 12 - Parâmetros de localização, fonte dos dados

	Irradiação horizontal total kWh/m²/da	Irradiação difusa horizontal kWh/m²/da	Temperatura °C	Velocidade do vento m/s	Turvação de Linke [-]	Humidade relativa %
Janeiro	5.72	2.58	27.9	4.49	3.388	71.8
Fevereiro	5.80	2.61	27.8	4.20	3.511	73.8
Março	5.81	2.36	27.9	3.80	3.411	74.5
Abril	5.46	2.29	27.1	3.60	3.319	79.2
Mai	5.00	2.31	27.0	3.69	3.171	78.3
Junho	4.63	2.23	25.5	3.80	3.254	80.1
Julho	4.80	2.31	25.5	4.30	3.320	76.6
Agosto	5.49	2.19	25.7	4.80	3.314	73.1
Setembro	5.86	2.39	26.0	5.20	3.602	72.4
Outubro	6.03	2.61	27.2	5.30	3.422	68.8
Novembro	6.17	2.29	27.3	5.19	3.711	69.6
Dezembro	5.79	2.55	28.1	4.99	3.571	69.3
Ano	5.54	2.39	26.9	4.4	3.414	74.0

Fonte: Dados da pesquisa (2023).

Com a definição dos dados meteorológicos, a etapa seguinte, conforme mostra a Figura 13, foram definidos os parâmetros do projeto inserido através da aba “Parâmetros principais”, ou seja, orientação, sistema e perdas detalhadas.

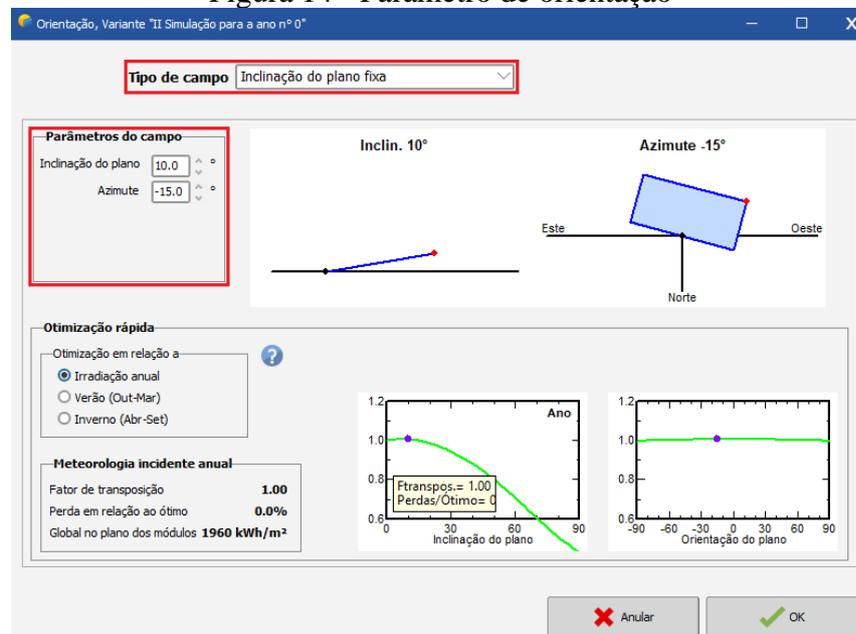
Figura 13 - Parâmetros principais



Fonte: Dados da pesquisa (2023).

Continuando, na aba orientação (ver Figura 13) e de acordo com as informações dos memoriais descritivos de cada *campi*, foi definido o tipo de campo, a inclinação do plano e o azimute, conforme Figura 14.

Figura 14 - Parâmetro de orientação



Fonte: Dados da pesquisa (2023).

Na sequência, para a próxima etapa, acessou-se a aba de sistema (ver Figura 13), e conforme a Figura 15, realizou-se a seleção dos módulos e inversores que compõem o SFV em

questão e, posteriormente, dimensionado os grupos e seus respectivos arranjos determinando a quantidade de módulos por *strings* e o número de *strings* por *Maximum Power Point Tracking* - Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (MPPT) disponíveis em cada inversor.

Figura 15 - Seleção dos módulos

The screenshot shows a software window for defining a solar system. It is divided into several sections:

- Sub-grupo:** Name and orientation settings, including 'Arranjo 1', 'Ordem 1', 'Inclinação 10°', and 'Azimute -15°'.
- Seleção do módulo PV:** Filter set to 'Todos os módulos PV'. Selected module: CSI Solar, 250 Wp, 26V, Si-poly, C56P - 260P, Até 2016, Manufacturer 2015. Dimensions: Vmp (85°C) 23.9 V, Voc (10°C) 39.5 V.
- Seleção do inversor:** Inverter: SMA, 25 kW, 390-800 V, TL, 50/60 Hz, Sunny Tripower 2500TL-30, Desde 2014. Tensão de saída: 400 V Tr 50Hz. Tensão de funcionamento: 390-800 V. Potência do inversor utilizada: 13.6 kWca. Tensão máxima entrada: 1000 V. Inversor com 2 MPPT.
- Dimensamento do grupo:** Number of modules and strings. Mod. em série: 20. Nr. strings: 3. Nº de módulos: 60. Superfície: 97 m².
- Condições de funcionamento:** Wmp (85°C): 438 V, Vmp (20°C): 622 V, Voc (10°C): 791 V. Irradiância, no plano: 1000 W/m². Imp (STC): 25.9 A, Isc (STC): 27.4 A. Potência nom. grupo (STC): 15.6 kWp.
- Lista dos sub-grupos:** A table listing sub-groups and their components.

Nome	#Mód #Inv.	#String #MPPT
Arranjo 1		
- CSI Solar - C56P - 260P	20	3
- SMA - Sunny Tripower 2500...	1	1
Arranjo 2		
- CSI Solar - C56P - 260P	25	2
- SMA - Sunny Tripower 2500...	1	1
Arranjo 3		
- CSI Solar - C56P - 260P	20	3
- SMA - Sunny Tripower 2500...	1	1
Arranjo 4		
- CSI Solar - C56P - 260P	20	3
- SMA - Sunny Tripower 2500...	1	1
- Resumo do sistema global:**
 - Número de módulos: 440
 - Superfície módulos: 708 m²
 - N.º de inversores: 4
 - Potência nominal PV: 114 kWp
 - Potência máxima PV: 109 kWDC
 - Potência AC nominal: 100.0 kWAC
 - Rácio Pmax: 1.144

Fonte: Dados da pesquisa (2023).

Na aba de perdas detalhadas (ver Figura 13), na próxima etapa, foram inseridos os respectivos valores para cada uma das perdas detalhadas, conforme frisado na Figura 16.

Figura 16 - Parâmetros térmicos

The screenshot shows a software window for defining thermal parameters. It is titled 'Parâmetros de perdas do campo PV'. The main content area is titled 'Os parâmetros térmicos são definidos para a integralidade do sistema'. It contains several sections:

- Envelhecimento:** Parâmetros térmicos.
- Indisponibilidade:** Perdas óhmicas, Qualidade dos módulos - LID - Mismatch, Perdas devidas à sujidade.
- Correção espectral:** Perdas IAM, Auxiliares.
- Fator de perdas térmicas do campo:**
 - Fator de perdas térm. $U = U_c + U_v + V_{\text{velvento}}$
 - Fator de perda constante U_c : 20.0 W/m²K
 - Fator de perdas U_v dev. à vel. do vento: 0.0 W/m²K m/s
 - Valores padrão de acordo com a montagem:
 - Módulos 'vivos' com circulação de ar
 - Semi-integrado com condução de ar
 - Integrado com isolamento completa posterior
- Fator NOCT equivalente:**
 - NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) é frequentemente especificado pelos fabricantes para o próprio módulo. Esta é uma alternativa à definição do valor U_c , o que não faz sentido quando aplicado ao grupo em funcionamento.
 - Não recomendamos a utilização da abordagem NOCT. Essa abordagem traz muita confusão quando aplicada aos
 - Botão: Ainda assim veja o NOCT

Fonte: Dados da pesquisa (2023).

O 'parâmetro térmico' é o primeiro campo a ser preenchido, conforme pode ser visto na Figura 16. O comportamento térmico das usinas fotovoltaicas é definido através do balanço de energia entre a temperatura do local da instalação do sistema e o calor das células provocado

pela radiação incidente. Na ausência de dados confiáveis de medições, o programa do *PVsyst* sugere um valor padrão sem a dependência da velocidade do vento. Para isso, o programa propõe um valor médio da velocidade do vento. O referido valor do projeto considerado pelo *PVsyst* é, a $UC = 20 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$ e $UV = 0 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$, conforme pode ser visto na Figura 16.

Apesar da proposição que o programa permite, os valores podem ser alterados conforme o tipo de montagem do sistema fotovoltaico. As concepções podem ser módulos livres com circulação de ar, semi-integrado com circulação de ar e integrado com isolamento completa. Para a análise desse projeto foi considerado o semi-integrado. No campo de perdas ôhmicas, como pode ser visto na Figura 16, foram considerados os valores do projeto conforme determinado nos memoriais descritivos das usinas fotovoltaicas, para os quais foram calculadas as perdas nos circuitos CC e CA.

O próximo passo foi a inserção dos parâmetros do terceiro campo, ‘*qualidade dos módulos, LID, Mismatch*’. A confiabilidade do desempenho real em relação às especificações do fabricante é referida como "qualidade do módulo". O parâmetro ‘*LID*’ é um desvio de desempenho que surge, especialmente nos módulos com células policristalinos, poucas horas quando exposto ao sol. Este desvio está relacionado diretamente à qualidade de produção dos *wafers*, que pode alterar entre 1 % e 3 %. Quando o módulo é exposto à luz, a presença de oxigênio existente no silício (Si) fundido durante o processo de fabricação dos módulos fazem com que o oxigênio capture elétron, formando lacunas pelo efeito fotovoltaico.

O programa do *PVsyst* propõe um valor padrão de 2 %. Os desvios do item ‘Perdas dos módulos com *mismatch*’, está relacionado à incompatibilidade entre os módulos, uma vez que o módulo que tiver a corrente elétrica mais baixa é a que determinará a corrente elétrica de toda a série dos elementos. O valor padrão predefinido para as perdas de potência no MPPT é de 2 %. Já o parâmetro ‘*mismatch* da tensão das fiadas’ determina a diferença de potencial do somatório de cada módulo em uma *string* e conseqüentemente a potência obtida do conjunto. O efeito *mismatch* de tensão nas *strings* pode ter diversas causas, e as principais delas incluem:

- Variações de iluminação: Nos sistemas fotovoltaicos, a iluminação pode variar ao longo do dia devido à passagem das nuvens, sombreamento por objetos, entre outros, podendo causar variação na tensão elétrica entre as *strings* dos painéis solares;
- Envelhecimento ou degradação dos módulos fotovoltaicos: com o passar do tempo, os módulos podem se degradar, podendo provocar variações nas características elétricas entre os módulos e conseqüentemente na *string*;
- Degradação ou falhas nas conexões: defeito nas conexões elétricas, gasto ou soltas podem causar desequilíbrios de tensão;

- Baixa qualidade dos componentes elétricos: componentes elétricos de má qualidade de fabricação podem apresentar problemas, se não no momento da instalação, mas ao longo do tempo;
- Sombreamento parcial: o sombreamento parcial sobre os módulos fotovoltaicos, por objetos, árvores, edificações ou estruturas adjacentes podem levar a variações de tensão nas *strings*;
- Erros de projeto: projeto mal elaborado, incluindo a má distribuição dos painéis fotovoltaicos, pode contribuir para o efeito *mismatch*;
- Degradação natural dos componentes do sistema: os componentes elétricos podem desgastar-se ao longo do tempo, resultando nos desvios de tensão.

Identificar e corrigir as causas do efeito *mismatch* é de suma importância para diminuir a possibilidade de impactar na eficiência e na confiabilidade de um sistema como um todo, evitando também de causar danos aos componentes. A instalação adequada, o constante monitoramento do sistema e a manutenção regular, podem ajudar na prevenção ou corrigir desequilíbrios de tensão. O *PVsyst* determina como padrão o valor de 0,1 %. Todos os itens descritos acima estão especificados na Figura 17 a seguir.

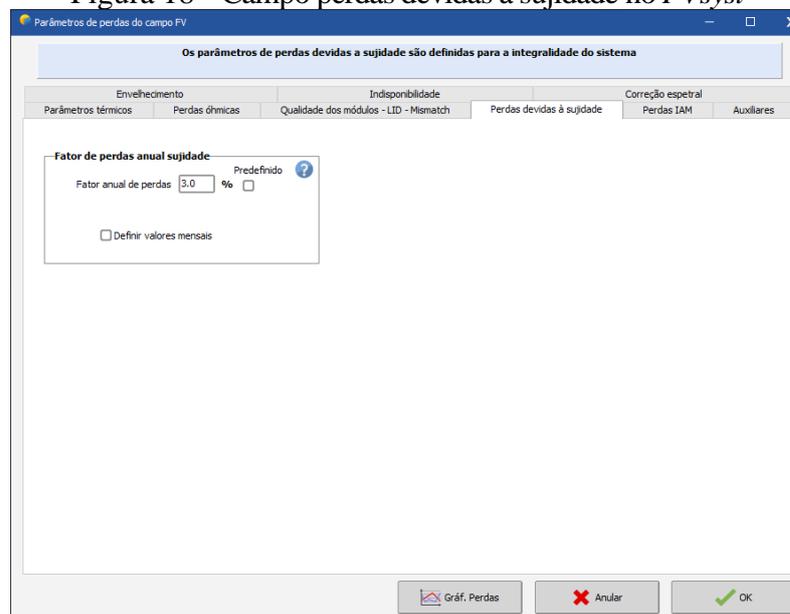
Figura 17 - Campo qualidade dos módulos — LID — *mismatch* no *PVsyst*

Fonte: Dados da pesquisa (2023).

Na sequência, segue o quarto campo do parâmetro ‘perdas devido à sujidade’. A sujidade nos módulos e em painéis dos sistemas fotovoltaicos pode causar significativas ineficiências provocados por perdas, afetando a geração de energia solar. O acúmulo de sujeira nos módulos

está fortemente associado às condições ambientais do local da instalação. A sujeira se acumula na superfície dos painéis e reduz a absorção da luz solar, consequentemente reduzindo a produção de energia elétrica. Nas zonas onde as chuvas são médias, a sujeira é baixa, menor que 1%, o que pode ser desprezado, com exceção das zonas agrícolas, urbanas e industrial. O tipo de sujeira pode ter interferência significativa, por exemplo, as fezes dos pássaros, que se não removidas facilmente, mas o seu impacto é considerado pequeno, menor que 2% na geração de energia. O software do *PVsys* por padrão considera 3%, conforme mostrado na Figura 18.

Figura 18 - Campo perdas devidas à sujeira no *PVsys*



Fonte: Dados da pesquisa (2023).

Abaixo, segue as principais perdas devido à sujeira em sistemas fotovoltaicos e suas consequências:

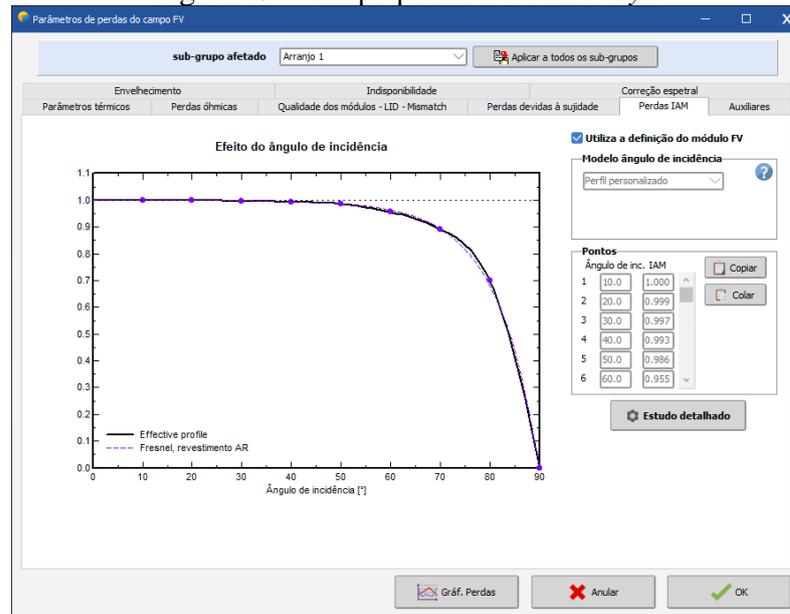
- Redução da captação da luz solar: as sujidades mais comuns são a poeira, os detritos, fezes das aves e outros resíduos como folhas de árvores ou objetos jogados ou levados por ação dos ventos. Podem tapar a superfície dos módulos em painéis solar fotovoltaico, bloqueando a passagem da luz e prejudicando a geração da energia;
- Sombreamento: o sombreamento pode ser causado também por acúmulos de sujeira, gerando sombras nas células fotovoltaicas, impossibilitando que a área afetada deixe de funcionar. O problema da sujeira pode ser seriamente problemático em sistemas com múltiplos painéis interligados, em que o sombreamento de um módulo pode afetar todo o sistema;

- Refração da luz: a refração é outro problema que a sujeidade pode causar na superfície dos módulos fotovoltaicos, alterando a forma como a luz solar é refratada, contribuindo ainda mais na eficiência da absorção da luz solar e reduzindo a produção de energia. Nos módulos com rachaduras ou fissuras, a poeira pode se acumular nesses locais, afetando negativamente a geração de energia. A sujeidade que vai se acumulando com o passar do tempo, pode se tornar um problema cada vez maior na medida que as camadas de sujeiras vão se sobrepondo.

Para reduzir as perdas provocadas pela sujeidade, é de suma importância manter uma programação de limpeza periódica da superfície dos painéis, constando no planejamento do setor de manutenção, incluindo inspeções visuais a fim de identificar e reparar possíveis fissuras e rachaduras. A frequência da limpeza dependerá das condições locais, como níveis de sujeidade e clima. Além disso, os projetos devem prever a instalação dos painéis fotovoltaicos em determinado ângulo a fim de promover a autolimpeza com a chuva. Além disso, o projetista deve dar preferência a módulos fotovoltaicos com materiais com a superfície antiaderente que ajuda na redução de acúmulo da sujeidade.

O quinto campo deste parâmetro chama-se 'perdas IAM'. IAM (*Incident Angle Modifier*) refere-se às perdas de eficiência que ocorrem quando a luz solar incide sobre um painel solar com ângulos não favoráveis, reduzindo a irradiância na superfície das células, causadas principalmente pelas reflexões na cobertura do vidro, provocado pelo aumento do ângulo de incidência da luz solar. O *PVsyst* utiliza as leis de Fresnel para essa determinação, conforme mostra a Figura 19. A primeira lei de Fresnel afirma que um raio de luz quando incide sobre uma superfície separados por dois meios com diferentes índices de refração, a luz é refletida, o ângulo de incidência é igual ao ângulo de reflexão. Pode ser expressa matematicamente como: $\theta_i = \theta_r$, onde θ_i é o ângulo de incidência e θ_r é o ângulo de reflexão.

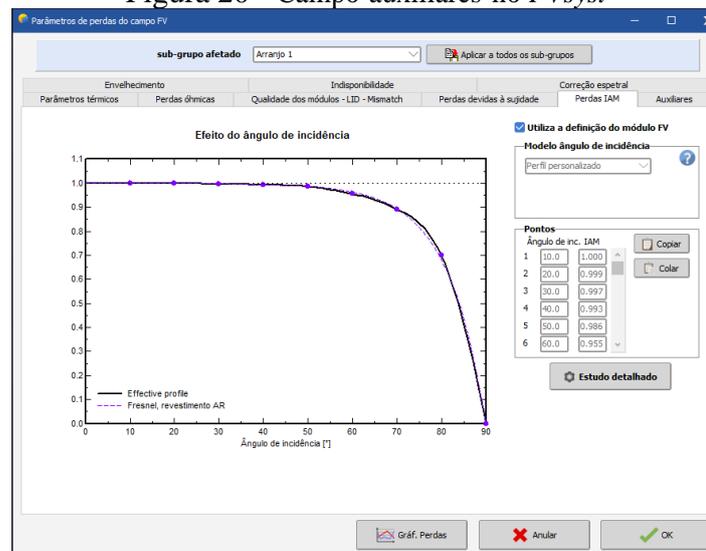
Figura 19 - Campo perdas IAM no PVsyst



Fonte: Dados da pesquisa (2023).

O próximo passo é o preenchimento do sexto campo, chamado de 'auxiliares'. Perdas auxiliares é definido como consumo de energia elétrica utilizado para manter toda infraestrutura para o gerenciamento do sistema fotovoltaicos, são exemplos de equipamentos auxiliares: exaustores para a remoção do calor, sistema de refrigeração, dispositivos eletroeletrônico e iluminação. O programa do *PVsyst* considera esse item se for marcado na simulação 'consumo de auxiliares definidos'. A informação desta perda pode ser vista na Figura 20.

Figura 20 - Campo auxiliares no PVsyst

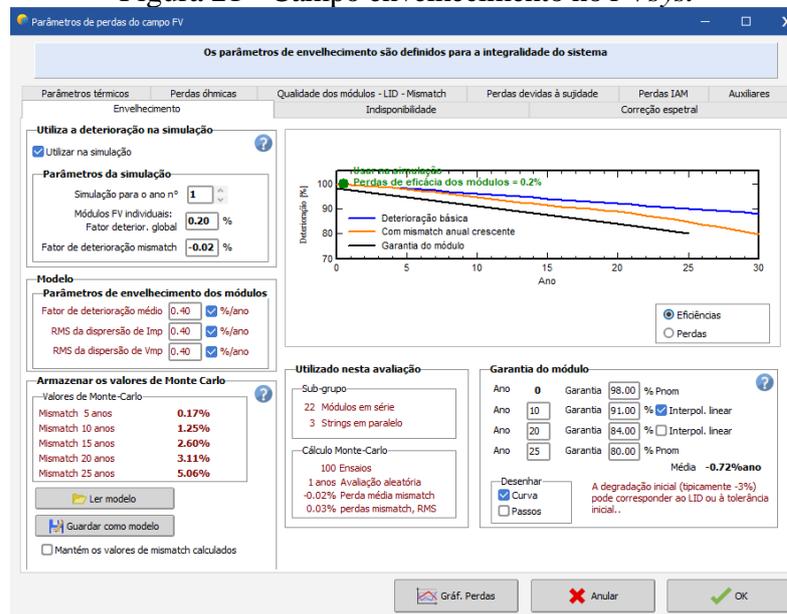


Fonte: Dados da pesquisa (2023).

O próximo passo serão as configurações chamado ‘envelhecimento’. Os componentes das instalações de um sistema fotovoltaico que estão sujeitos ao envelhecimento são: modulo fotovoltaicos, cabos CC e CA, disjuntores, conectores, dispositivos de proteção contra surtos (DPS), inversores (principalmente os expostos a ação do tempo) e outros componentes e equipamentos que fazem parte da instalação. Especificamente, os módulos fotovoltaicos, estão sujeitos a degradação natural e progressiva causando incompatibilidade entre os módulos, provocando perdas permanentes da eficiência que por definição é conhecido como fator de perdas de degradação.

O programa do *PVsyst* pré-define a perda inicial que é de 2 % e 20 % ao longo dos próximos 20 anos, porém com o constante avanço de tecnologia empregada nesses equipamentos, deve-se observar as especificações de cada fabricante devido ao constante avanço tecnológico. Um ponto importante a se observar é o aumento do *mismatch*, pois os módulos não se degradam uniformemente provocando perdas por descasamento. Este parâmetro pode ser visto na Figura 21.

Figura 21 - Campo envelhecimento no *PVsyst*



Fonte: Dados da pesquisa (2023).

O último parâmetro a ser considerado chama-se ‘indisponibilidade’. Este parâmetro está relacionado com a desconexão do sistema com a rede pública de energia elétrica (para os sistemas *on grid*). O desligamento do sistema pode acontecer por dois motivos, desligamento para realizar manutenção ou provocado por falhas. O seccionamento do sistema para manutenção pode ser mensurado se for planejado pelo setor de manutenção, mas as paradas por

falhas são eventos inesperados, portanto, este é um parâmetro difícil de mensurar. O *PVsys* pode criar essa configuração aleatoriamente. A Figura 22 mostra a descrição desse campo.

Figura 22 - Campo indisponibilidade *no PVsys*

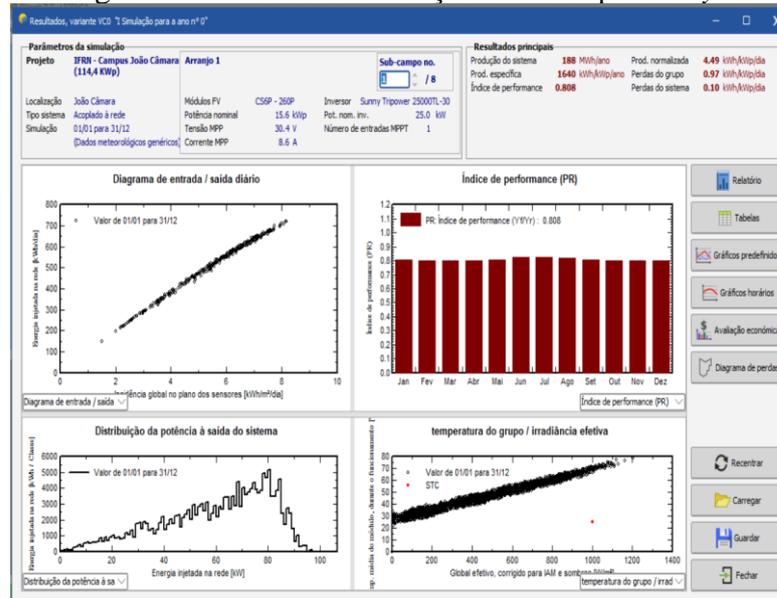
Fonte: Dados da pesquisa (2023).

Após definir os dados dos parâmetros de todo processo, por fim, pode-se efetuar a simulação e obter o relatório que o *PVsys* disponibiliza, conforme pode ser visto nas Figuras 23 e 24.

Figura 23 - Parâmetro executar simulação do *PVsys*

Fonte: Dados da pesquisa (2023).

Figura 24 - Detalhe da simulação realizada pelo PVsyst



Fonte: Dados da pesquisa (2023).

É importante destacar que o procedimento descrito até então mostra o processo feito para a obtenção dos resultados simulados das usinas fotovoltaicas com *PVsyst*, ou seja, estes mesmos passos serão repetidos para a análise das usinas fotovoltaicas dos 21 *Campi*. Os parâmetros utilizados em todas as simulações serão analisados para que possa ser realizada a comparação com a geração de energia real obtida do ano de 2016 até o ano de 2022 em cada uma delas.

3.4 Coleta de dados dos Inversores.

A fim de compararmos os dados simulados com os dados reais de geração de energia em cada usina dos 21 *campi*. Fizemos a coleta de dados nos inversores de cada campus fazendo medições de corrente utilizando alicates amperímetro, análise termográfica dos módulos fotovoltaicos e dos quadros de distribuição para detecção de possíveis pontos quentes, além dos dados coletados nos supervisórios de cada usina de acordo com o tipo de inversor. As visitas foram realizadas no período de 01/04/2023 a 15/12/2023.

No próximo capítulo, segue os resultados do *campus* João Câmara e de todas as usinas fotovoltaicas dos 21 *campi* que foram simuladas e visitadas,

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo, serão apresentados os resultados obtidos da UFV do *campus* de João Câmara e demais *campi*.

4.1 Usina Fotovoltaica do Campus de João Câmara

O Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte – *campus* João Câmara, está localizado no endereço: BR 406, Km 73, nº 3500, Perímetro Rural, João Câmara-RN, com coordenadas geográficas latitude 5°32'35.91" sul e longitude 35°47'54.25" oeste (Alsol Energias Renováveis, 2016).

Inaugurada em 15 de setembro de 2016, a UFV do *campus* de João Câmara é constituída por duas mesas fixadas no solo em forma de trilhos do tipo garagem, conforme Figura 25, composto por duas estruturas metálicas independentes ocupando uma área 374 m² cada, com 10° de inclinação, orientada para o Nordeste (desvio azimutal de 15°) e posicionada geograficamente sem possibilidade de sombreamento externo, conferindo um ótimo aproveitamento da irradiação solar. Cada mesa suporta 220 painéis fotovoltaicos com potência total de 100 Kw (50 Kw por estrutura). Os módulos fotovoltaicos são todos montados em estruturas de alumínio.

Figura 25 - UFV – Vista Aérea do *Campi* de João Câmara



Fonte: Adaptado pelo autor do *Google Earth* (2022).

De acordo com o memorial descritivo, o projeto da UFV do *campus* de João Câmara, foi concebido a partir dos dados climatológicos da irradiação Global no plano horizontal, Temperatura Ambiente e Velocidade do Vento, coletados na base de dados do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais e Atlas Brasileiro de Energia Solar (INPE/SWERA) obtido no ano de 2016 (Alsol Energias Renováveis, 2016), conforme Tabela 1:

Tabela 1 - Dados Climatológicos - INPE/SWERA

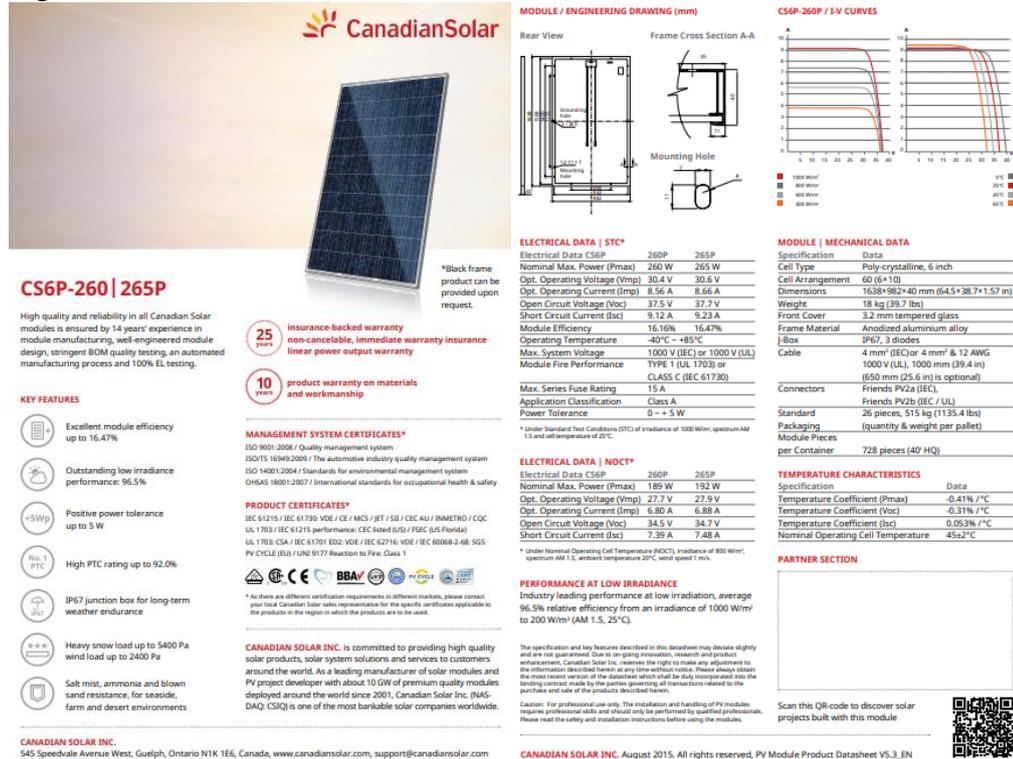
	Irradiação (kwh/m²)	Temperatura ambiente(°C)	Velocidade do Vento(m/s)
Janeiro	5,804	26,07	4,78
Fevereiro	5,678	26,29	4,17
Março	5,702	26,33	3,49
Abril	5,456	26,38	4,01
Mai	4,921	26,37	4,85
Junho	4,135	26,03	5,89
Julho	4,563	25,64	6,26
Agosto	5,453	25,82	6,63
Setembro	5,424	25,94	6,94
Outubro	5,757	26,08	6,65
Novembro	5,986	26,08	6,55
Dezembro	4,959	26,05	5,77
Anual	5,319	26,09	5,50

Fonte: Alsol Energias Renováveis (2016).

4.1.1 Módulos Fotovoltaicos

A UFV tem a potência total instalada de 100 kW, composta por 440 módulos fotovoltaicos com potência de 260 Watt pico cada um (modelo Canadian Solar CS6P-260P), todo sistema está dividido em quatro arranjos cada um constituído por 110 painéis e subdividido em 3 *strings* com 20 módulos em cada fileiras e 2 *strings* com 25 módulos em cada fileiras. As informações técnicas dos painéis solar fotovoltaicos estão contidas no datasheet do produto conforme Figura 26.

Figura 26 - Datasheet – Módulo Fotovoltaico Canadian Solar – CS6P-260/265



Fonte: Canadian Solar (2014).

Conforme as informações contidas no datasheet dos módulos Canadian Solar CS6P-260P, usados na UFV em questão, são montados com células de silício policristalinas, protegido por uma lâmina de vidro antirreflexo texturizado, apresentando uma cor azul uniforme o que melhora na absorção da luz em quaisquer condições climatológicas, conferindo uma eficiência média de 96,5% relativa, a partir de uma irradiância de 1000 W/m² a 200 W/m².

Atende a vários certificados internacionais para atuar em vários mercados, conforme Figura 27.

Figura 27 - Certificados Internacionais – Canadian Solar



Fonte: Canadian Solar (2014).

No Brasil, além dos certificados internacionais, os referidos painéis receberam o selo do Inmetro, com classificação “A”, de acordo com a tabela de classificação do Inmetro para classificar os painéis solar fotovoltaico, a Figura 28 informa como é feito a classificação, edição de 2016.

Figura 28 - Eficiência Energética – Sistema de Energia Fotovoltaica – INMETRO



INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA
PROGRAMA BRASILEIRO DE ETIQUETAGEM

TABELA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA - SISTEMA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA - MÓDULOS - Edição 01/2016

CLASSES	ÍNDICE DE MÓDULO		SILÍCIO CRISTALINO		FILMES FINOS	
	SILÍCIO CRISTALINO	FILMES FINOS	TOTAL	%	TOTAL	%
A	EE > 13,5	EE > 9,5	472	86,3	14	56
B	13,0 >= EE > 13,0	9,0 >= EE > 9,5	23	4,2	3	12,0
C	12,0 >= EE > 13,0	7,5 >= EE > 9,5	27	4,9	1	4
D	12,0 >= EE > 11,0	6,5 >= EE > 9,5	8	1,5	3	12
E	EE < 11,0	EE < 6,5	17	3,1	4	16,0
			547	100	25	100



Fonte: Alsol Energias Renováveis (2016).

A Tabela 2, copiada do memorial descritivo, traz um resumo dos dados retirados do datasheet dos módulos fotovoltaicos que foram utilizados no projeto.

Tabela 2 - Características técnicas do módulo utilizados no projeto

Características Técnicas	
Marca	Canadian Solar
Modelo	CS6P-260P
Potência Nominal	260 Wp
Tensão de Máxima Potência (Vmpp)	30,4 V
Corrente de Máxima Potência (Impp)	8,60 A
Comprimento	1,638 m
Largura	0,982 m
Área do Módulo	1,608 m ²
Corrente de Curto-Circuito (Isc)	9,10 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	37,5 V
Coefficiente de Temperatura Voc	-0,34 %/oC
Coefficiente de Temperatura Isc	+ 0,065 %/oC
Coefficiente de Temperatura da Potência	-0,43 %/oC
Peso	18 kg

Fonte: Dados da pesquisa (2023).

4.1.2 Equipamentos conversores de energia CC/CA (inversores)

A UFV – *campus* de João Câmara, possui 440 placas, dividida em duas mesas, cada mesa com 220 placas que estão divididas em dois subsistemas com 110 módulos de 260 Watt pico. Cada subsistema possui 110 placas, as quais estão conectadas a um inversor eletrônico com potência nominal de 25 Kw cada, resultando no total de 100 Kw (4 x 25 Kw) de potência

instalada. O inversor em questão é de fabricação SMA-Sunny, modelo 25000TL (SIW500), ver Figura 29.

Figura 29 - Inversor SMA-Sunny, modelo 25000TL



Fonte: Acervo do autor (2023).

As informações técnicas dos inversores estão contidas no datasheet do produto conforme Figura 30.

Figura 30 - Datasheet - Inversor SMA-Sunny, modelo 25000TL

Technical Data	Sunny Tripower 15000TL	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Input (DC)			
Max. generator power	27000 Wp	36000 Wp	45000 Wp
DC rated power	15330 W	20440 W	25550 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	240 V to 800 V / 600 V	320 V to 800 V / 600 V	390 V to 800 V / 600 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 33 A	33 A / 33 A	33 A / 33 A
Max. DC short-circuit current input A / input B	43 A / 43 A	43 A / 43 A	43 A / 43 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A;3; B:3	2 / A;3; B:3	2 / A;3; B:3
Output (AC)			
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	15000 W	20000 W	25000 W
Max. AC apparent power	15000 VA	20000 VA	25000 VA
AC nominal voltage		3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	
AC voltage range		180 V to 280 V	
AC grid frequency / range		50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz	
Rated power frequency / rated grid voltage		50 Hz / 230 V	
Max. output current / Rated output current	29 A / 21.7 A	29 A / 29 A	36.2 A / 36.2 A
Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor		1 / 0 overexcited to 0 underexcited	
THD		≤ 3%	
Feed-in phases / connection phases		3 / 3	
Efficiency			
Max. efficiency / European Efficiency	98.4% / 98.0%	98.4% / 98.0%	98.3% / 98.1%
Protective devices			
DC-side disconnection device		●	
Ground fault monitoring / grid monitoring		● / ●	
DC surge arrester (Type II) can be integrated		○	
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated		● / ● / -	
All-pole sensitive residual-current monitoring unit		●	
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 62109-1)		I / AC; III; DC: II	
General data			
Dimensions (W / H / D)		661 / 682 / 264 mm [26.0 / 26.9 / 10.4 inch]	
Weight		61 kg [134.48 lb]	
Operating temperature range		-25 °C to +60 °C [-13 °F to +140 °F]	
Noise emission (typical)		51 dB(A)	
Self-consumption (at night)		1 W	
Topology / cooling concept		Transformerless / Optocool	
Degree of protection (as per IEC 60529)		IP65	
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)		4K4H	
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)		100%	
Features / function / Accessories			
DC connection / AC connection		SUNCLIX / spring-cage terminal	
Display		○	
Interface: RS485, Speedwire/Webconnect		○ / ●	
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus		● / ●	
Multifunction relay / Power Control Module		○ / ○	
Shade management SMA ShadeFix / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7		● / ● / ●	
Off-Grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible		● / ●	
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years		● / ○ / ○ / ○	
Certificates and permits (more available on request)			
<small>AS 4777; BDEW 2008; C10/11; CE; CEI 0-16; CEI 0-21; CNS 15382; CNS 15426; DEWA 2.0; DK1; DK2; EN 50549-1; EN 50549-2; G99/1; EN 50438 2013*; IEC 60068-2-6; IEC 61727; IEC 62109-1,2; IEC 62114; IS 14221-1,2; IS 16149; IEC 60364-4-41; IEC 60364-5-53; IEC 60364-6-61; IEC 60364-7-710; IEC 60364-7-720; IEC 60364-7-730; IEC 60364-7-740; IEC 60364-7-750; IEC 60364-7-760; IEC 60364-7-770; IEC 60364-7-780; IEC 60364-7-790; IEC 60364-7-800; IEC 60364-7-810; IEC 60364-7-820; IEC 60364-7-830; IEC 60364-7-840; IEC 60364-7-850; IEC 60364-7-860; IEC 60364-7-870; IEC 60364-7-880; IEC 60364-7-890; IEC 60364-7-900; IEC 60364-7-910; IEC 60364-7-920; IEC 60364-7-930; IEC 60364-7-940; IEC 60364-7-950; IEC 60364-7-960; IEC 60364-7-970; IEC 60364-7-980; IEC 60364-7-990; IEC 60364-7-1000; IEC 60364-7-1010; IEC 60364-7-1020; IEC 60364-7-1030; IEC 60364-7-1040; IEC 60364-7-1050; IEC 60364-7-1060; IEC 60364-7-1070; IEC 60364-7-1080; IEC 60364-7-1090; IEC 60364-7-1100; IEC 60364-7-1110; IEC 60364-7-1120; IEC 60364-7-1130; IEC 60364-7-1140; IEC 60364-7-1150; IEC 60364-7-1160; IEC 60364-7-1170; IEC 60364-7-1180; IEC 60364-7-1190; IEC 60364-7-1200; IEC 60364-7-1210; IEC 60364-7-1220; IEC 60364-7-1230; IEC 60364-7-1240; IEC 60364-7-1250; IEC 60364-7-1260; IEC 60364-7-1270; IEC 60364-7-1280; IEC 60364-7-1290; IEC 60364-7-1300; IEC 60364-7-1310; IEC 60364-7-1320; IEC 60364-7-1330; IEC 60364-7-1340; IEC 60364-7-1350; IEC 60364-7-1360; IEC 60364-7-1370; IEC 60364-7-1380; IEC 60364-7-1390; IEC 60364-7-1400; IEC 60364-7-1410; IEC 60364-7-1420; IEC 60364-7-1430; IEC 60364-7-1440; IEC 60364-7-1450; IEC 60364-7-1460; IEC 60364-7-1470; IEC 60364-7-1480; IEC 60364-7-1490; IEC 60364-7-1500; IEC 60364-7-1510; IEC 60364-7-1520; IEC 60364-7-1530; IEC 60364-7-1540; IEC 60364-7-1550; IEC 60364-7-1560; IEC 60364-7-1570; IEC 60364-7-1580; IEC 60364-7-1590; IEC 60364-7-1600; IEC 60364-7-1610; IEC 60364-7-1620; IEC 60364-7-1630; IEC 60364-7-1640; IEC 60364-7-1650; IEC 60364-7-1660; IEC 60364-7-1670; IEC 60364-7-1680; IEC 60364-7-1690; IEC 60364-7-1700; IEC 60364-7-1710; IEC 60364-7-1720; IEC 60364-7-1730; IEC 60364-7-1740; IEC 60364-7-1750; IEC 60364-7-1760; IEC 60364-7-1770; IEC 60364-7-1780; IEC 60364-7-1790; IEC 60364-7-1800; IEC 60364-7-1810; IEC 60364-7-1820; IEC 60364-7-1830; IEC 60364-7-1840; IEC 60364-7-1850; IEC 60364-7-1860; IEC 60364-7-1870; IEC 60364-7-1880; IEC 60364-7-1890; IEC 60364-7-1900; IEC 60364-7-1910; IEC 60364-7-1920; IEC 60364-7-1930; IEC 60364-7-1940; IEC 60364-7-1950; IEC 60364-7-1960; IEC 60364-7-1970; IEC 60364-7-1980; IEC 60364-7-1990; IEC 60364-7-2000; IEC 60364-7-2010; IEC 60364-7-2020; IEC 60364-7-2030; IEC 60364-7-2040; IEC 60364-7-2050; IEC 60364-7-2060; IEC 60364-7-2070; IEC 60364-7-2080; IEC 60364-7-2090; IEC 60364-7-2100; IEC 60364-7-2110; IEC 60364-7-2120; IEC 60364-7-2130; IEC 60364-7-2140; IEC 60364-7-2150; IEC 60364-7-2160; IEC 60364-7-2170; IEC 60364-7-2180; IEC 60364-7-2190; IEC 60364-7-2200; IEC 60364-7-2210; IEC 60364-7-2220; IEC 60364-7-2230; IEC 60364-7-2240; IEC 60364-7-2250; IEC 60364-7-2260; IEC 60364-7-2270; IEC 60364-7-2280; IEC 60364-7-2290; IEC 60364-7-2300; IEC 60364-7-2310; IEC 60364-7-2320; IEC 60364-7-2330; IEC 60364-7-2340; IEC 60364-7-2350; IEC 60364-7-2360; IEC 60364-7-2370; IEC 60364-7-2380; IEC 60364-7-2390; IEC 60364-7-2400; IEC 60364-7-2410; IEC 60364-7-2420; IEC 60364-7-2430; IEC 60364-7-2440; IEC 60364-7-2450; IEC 60364-7-2460; IEC 60364-7-2470; IEC 60364-7-2480; IEC 60364-7-2490; IEC 60364-7-2500; IEC 60364-7-2510; IEC 60364-7-2520; IEC 60364-7-2530; IEC 60364-7-2540; IEC 60364-7-2550; IEC 60364-7-2560; IEC 60364-7-2570; IEC 60364-7-2580; IEC 60364-7-2590; IEC 60364-7-2600; IEC 60364-7-2610; IEC 60364-7-2620; IEC 60364-7-2630; IEC 60364-7-2640; IEC 60364-7-2650; IEC 60364-7-2660; IEC 60364-7-2670; IEC 60364-7-2680; IEC 60364-7-2690; IEC 60364-7-2700; IEC 60364-7-2710; IEC 60364-7-2720; IEC 60364-7-2730; IEC 60364-7-2740; IEC 60364-7-2750; IEC 60364-7-2760; IEC 60364-7-2770; IEC 60364-7-2780; IEC 60364-7-2790; IEC 60364-7-2800; IEC 60364-7-2810; IEC 60364-7-2820; IEC 60364-7-2830; IEC 60364-7-2840; IEC 60364-7-2850; IEC 60364-7-2860; IEC 60364-7-2870; IEC 60364-7-2880; IEC 60364-7-2890; IEC 60364-7-2900; IEC 60364-7-2910; IEC 60364-7-2920; IEC 60364-7-2930; IEC 60364-7-2940; IEC 60364-7-2950; IEC 60364-7-2960; IEC 60364-7-2970; IEC 60364-7-2980; IEC 60364-7-2990; IEC 60364-7-3000; IEC 60364-7-3010; IEC 60364-7-3020; IEC 60364-7-3030; IEC 60364-7-3040; IEC 60364-7-3050; IEC 60364-7-3060; IEC 60364-7-3070; IEC 60364-7-3080; IEC 60364-7-3090; IEC 60364-7-3100; IEC 60364-7-3110; IEC 60364-7-3120; IEC 60364-7-3130; IEC 60364-7-3140; IEC 60364-7-3150; IEC 60364-7-3160; IEC 60364-7-3170; IEC 60364-7-3180; IEC 60364-7-3190; IEC 60364-7-3200; IEC 60364-7-3210; IEC 60364-7-3220; IEC 60364-7-3230; IEC 60364-7-3240; IEC 60364-7-3250; IEC 60364-7-3260; IEC 60364-7-3270; IEC 60364-7-3280; IEC 60364-7-3290; IEC 60364-7-3300; IEC 60364-7-3310; IEC 60364-7-3320; IEC 60364-7-3330; IEC 60364-7-3340; IEC 60364-7-3350; IEC 60364-7-3360; IEC 60364-7-3370; IEC 60364-7-3380; IEC 60364-7-3390; IEC 60364-7-3400; IEC 60364-7-3410; IEC 60364-7-3420; IEC 60364-7-3430; IEC 60364-7-3440; IEC 60364-7-3450; IEC 60364-7-3460; IEC 60364-7-3470; IEC 60364-7-3480; IEC 60364-7-3490; IEC 60364-7-3500; IEC 60364-7-3510; IEC 60364-7-3520; IEC 60364-7-3530; IEC 60364-7-3540; IEC 60364-7-3550; IEC 60364-7-3560; IEC 60364-7-3570; IEC 60364-7-3580; IEC 60364-7-3590; IEC 60364-7-3600; IEC 60364-7-3610; IEC 60364-7-3620; IEC 60364-7-3630; IEC 60364-7-3640; IEC 60364-7-3650; IEC 60364-7-3660; IEC 60364-7-3670; IEC 60364-7-3680; IEC 60364-7-3690; IEC 60364-7-3700; IEC 60364-7-3710; IEC 60364-7-3720; IEC 60364-7-3730; IEC 60364-7-3740; IEC 60364-7-3750; IEC 60364-7-3760; IEC 60364-7-3770; IEC 60364-7-3780; IEC 60364-7-3790; IEC 60364-7-3800; IEC 60364-7-3810; IEC 60364-7-3820; IEC 60364-7-3830; IEC 60364-7-3840; IEC 60364-7-3850; IEC 60364-7-3860; IEC 60364-7-3870; IEC 60364-7-3880; IEC 60364-7-3890; IEC 60364-7-3900; IEC 60364-7-3910; IEC 60364-7-3920; IEC 60364-7-3930; IEC 60364-7-3940; IEC 60364-7-3950; IEC 60364-7-3960; IEC 60364-7-3970; IEC 60364-7-3980; IEC 60364-7-3990; IEC 60364-7-4000; IEC 60364-7-4010; IEC 60364-7-4020; IEC 60364-7-4030; IEC 60364-7-4040; IEC 60364-7-4050; IEC 60364-7-4060; IEC 60364-7-4070; IEC 60364-7-4080; IEC 60364-7-4090; IEC 60364-7-4100; IEC 60364-7-4110; IEC 60364-7-4120; IEC 60364-7-4130; IEC 60364-7-4140; IEC 60364-7-4150; IEC 60364-7-4160; IEC 60364-7-4170; IEC 60364-7-4180; IEC 60364-7-4190; IEC 60364-7-4200; IEC 60364-7-4210; IEC 60364-7-4220; IEC 60364-7-4230; IEC 60364-7-4240; IEC 60364-7-4250; IEC 60364-7-4260; IEC 60364-7-4270; IEC 60364-7-4280; IEC 60364-7-4290; IEC 60364-7-4300; IEC 60364-7-4310; IEC 60364-7-4320; IEC 60364-7-4330; IEC 60364-7-4340; IEC 60364-7-4350; IEC 60364-7-4360; IEC 60364-7-4370; IEC 60364-7-4380; IEC 60364-7-4390; IEC 60364-7-4400; IEC 60364-7-4410; IEC 60364-7-4420; IEC 60364-7-4430; IEC 60364-7-4440; IEC 60364-7-4450; IEC 60364-7-4460; IEC 60364-7-4470; IEC 60364-7-4480; IEC 60364-7-4490; IEC 60364-7-4500; IEC 60364-7-4510; IEC 60364-7-4520; IEC 60364-7-4530; IEC 60364-7-4540; IEC 60364-7-4550; IEC 60364-7-4560; IEC 60364-7-4570; IEC 60364-7-4580; IEC 60364-7-4590; IEC 60364-7-4600; IEC 60364-7-4610; IEC 60364-7-4620; IEC 60364-7-4630; IEC 60364-7-4640; IEC 60364-7-4650; IEC 60364-7-4660; IEC 60364-7-4670; IEC 60364-7-4680; IEC 60364-7-4690; IEC 60364-7-4700; IEC 60364-7-4710; IEC 60364-7-4720; IEC 60364-7-4730; IEC 60364-7-4740; IEC 60364-7-4750; IEC 60364-7-4760; IEC 60364-7-4770; IEC 60364-7-4780; IEC 60364-7-4790; IEC 60364-7-4800; IEC 60364-7-4810; IEC 60364-7-4820; IEC 60364-7-4830; IEC 60364-7-4840; IEC 60364-7-4850; IEC 60364-7-4860; IEC 60364-7-4870; IEC 60364-7-4880; IEC 60364-7-4890; IEC 60364-7-4900; IEC 60364-7-4910; IEC 60364-7-4920; IEC 60364-7-4930; IEC 60364-7-4940; IEC 60364-7-4950; IEC 60364-7-4960; IEC 60364-7-4970; IEC 60364-7-4980; IEC 60364-7-4990; IEC 60364-7-5000; IEC 60364-7-5010; IEC 60364-7-5020; IEC 60364-7-5030; IEC 60364-7-5040; IEC 60364-7-5050; IEC 60364-7-5060; IEC 60364-7-5070; IEC 60364-7-5080; IEC 60364-7-5090; IEC 60364-7-5100; IEC 60364-7-5110; IEC 60364-7-5120; IEC 60364-7-5130; IEC 60364-7-5140; IEC 60364-7-5150; IEC 60364-7-5160; IEC 60364-7-5170; IEC 60364-7-5180; IEC 60364-7-5190; IEC 60364-7-5200; IEC 60364-7-5210; IEC 60364-7-5220; IEC 60364-7-5230; IEC 60364-7-5240; IEC 60364-7-5250; IEC 60364-7-5260; IEC 60364-7-5270; IEC 60364-7-5280; IEC 60364-7-5290; IEC 60364-7-5300; IEC 60364-7-5310; IEC 60364-7-5320; IEC 60364-7-5330; IEC 60364-7-5340; IEC 60364-7-5350; IEC 60364-7-5360; IEC 60364-7-5370; IEC 60364-7-5380; IEC 60364-7-5390; IEC 60364-7-5400; IEC 60364-7-5410; IEC 60364-7-5420; IEC 60364-7-5430; IEC 60364-7-5440; IEC 60364-7-5450; IEC 60364-7-5460; IEC 60364-7-5470; IEC 60364-7-5480; IEC 60364-7-5490; IEC 60364-7-5500; IEC 60364-7-5510; IEC 60364-7-5520; IEC 60364-7-5530; IEC 60364-7-5540; IEC 60364-7-5550; IEC 60364-7-5560; IEC 60364-7-5570; IEC 60364-7-5580; IEC 60364-7-5590; IEC 60364-7-5600; IEC 60364-7-5610; IEC 60364-7-5620; IEC 60364-7-5630; IEC 60364-7-5640; IEC 60364-7-5650; IEC 60364-7-5660; IEC 60364-7-5670; IEC 60364-7-5680; IEC 60364-7-5690; IEC 60364-7-5700; IEC 60364-7-5710; IEC 60364-7-5720; IEC 60364-7-5730; IEC 60364-7-5740; IEC 60364-7-5750; IEC 60364-7-5760; IEC 60364-7-5770; IEC 60364-7-5780; IEC 60364-7-5790; IEC 60364-7-5800; IEC 60364-7-5810; IEC 60364-7-5820; IEC 60364-7-5830; IEC 60364-7-5840; IEC 60364-7-5850; IEC 60364-7-5860; IEC 60364-7-5870; IEC 60364-7-5880; IEC 60364-7-5890; IEC 60364-7-5900; IEC 60364-7-5910; IEC 60364-7-5920; IEC 60364-7-5930; IEC 60364-7-5940; IEC 60364-7-5950; IEC 60364-7-5960; IEC 60364-7-5970; IEC 60364-7-5980; IEC 60364-7-5990; IEC 60364-7-6000; IEC 60364-7-6010; IEC 60364-7-6020; IEC 60364-7-6030; IEC 60364-7-6040; IEC 60364-7-6050; IEC 60364-7-6060; IEC 60364-7-6070; IEC 60364-7-6080; IEC 60364-7-6090; IEC 60364-7-6100; IEC 60364-7-6110; IEC 60364-7-6120; IEC 60364-7-6130; IEC 60364-7-6140; IEC 60364-7-6150; IEC 60364-7-6160; IEC 60364-7-6170; IEC 60364-7-6180; IEC 60364-7-6190; IEC 60364-7-6200; IEC 60364-7-6210; IEC 60364-7-6220; IEC 60364-7-6230; IEC 60364-7-6240; IEC 60364-7-6250; IEC 60364-7-6260; IEC 60364-7-6270; IEC 60364-7-6280; IEC 60364-7-6290; IEC 60364-7-6300; IEC 60364-7-6310; IEC 60364-7-6320; IEC 60364-7-6330; IEC 60364-7-6340; IEC 60364-7-6350; IEC 60364-7-6360; IEC 60364-7-6370; IEC 60364-7-6380; IEC 60364-7-6390; IEC 60364-7-6400; IEC 60364-7-6410; IEC 60364-7-6420; IEC 60364-7-6430; IEC 60364-7-6440; IEC 60364-7-6450; IEC 60364-7-6460; IEC 60364-7-6470; IEC 60364-7-6480; IEC 60364-7-6490; IEC 60364-7-6500; IEC 60364-7-6510; IEC 60364-7-6520; IEC 60364-7-6530; IEC 60364-</small>			

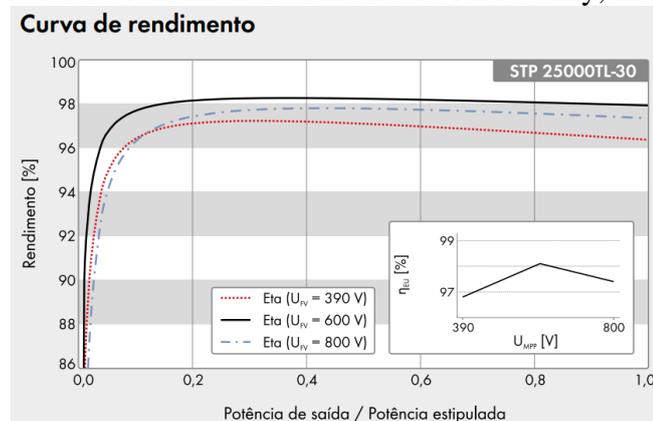
Conforme informações do datasheet do inversor SMA-Sunny, modelo 25000TL e copiada do memorial descritivo, o Quadro 1, mostra o resumo dos principais dados dos inversores que foram utilizados no projeto. O Gráfico 10 informa a curva de rendimento do equipamento.

Quadro 1 - Características técnicas do inversor utilizado no projeto

SMA – Sunny Tripower 25000TL (SIW500)	
DADOS DE ENTRADA	
Potência nominal CC	25550 kW
Tensão máxima CC	600 V
Faixa de tensão do MPPT	390-800 V _{cc}
Corrente máxima de entrada	33 A
Número de entradas de strings FV/MPPT	3
Número de MPPTs	2
Características de entrada	<ul style="list-style-type: none"> • Proteção contra inversão de polaridade, • Monitoração de falta de aterramento, • Chave de desconexão CC integral (opcional), • Fusíveis para as entradas CC (opcional), • Configuração para aterramento do positivo ou negativo ou em flutuação
DADOS DE SAÍDA	
Potência de saída nominal	25 kW
Corrente máxima CA	36,2 A
Tensão de saída da rede	380V _{ca}
Frequência da rede	60Hz (+/- 5%)
Fator de potência (cos ϕ)	> 0.995, adj. \pm 0.9
DADOS DE DESEMPENHO	
Eficiência máxima	98,3%
Eficiência californiana (CEC)	98,2 %
Eficiência europeia (EU)	98,1 %
Potência no modo noturno	1 W
DADOS MECÂNICOS	
Grau de proteção	IP 65
Dimensões	661 mm x 682 mm x 264 mm
Peso	61,0 kg

Fonte: Alsol Energias Renováveis (2016).

Gráfico 10 - Curva de rendimento do inversor SMA-Sunny, modelo 25000TL



Fonte: Dados da pesquisa (2023).

4.1.3 Aquisições dos Dados de Geração nos Inversores e Tabulação

A usina fotovoltaica do *campus* do IFRN de João Câmara foi inaugurada em 15 de setembro de 2016. A partir dessa data, a geração solar fotovoltaica passou a contribuir efetivamente na redução do custo da energia consumida da rede pública de distribuição elétrica. Portanto a coleta de dados deste estudo se deu no início da inauguração. A Tabela 3 mostra a geração de energia em MWh mensal e o acumulado anual no período de 2016 a 2023, mas para a análise será considerado o período até o ano de 2022.

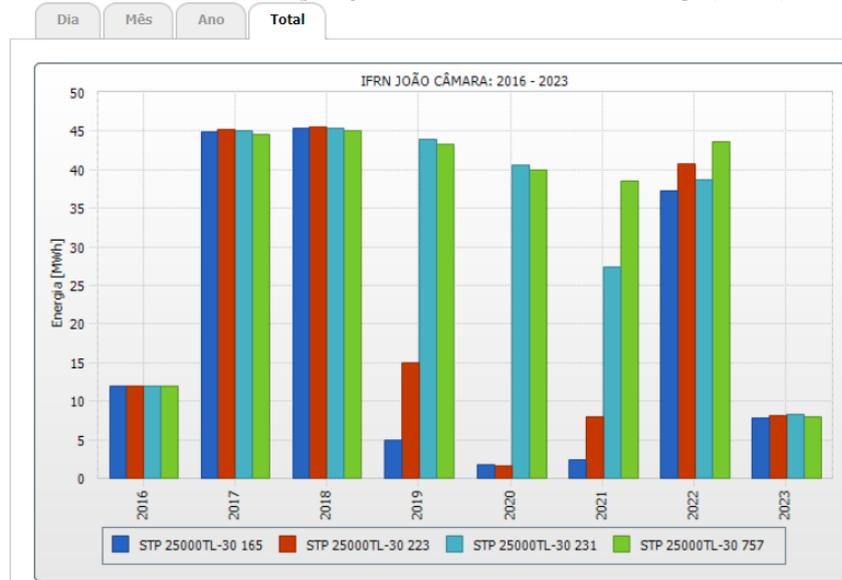
Tabela 3 - Geração de Energia (MWh) – Usina de João Câmara

ANO	Geração Mensal (MWh) - João Câmara												Total (MWh)
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14,91	16,47	16,25	47,63
2017	16,12	14,29	14,64	14,74	14,76	13,31	12,8	16,44	14,71	16,04	15,66	16,27	179,78
2018	15,03	12,07	15,66	14,05	14,95	14,19	14,71	16,71	16,15	16,76	15,39	15,82	181,49
2019	14,76	9,26	9,08	9,78	10,43	6,71	7,53	7,71	7,7	8,7	7,93	7,7	107,29
2020	7,03	6,89	7,09	7,16	0	0	7,58	8,52	8,14	7,35	3,47	8,09	71,32
2021	7,87	7,11	7,64	7,73	7,2	7,63	6,84	2,66	0	3,95	10,03	7,71	76,37
2022	0	0	14,06	1,94	12,48	12,36	12,06	13,92	15,08	16	15,69	15,31	128,9

Fonte: Dados da pesquisa (2023).

A Tabela 3 foi construída a partir das informações coletadas através do portal do inversor SMA-Sunny, modelo 25000TL (Sunny Portal, [2023]). Analisando a tabela, no ano de 2016, a geração da usina fotovoltaica iniciou a contribuir na redução do custo da energia consumida pelo *campus*, no dia 06 de outubro daquele ano, portanto a geração do referido ano foi de 47,63 MWh, porém, a média semanal ficou acima do projetado, com 15,88 MWh. Nos anos de 2017 e 2018, foram acima do previsto. Nos anos 2019, 2020, 2021 e 2022, a média mensal ficou abaixo do esperado. Investigando o Gráfico 11, que informa a geração por inversor, podemos verificar a baixa produção de energia nos referidos meses.

Gráfico 11 - Geração por Inversor - SMA-Sunny (2023)



Fonte: Adaptado de SUNNY PORTAL ([2023]).

No ano de 2016, quando a usina foi conectada à rede, a energia entregue pelos inversores foram iguais. Nos anos de 2017 e 2018 a energia entregue foram praticamente iguais, com pequenas variações entre os inversores. Nos anos 2019, 2020 e 2021, os inversores sinalizados nas cores azul escuro e vermelho teve valores muito abaixo do projetado, os sinalizados nas cores azul claro e verde foram perdendo produção de energia. Em 2022, a produção de energia foi melhor, mas ainda abaixo do projetado. Embora o ano de 2023 não esteja no escopo da análise, a média mensal da energia entregue nos dois primeiros meses do referido ano, está acima da média esperada.

4.1.4 Simulações no *PVsyst* e resultados tabulados

Após as análises da geração de energia feitas a partir das coletas de dados dos inversores, foram realizadas as simulações computacionais através do software *PVsyst*. Foram realizadas duas análises no período dos anos de 2016 a 2023, mas, para efeito de análise, não foi considerado o ano de 2023.

Na primeira simulação, levou-se em conta os dados básicos, como a posição geográfica da planta, os dados climatológicos do local da instalação da usina, os dados dos painéis fotovoltaicos e arranjos e, por fim, os dados dos inversores. Na segunda simulação, foram acrescentadas as perdas por envelhecimento, indisponibilidade, parâmetros térmicos, perdas ôhmicas, qualidade dos módulos, perdas devido à sujidade e perdas IAM. Os resultados das

simulações computacionais foram tabulados e comparados com os resultados da produção real de energia que foram coletados a partir dos inversores, com podem ser vistas na Tabela 4.

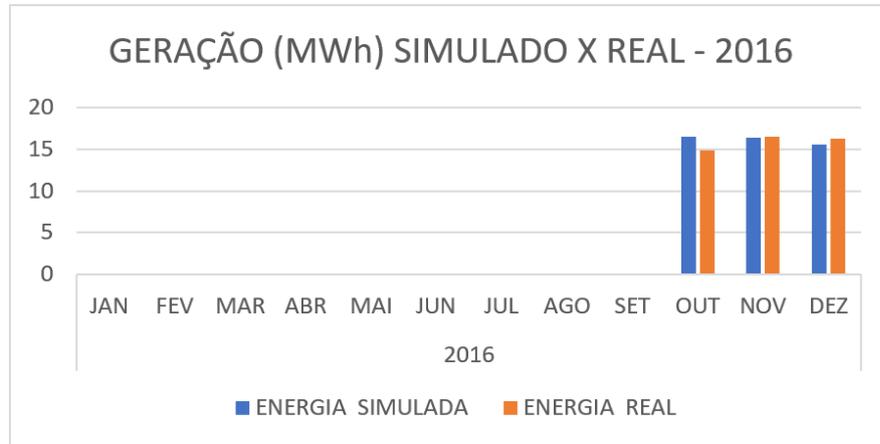
Tabela 4 - Energia simulada versus real do *campus* João Câmara

		ENERGIA (MWh) SIMULADO X REAL - 2016											
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	TOTAL
SIMULADO										16,46	16,36	15,62	48,44
REAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14,91	16,47	16,25	47,63
		ENERGIA (MWh) SIMULADO X REAL - 2017											
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	TOTAL
SIMULADO	15,65	13,64	15,8	14,78	14,32	12,91	13,48	15,66	15,68	16,46	16,36	15,62	180,36
REAL	16,12	14,29	14,64	14,74	14,76	13,31	12,8	16,44	14,71	16,04	15,66	16,27	179,78
		ENERGIA (MWh) SIMULADO X REAL- 2018											
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	TOTAL
SIMULADO	15,65	13,64	15,8	14,78	14,32	12,91	13,48	15,66	15,68	16,46	16,36	15,62	180,36
REAL	15,03	12,07	15,66	14,05	14,95	14,19	14,71	16,71	16,15	16,76	15,39	15,82	181,49
		ENERGIA (MWh) SIMULADO X REAL- 2019											
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	TOTAL
SIMULADO	15,65	13,64	15,8	14,78	14,32	12,91	13,48	15,66	15,68	16,46	16,36	15,62	180,36
REAL	14,76	9,26	9,08	9,78	10,43	6,71	7,53	7,71	7,7	8,7	7,93	7,7	107,29
		ENERGIA (MWh) SIMULADO X REAL - 2020											
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	TOTAL
SIMULADO	15,65	13,64	15,8	14,78	14,32	12,91	13,48	15,66	15,68	16,46	16,36	15,62	180,36
REAL	7,03	6,89	7,09	7,16	0	0	7,58	8,52	8,14	7,35	3,47	8,09	71,32
		ENERGIA (MWh) SIMULADO X REAL - 2021											
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	TOTAL
SIMULADO	15,65	13,64	15,8	14,78	14,32	12,91	13,48	15,66	15,68	16,46	16,36	15,62	180,36
REAL	7,87	7,11	7,64	7,73	7,2	7,63	6,84	2,66	0	3,95	10,03	7,71	76,37
		ENERGIA (MWh) SIMULADO X REAL - 2022											
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	TOTAL
SIMULADO	15,65	13,64	15,8	14,78	14,32	12,91	13,48	15,66	15,68	16,46	16,36	15,62	180,36
REAL	0	0	14,06	1,94	12,48	12,36	12,06	13,92	15,08	16	15,69	15,31	128,9

Fonte: Dados da pesquisa (2023).

Os Gráficos de 12 a 18 foram gerados a partir das informações da Tabela 4, acima, que mostram as comparações das simulações computacionais, utilizando o software *PvSystem 7.2* com a Energia Real Gerada no período dos anos de 2016 a 2022.

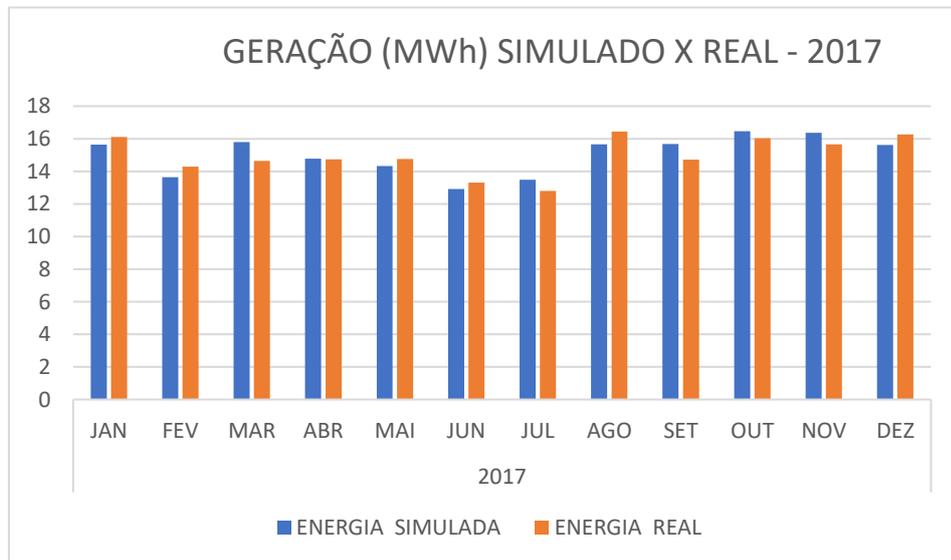
Gráfico 12 - Geração Real de Energia – Simulações – 2016



Fonte: Dados da pesquisa (2023).

Podemos ver, no Gráfico 12, que no mês de outubro houve a conexão da usina fotovoltaica à rede pública de energia elétrica, iniciando a redução no faturamento do consumo da energia elétrica.

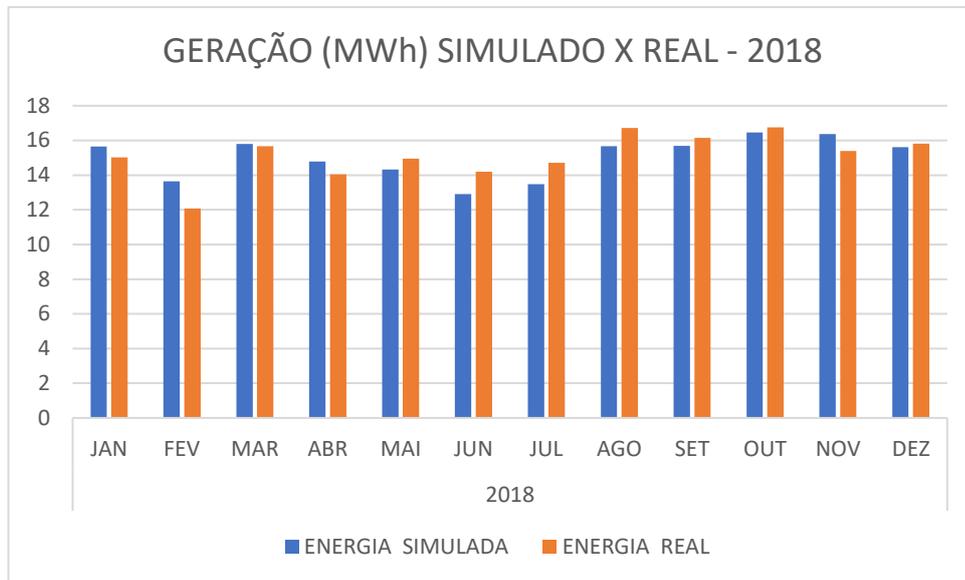
Gráfico 13 - Geração Real de Energia – Simulações - 2017



Fonte: Dados da pesquisa (2023).

Conforme o Gráfico 13, ano de 2017, a energia gerada ficou acima do projetado. Pode ser visto também que nos meses de janeiro, maio, agosto, novembro e dezembro, a produção de energia ficou um pouco acima da simulação II (considerando as perdas na usina).

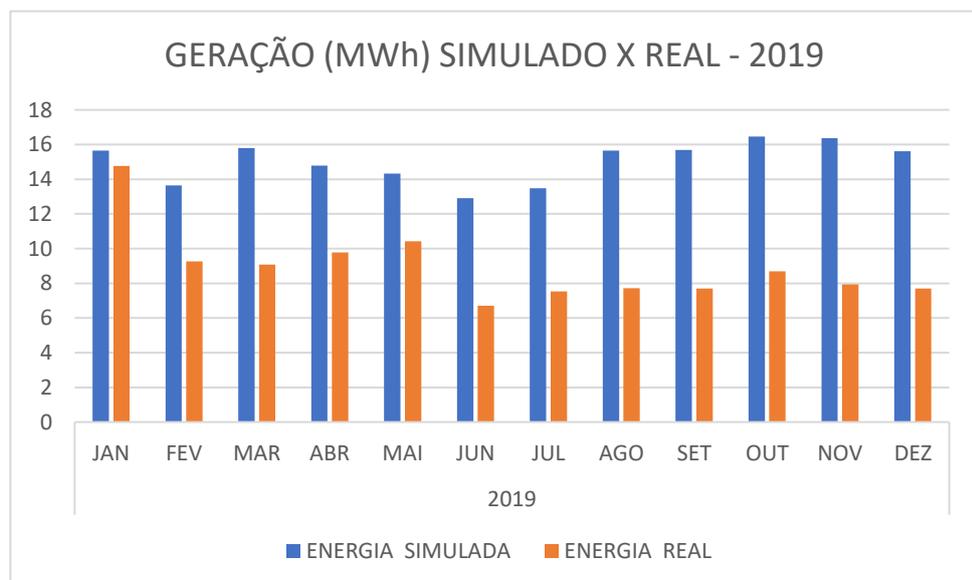
Gráfico 14 - Geração Real de Energia – Simulações – 2018



Fonte: Dados da pesquisa (2023).

No Gráfico 14, referente ao ano de 2018, com exceção dos meses de janeiro a abril e novembro, a produção de energia dos demais meses excederam a simulação II (considerando as perdas na usina).

Gráfico 15 - Geração Real de Energia – Simulações – 2019

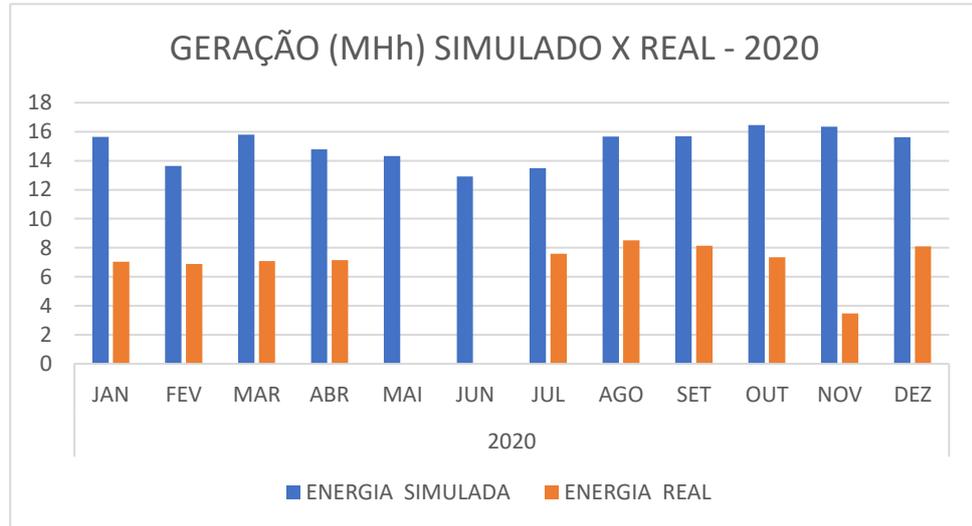


Fonte: Dados da pesquisa (2023).

No Gráfico 15, referente ao ano de 2019, pode-se verificar uma baixa muito acentuada na energia entregue a partir do mês de fevereiro e que se prolonga nos anos de 2020, 2021 e

início de 2022, conforme pode ser visto nos Gráficos 16, 17 e 18 respectivamente. O problema da baixa eficiência na geração da usina foi causado por falha em dois inversores de acordo como pode ser visto no Gráfico 11.

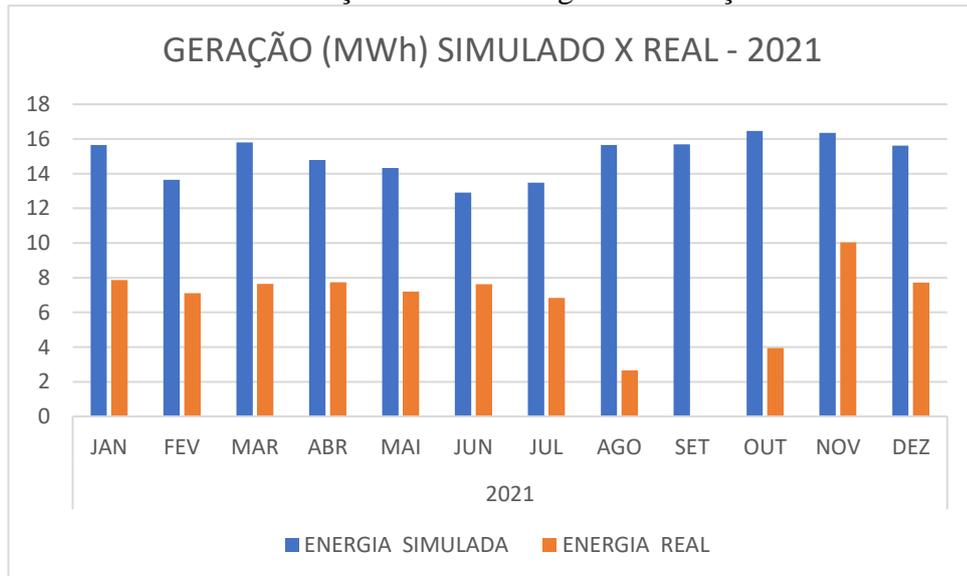
Gráfico 16 - Geração Real de Energia – Simulações - 2020



Fonte: Dados da pesquisa (2023).

No Gráfico 16, referente ao ano de 2020, houve um decréscimo muito acentuado na produção de energia o ano todo, especialmente nos meses de maio e junho a geração de energia foi zero.

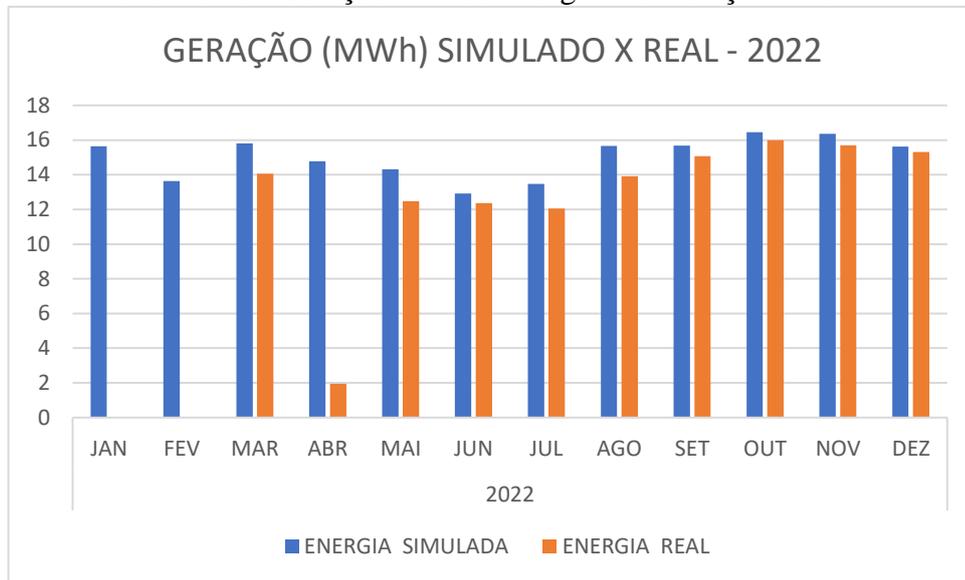
Gráfico 17 - Geração Real de Energia – Simulações – 2021



Fonte: Dados da pesquisa (2023).

No Gráfico 17, referente ao ano de 2021, a geração de energia continuou muito abaixo do previsto, no mês de setembro foi zero.

Gráfico 18 - Geração Real de Energia – Simulações - 2022



Fonte: Dados da pesquisa (2023).

No Gráfico 18, referente ao ano de 2022, a geração de energia nos meses de janeiro e fevereiro foi zero. Nos meses seguintes, com exceção do mês de abril que houve uma baixa, a produção de energia voltou ao previsto.

A Tabela 5 resume a energia gerada nos anos de 2016 a 2022 com a simulação considerando as perdas, a geração real e a energia que não foi injetada em virtude dos problemas apresentado conforme as análises realizadas.

Tabela 5 - Resumo da geração de energia no período de 2016 a 2022

GERAÇÃO DE ENERGIA ANUAL (MWh) - JOÃO CÂMARA				
ANO	SIMULADO-PERDAS	REAL	NÃO INJETADA	PR (%)
2016	45,26	47,63	-2,37	105,24
2017	176,17	179,8	-3,63	102,06
2018	175,45	181,49	-6,04	103,44
2019	174,74	107,3	67,44	61,41
2020	173,91	83,91	90	48,25
2021	173	76,38	96,62	44,15
2022	172,04	160,37	11,67	93,22
TOTAL	1090,57	836,88	253,69	76,74

Fonte: Dados da pesquisa (2023).

Conforme pode ser visto na Tabela 5, resumo da geração de energia no período de 2016 a 2022, e conforme mostrado nos Gráficos 12 a 18, deixou-se de injetar 253,57 MWh na rede da concessionária de energia elétrica.

Durante as inspeções no sistema fotovoltaico do *campus* de João Câmara em busca das causas do baixo rendimento com uma média de 76,74%, conforme pode ser visto na coluna PR (Performance Ratio) da Tabela 5, identificou-se que a principal causa da desconexão da UFV foi a baixa isolamento dos cabos CA do encaminhamento elétrico dos inversores até a subestação elétrica, onde está instalado o quadro elétrico de conexão com a rede de energia elétrica, causada pela inundação das caixas de passagem pelas águas das chuvas e o rompimento da isolamento dos cabos por esmagamento de um dos eletrodutos, conforme registrado nas imagens da Figuras 31, 32 e 33.

Figura 31 - Caixa de passagem dos cabos CA inundada – *campus* de João Câmara



Fonte: Acervo do autor (2023).

Figura 32 - Caixa de passagem dos cabos CA inundada – *campus* de João Câmara



Fonte: Acervo do autor (2023).

Figura 33 - Caixa de passagem dos cabos CA esmagados – *campus* de João Câmara



Fonte: Acervo do autor (2023).

Nas inspeções visuais aos arranjos fotovoltaicos do *campus* de João Câmara, foram verificados os problemas de sujeira, sombreamento e defeitos nos módulos. Quanto a sujeira, os arranjos das duas mesas encontravam-se com uma fina camada de poeira impregnada, deixando as superfícies dos módulos opacas. A direção geral do *campus* solicitou ao setor de manutenção que executasse a limpeza dos painéis fotovoltaicos que nunca havia sido lavado desde a inauguração. As Figuras 34, 35 e 36 evidencia a lavagem UFV no referido *campus*.

Figura 34 - Preparativos para realização da limpeza do sistema fotovoltaico – *campus* de João Câmara



Fonte: Acervo do autor (2024).

A Figura 34 chama a atenção para as dificuldades de realizar a limpeza dos painéis fotovoltaicos. As mesas do sistema fotovoltaico encontram-se instalada em um terreno acidentado, onde o lado de menor altura soma 2,9 metros e o de maior altura, 4,10 metros.

Devido a essa inclinação, as dificuldades aumentam conforme a equipe de trabalho se desloca com a torre de andaime. As pessoas envolvidas na limpeza devem possuir treinamento em trabalho em altura, estrutura e ferramentas adequadas, conforme determinação da NR 35 do Ministério do trabalho (Brasil, 2012). Outra dificuldade é em relação à largura das mesas que impossibilita realização da limpeza por um lado só. A equipe precisa deslocar a torre de andaime tanto para um lado, quanto para o outro.

Figura 35 - Limpeza do sistema fotovoltaico – *campus* de João Câmara



Fonte: Acervo do autor (2024).

Pode ser verificado na Figura 35 o contraste da aparência dos módulos antes e após a lavagem.

Figura 36 - Improvisação para realizar a limpeza – *campus* de João Câmara

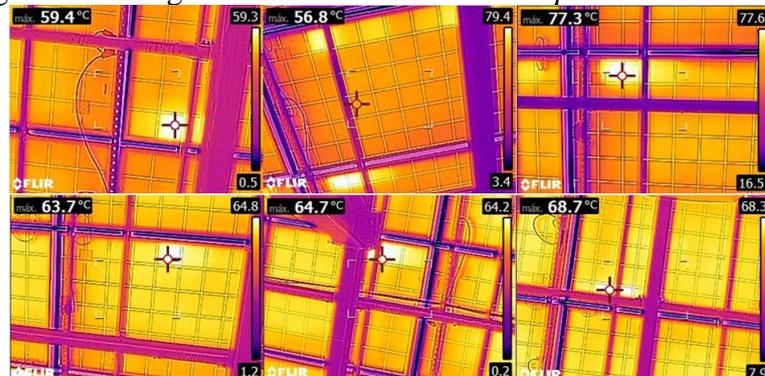


Fonte: Acervo do autor (2024).

Como se pode verificar na Figura 36, o pessoal da manutenção envolvido na limpeza teve que improvisar os utensílios para realizarem a lavagem dos módulos fotovoltaicos.

Prosseguindo com as vistorias, foram feitas as inspeções termográficas, e verificadas a existência de 20 pontos quentes nas células, sem condições de analisar as causas por falta de acesso ao lado superior dos módulos. Os pontos quentes podem ser causados por células defeituosas por sujeira ou objetos sobre as células; pontos quentes por sombreamento estão descartados, pois a UFV está localizada de forma que impossibilita isso. A Figura 37 apresenta algumas imagens térmicas dos módulos. A fim de verificar as causas e o reparo, faz-se necessário montar uma torre de andaime pelo lado de baixo para alcançar os módulos.

Figura 37 - Imagens térmicas da UFV do *campus* de João Câmara



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Durante as inspeções foram realizadas as medições das correntes operacionais e das tensões de circuito aberto das *strings* nas entradas dos inversores, conforme pode ser visto respectivamente nas Tabelas 6 e 7.

Tabela 6 - Medições das correntes operacional nas *strings* dos Inversores SMA - *campus* de João Câmara

CORRENTE (A) MEDIDA							
INVERSOR	IRRADIÂNCIA	CORRENTE (A) ESPERADO	STRINGS MPPT1			STRINGS MPPT2	
			1	2	3	4	5
1	770	6,9	6,2	6,3	6,4	6,3	6,3
2	750	6,7	5,7	5,7	5,8	5,3	5,4
3	650	5,85	5,2	5,1	5,4	5,3	5,0
4	570	6	4,5	4,6	4,55	4,58	4,56

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Analisando as medições das correntes coletadas da Tabela 6, e confrontando com a curva IV do *datasheet* do módulo fotovoltaico Canadian Solar CS6P-260P, conforme figura 48, pode-se observar que as correntes nas entradas das *strings* dos inversores estão todas abaixo se

comparando com a irradiância medida no momento das leituras das correntes. Por exemplo, a corrente registrada na *string* 1 do inversor 1 foi de 6,2 amperes para uma irradiância de 770 w/m², conforme a curva do datasheet, a corrente deveria ser aproximadamente de 6,9 amperes. As medições das correntes e das tensões foram realizadas após a lavagem dos geradores fotovoltaicos. Conclui-se então que o sistema apresenta diminuição na produção de energia. Para comprovar as perdas, faz-se necessária a realização das análises com um traçador de curva IV.

Tabela 7 - Medições das tensões de circuito aberto nas *strings* dos Inversores SMA - *campus* de João Câmara

TENSÕES NAS STRINGS DO INVERSOR 1					TENSÕES NAS STRINGS DO INVERSOR 2				
TENSÃO (V)					TENSÃO (V)				
MPPT	STRING	ESPERADO	MEDIDO	IRRADIÂNCIA	MPPT	STRING	ESPERADO	MEDIDO	IRRADIÂNCIA
	1	750	679	735		1	750	708	689
1	2	750	678		1	2	750	706	
	3	750	679			3	750	706	
2	4	937,5	845		2	4	937,5	881	
	5	937,5	845			5	937,5	882	

TENSÕES NAS STRINGS DO INVERSOR 3					TENSÕES NAS STRINGS DO INVERSOR 4				
TENSÃO (V)					TENSÃO (V)				
MPPT	STRING	ESPERADO	MEDIDO	IRRADIÂNCIA	MPPT	STRING	ESPERADO	MEDIDO	IRRADIÂNCIA
	1	750	702	715		1	750	700	683
1	2	750	880		1	2	750	696	
	3	750	700			3	750	697	
2	4	937,5	688		2	4	937,5	867	
	5	937,5	870			5	937,5	869	

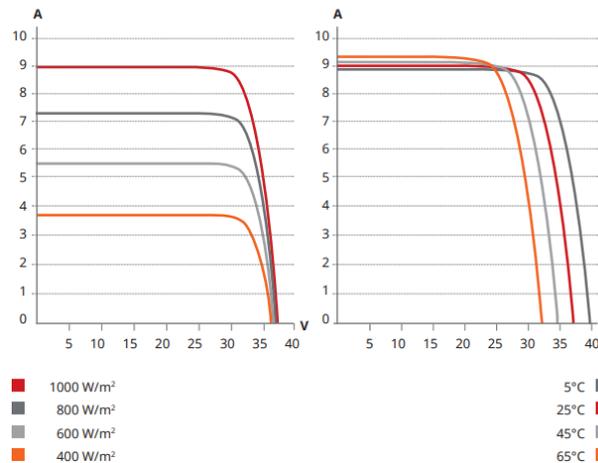
Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Observando a Tabela 7, pode-se ver que as leituras das tensões entre as *strings* dos inversores estão todas com os valores próximos, mas abaixo do esperado. Pode-se verificar no Gráfico 19 que os valores das medições das temperaturas estão relacionados diretamente com as mensurações das tensões.

No decorrer das inspeções das tensões de circuito aberto, percebeu-se que as *strings* 2 e 4 do inversor 3 estavam trocadas.

Acredita-se que os problemas apresentados tenham sido uma das causas da baixa performance de 76,74, conforme visto na segunda linha da última coluna da Tabela 5, (seguido da possível desconexão do sistema do gerador fotovoltaico com rede de energia). Diante do exposto, sugere-se, portanto, uma análise mais detalhada no sistema fotovoltaico do referido *campus*.

Gráfico 19 - Curva IV do *datasheet* do modulo fotovoltaico *Canadian Solar CS6P-260P CS6P-255P / I-V CURVES*



4.2 Análise das Usinas Fotovoltaicas dos demais *Campi*

Após a realização da análise do sistema fotovoltaico do *campus* do IFRN localizado na cidade de João Câmara, continuou-se a pesquisa para os demais *Campi*, para isso, em função do número expressivo de informações devido à quantidade de *Campi* envolvidos na pesquisa, optou-se em condensar as informações em forma de tabelas, mas com o mesmo objetivo de avaliar o desempenho das Usinas Fotovoltaicas dos *Campi* do IFRN conforme foi realizado para o *campus* de João Câmara. Como o objetivo principal da pesquisa é a avaliação das Usinas Fotovoltaicas, utilizou-se a métrica da PR, considerada um dos indicadores de rendimento mais importante, que compara, em percentuais, a razão da energia real pela teórica, se os sistemas fotovoltaicos estão produzindo a energia para os quais foram projetados. A energia teórica foi obtida através das simulações computacionais utilizando o software *PvSyst* já mencionado nos capítulos anteriores.

De acordo com os memoriais descritivos das Usinas Fotovoltaicas dos *Campi* do IFRN, as 5 diferentes empresas que projetaram e executaram as instalações das Usinas Fotovoltaicas utilizaram a mesma fonte dos dados climatológicos do INPE/SWERA para obterem os dados da irradiação Global no plano horizontal, Temperatura Ambiente e Velocidade do Vento, no entanto escolheu-se os dados climatológicos do CRESESB para realizar as simulações computacionais na elaboração deste estudo. As Tabelas 8, 9, 10 e 11, a seguir, apresentam os dados da Localização Geográfica, irradiação Global no plano horizontal, Temperatura Ambiente e Velocidade do Vento, respectivamente, utilizadas para realizar a simulação computacional.

Tabela 8 - Dados localização geográfica - *campi* IFRN

CAMPUS	LATITUDE	LONGITUDE	AZIMUTE	INCLINAÇÃO
Lajes	5°42'17.1" SUL	36°14'07.9" OESTE	140° OESTE e 40° LESTE	5°
Mossoró	5° 12'49.74" SUL	37°19'10.38"OESTE	42° Nordeste e 138° Sudoeste	14°
Santa Cruz	6°13'41.85" SUL	36°1'36.82"OESTE	55° Noroeste e 125° Sudeste	3°
Natal ZN	5° 44'57.09" SUL	35°15'38.38"OESTE	45° Nordeste e 135° Sudoeste	6°
Reitoria	5,81138° SUL	35,20028° OESTE	24° Noroeste e 204° Sudoeste	7°
Ceará Mirim	5.65148° SUL	35.42876° OESTE	8° Nordeste	7°
São Paulo tengi	5.89440° SUL	35.75534° OESTE	50° Nordeste	8°
Canguaretama	6,3585° SUL	35,16128° OESTE	24° Noroeste	10°
Currais Novos	6.253131° SUL	36.534393° OESTE	0° Norte	11°
Natal Central	5°48'41.44" SUL	35°12'10.79" OESTE	70° Noroeste e 110° sudeste	12°
Reitoria	5°48'40" SUL	35°11'59.70" OESTE	10° Nordeste	5°
Parelhas	6°41'52.6" SUL	36°40'06.7" OESTE	25° Nordeste	10°
São Gonçalo	5°47'423.53" SUL	35°20'15.52" OESTE	0° Norte	7°
Natal Central	5°48'41.44" SUL	35°12'10.79" OESTE	70° Noroeste e 110° sudeste	12°
Pau dos Ferros	6° 8'45.26" SUL	38°12'17.15"OESTE	23° Noroeste e 157° Sudoeste	5°
Caicó	6°26'45.81" SUL	37°4'9.30"OESTE	27° Nordeste	7°
João Câmara	5°32'35.91" SUL	35°47'54.25"OESTE	15° Nordeste	10°
Mossoró	5° 12'49.74" SUL	37°19'10.38"OESTE	150° Sudoeste	17°
Santa Cruz	6°13'41.85" SUL	36°1'36.82"OESTE	125° Sudoeste	5°
Natal-Centro	5°46'31.5" SUL	35°12'00.9"OESTE	60° Noroeste	10°
Parnamirim	5°56'20.9" SUL	35°15'55.6"OESTE	0° Norte	10°
Natal Zna No	5° 44'57.09" SUL	35°15'38.38"OESTE	135° Sudoeste	13°
Nova Cruz	6°28'15.7" SUL	35°26'44.9" OESTE	0° Norte	10°
Apodi	5°37'37.7" SUL	37°48'29.9" OESTE	0° Norte	10°
Ipanguaçu	5°32'07.9 SUL	36°52'18.7" OESTE	10° Nordeste	10°
Macau	5°09'03.5" SUL	36°34'28.7" OESTE	40° Norte	10°

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Tabela 9 - Dados climatológicos – irradiação global no plano horizontal

CAMPUS	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
Lajes	5,31	5,56	5,78	5,83	5,72	5,31	5,55	6,13	6,20	6,08	5,76	5,29	5,71
Mossoró	5,68	5,79	5,69	5,51	5,21	4,83	4,99	5,59	5,96	6,08	5,70	5,71	5,56
Santa Cruz	5,59	5,80	5,61	5,18	4,77	4,29	4,51	5,07	5,64	5,73	5,73	5,69	5,30
Natal ZN	5,59	5,42	5,49	5,49	4,73	3,93	4,66	5,38	5,81	5,74	5,88	5,32	5,29
Reitoria	5,50	5,87	5,29	5,59	4,85	3,89	4,79	5,30	5,79	5,63	5,79	5,08	5,28
Ceará Mirim	5,55	5,91	5,46	5,44	5,00	3,97	4,46	5,36	5,83	5,54	5,81	5,24	5,30
São Paulo po	6,03	5,83	5,54	5,52	4,76	3,88	4,44	5,52	5,36	5,72	5,53	5,27	5,28
Canguaretama	5,40	5,37	5,37	5,44	4,84	3,70	4,54	5,08	5,29	5,62	5,82	5,41	5,16
Currais Novos	5,85	5,97	5,97	5,31	4,83	4,45	4,86	5,31	5,82	6,21	5,76	5,88	5,52
Natal Central	5,5	5,87	5,29	5,59	4,85	3,89	4,79	5,3	5,79	5,63	5,79	5,08	5,28
Reitoria	5,59	5,42	5,49	5,49	4,73	3,93	4,66	5,38	5,81	5,74	5,88	5,32	5,29
Parelhas	5,21	5,42	5,73	5,52	5,5	5,22	5,43	5,8	5,83	5,68	5,59	5,23	5,51
São Gonçalo	5,41	5,7	5,64	5,5	4,65	3,93	4,33	5,31	5,9	5,7	5,97	5,28	5,28
Natal Central	5,5	5,87	5,29	5,59	4,85	3,89	4,79	5,3	5,79	5,63	5,79	5,08	5,28
Pau dos Ferros	5,89	5,45	5,76	5,94	5,2	4,55	4,72	5,65	5,81	6,43	6,12	5,52	5,59
Caicó	6,23	6,23	5,88	5,77	5,13	4,48	4,82	5,38	5,92	6,2	6,27	5,49	5,65
João Câmara	5,8	5,68	5,7	5,46	4,92	4,14	4,56	5,45	5,42	5,76	5,99	4,96	5,32
Mossoró	5,68	5,79	5,69	5,51	5,21	4,83	4,99	5,59	5,96	6,08	5,7	5,71	5,56
Santa Cruz	5,59	5,8	5,61	5,18	4,77	4,29	4,51	5,07	5,64	5,73	5,73	5,69	5,30
Natal-Centro	5,52	5,84	6,06	5,98	5,78	5,46	5,58	6,26	6,35	6,05	5,91	5,54	5,86
Parnamirim	5,52	5,84	6,06	5,98	5,78	5,46	5,58	6,26	6,35	6,05	5,91	5,54	5,86
Natal ZN Norte	5,59	5,42	5,49	5,49	4,73	3,93	4,66	5,38	5,81	5,74	5,88	5,32	5,29
Nova Cruz	5,32	5,67	5,96	5,82	5,6	5,25	5,32	6	6,02	5,81	5,65	5,29	5,64
Apodi	5,54	5,67	5,9	5,77	5,81	5,55	5,79	6,28	6,38	6,02	5,86	5,61	5,85
Ipanguaçu	5,6	5,8	6,1	5,95	5,9	5,58	5,65	6,23	6,33	5,93	5,88	5,64	5,88
Macau	5,21	5,42	5,73	5,52	5,5	5,22	5,43	5,8	5,83	5,68	5,59	5,23	5,51

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Tabela 10 - Dados climatológicos – temperatura.

CAMPUS	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
Lajes	26,07	26,29	26,33	26,38	26,37	26,03	25,64	25,82	25,94	26,08	26,08	26,05	26,09
Mossoró	27,22	27,14	26,63	26,52	26,74	26,85	26,92	27,82	28,49	28,78	28,60	28,00	27,48
Santa Cruz	25,56	25,97	25,67	25,25	25,08	24,61	24,31	25,06	25,86	26,44	26,42	26,15	25,53
Natal ZN	26,07	26,29	26,33	26,38	26,37	26,03	25,64	25,82	25,94	26,08	26,08	26,05	26,09
Reitoria	26,07	26,29	26,33	26,38	26,37	26,03	25,64	25,82	25,94	26,08	26,08	26,05	26,09
Ceará Mirim	26,07	26,29	26,33	26,38	26,37	26,03	25,64	25,82	25,94	26,08	26,08	26,05	26,09
São Paulo tengi	26,07	26,29	26,33	26,38	26,37	26,03	25,64	25,82	25,94	26,08	26,08	26,05	26,09
Canguaretama	25,85	26,05	25,99	25,74	25,52	25,05	24,63	25,07	25,60	26,00	26,03	25,90	25,62
Currais Novos	25,85	26,05	25,99	25,74	25,52	25,05	24,63	25,07	25,60	26,00	26,03	25,90	25,62
Natal Central	26,07	26,29	26,33	26,38	26,37	26,03	25,64	25,82	25,94	26,08	26,08	26,05	26,09
Reitoria	26,07	26,29	26,33	26,38	26,37	26,03	25,64	25,82	25,94	26,08	26,08	26,05	26,09
Parelhas	27,08	27,02	26,42	26,12	26,27	26,09	25,76	26,5	27,44	28,14	28,15	27,78	26,90
São Gonçalo	26,07	26,29	26,33	26,38	26,37	25,03	25,64	25,82	25,94	26,08	26,08	26,05	26,01

Natal Central	26,07	26,29	26,33	26,38	26,37	26,03	25,64	25,82	25,94	26,08	26,08	26,05	26,09
Pau dos Ferros	26,96	26,56	25,9	25,82	26,05	26,16	26,00	26,93	28,11	29,00	29,03	28,36	27,07
Caicó	27,08	27,02	26,42	26,12	26,27	26,09	25,76	26,5	27,44	28,14	28,15	27,78	26,90
João Câmara	26,07	26,29	26,33	26,38	26,37	26,03	25,64	25,82	25,94	26,08	26,08	26,05	26,09
Mossoró	27,22	27,14	26,63	26,52	26,74	26,85	26,92	27,82	28,49	28,78	28,6	28,00	27,48
Santa Cruz	25,56	25,97	25,67	25,25	25,08	24,61	24,31	25,06	25,86	26,44	26,42	26,15	25,53
Natal-Centro	26,07	26,29	26,33	26,38	26,37	26,03	25,64	25,82	25,94	26,08	26,08	26,05	26,09
Parnamirim	26,17	26,39	26,33	26,38	26,47	26,03	25,64	25,92	25,94	26,08	26,28	26,05	26,14
Natal Zona Norte	26,07	26,29	26,33	26,38	26,37	26,03	25,64	25,82	25,94	26,08	26,08	26,05	26,09
Nova Cruz	25,85	26,05	25,99	25,74	25,52	25,05	24,63	25,07	25,60	26,00	26,03	25,90	25,62
Apodi	25,85	26,05	25,99	25,74	25,52	25,05	24,63	25,07	25,60	26,00	26,03	25,90	25,62
Ipanguaçu	27,22	27,14	26,63	26,52	26,74	26,85	26,92	27,82	28,49	28,78	28,60	28,00	27,48
Macau	26,07	26,29	26,33	26,38	26,37	26,03	25,64	25,82	25,94	26,08	26,08	26,05	26,09

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Tabela 11 - Dados climatológicos - velocidade do vento.

CAMPUS	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
Lajes	4,78	4,17	3,49	4,01	4,85	5,89	6,26	6,63	6,94	6,65	6,55	5,77	5,50
Mossoró	4,23	3,60	3,07	3,69	4,43	5,64	6,13	6,55	6,91	6,66	6,43	5,24	5,22
Santa Cruz	4,18	3,69	3,20	3,77	4,28	5,12	5,50	5,70	5,99	5,77	5,68	4,89	4,81
Natal Zona Norte	4,78	4,17	3,49	4,01	4,85	5,89	6,26	6,63	6,94	6,65	6,55	5,77	5,50
Reitoria	4,78	4,17	3,49	4,01	4,85	5,89	6,26	6,63	6,94	6,65	6,55	5,77	5,50
Ceará Mirim	4,78	4,17	3,49	4,01	4,85	5,89	6,26	6,63	6,94	6,65	6,55	5,77	5,50
São Paulo do Potengi	4,78	4,17	3,49	4,01	4,85	5,89	6,26	6,63	6,94	6,65	6,55	5,77	5,50
Canguaretama	4,44	3,99	3,46	3,94	4,47	5,21	5,53	5,73	6,03	5,84	5,78	5,17	4,97
Currais Novos	4,44	3,99	3,46	3,94	4,47	5,21	5,53	5,73	6,03	5,84	5,78	5,17	4,97
Natal Central	4,78	4,17	3,49	4,01	4,85	5,89	6,26	6,63	6,94	6,65	6,55	5,77	5,50
Reitoria	4,78	4,17	3,49	4,01	4,85	5,89	6,26	6,63	6,94	6,65	6,55	5,77	5,50
Parelhas	3,92	3,39	2,94	3,61	4,08	5,03	5,47	5,67	5,94	5,69	5,58	4,61	4,66
São Gonçalo do Amar	4,78	4,17	3,49	4,01	4,85	5,89	6,26	6,63	6,94	6,65	6,55	5,77	5,50
Natal Central	4,78	4,17	3,49	4,01	4,85	5,89	6,26	6,63	6,94	6,65	6,55	5,77	5,50
Pau dos Ferros	3,71	3,28	2,89	3,49	4,08	5,06	5,51	5,74	5,99	5,59	5,39	4,33	4,59
Caicó	3,92	3,39	2,94	3,61	4,08	5,03	5,47	5,67	5,94	5,69	5,58	4,61	4,66
João Câmara	4,78	4,17	3,49	4,01	4,85	5,89	6,26	6,63	6,94	6,65	6,55	5,77	5,50
Mossoró	4,23	3,6	3,07	3,69	4,43	5,64	6,13	6,55	6,91	6,66	6,43	5,24	5,22
Santa Cruz	4,18	3,69	3,2	3,77	4,28	5,12	5,5	5,7	5,99	5,77	5,68	4,89	4,81
Natal-Centro Histórico	4,73	4,27	3,59	4,11	4,95	5,89	6,26	6,63	6,94	6,65	6,55	5,87	5,54
Parnamirim	4,73	4,27	3,59	4,11	4,95	5,89	6,26	6,63	6,94	6,65	6,55	5,87	5,54
Natal Zona Norte	4,78	4,17	3,49	4,01	4,85	5,89	6,26	6,63	6,94	6,65	6,55	5,77	5,50
Nova Cruz	4,44	3,99	3,46	3,94	4,47	5,21	5,53	5,73	6,03	5,84	5,78	5,17	4,97
Apodi	4,44	3,99	3,46	3,94	4,47	5,21	5,53	5,73	6,03	5,84	5,78	5,17	4,97
Ipanguaçu	4,23	3,60	3,07	3,69	4,43	5,64	6,13	6,55	6,91	6,66	6,43	5,24	5,22
Macau	4,78	4,17	3,49	4,01	4,85	5,89	6,26	6,63	6,94	6,65	6,55	5,77	5,50

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Para organizar todas as informações da pesquisa, tomou-se como metodologia a divisão do estudo por tipo de inversores instalados nos diversos *Campi* do IFRN, sem ater-se ao tipo de

tecnologias dos módulos fotovoltaicos. Na Tabela 12, apresenta-se a distribuição dos inversores por fabricantes e modelos montados em cada *Campi*. Foram considerados no estudo as três principais marcas de inversores devido a estes serem os mais utilizados nas instalações das Usinas Fotovoltaicas do IFRN, a saber: fabricantes ABB, ELTEK e SMA.

Tabela 12 - Tipos de inversores por *campi* do IFRN

<i>Campus</i>	Fabricante	Modelo	Quantidade	Potência(kw)
Lajes	ABB	Trio-27.0-TL	2	27
Mossoró	ABB	Trio-27.0-TL	4	20
Santa Cruz	ABB	Trio-20.0-TL	4	20
Natal ZN	ABB	Trio-20.0-TL	4	20
Reitoria	Eltek	Theia 4.4 HE-t	10	4,4
Ceará Mirim	Eltek	Theia 4.4 HE-t	20	4,4
São Paulongi	Eltek	Theia 4.4 HE-t	20	4,4
Canguaretama	Eltek	Theia 4.4 HE-t	20	4,4
Currais				
Novos	Eltek	Theia 4.4 HE-t	20	4,4
Natal Central	Eltek	Theia 4.4 HE-t	20	4,4
Reitoria	SMA	25000TL-30	1	25
Parelhas	SMA	STP 25000TL-30	2	25
São Gonçalo	SMA	SB 5000TL-21	10	5
Natal Central	SMA	SB 5000TL-21	15	5
Pau dos rros	SMA	STP 25000TL-30	4	25
Caicó	SMA	STP 25000TL-31	4	25
João Câmara	SMA	STP 25000TL-32	4	25
Mossoró	SMA	STP 25000TL-30	2	25
Santa Cruz	SMA	STP 25000TL-30	1	25
Natal-Centro	SMA	STP 25000TL-30/STP 12000TL-21	4	25+12
Parnamirim	SMA	STP 25000TL-30	3	25
Natal Zna No	SMA	STP 25000TL-30	1	25
Nova Cruz	SMA	STP 20000TL-30	4	20
Apodi	SMA	STP 25000TL-30	3	25
Ipanguaçu	SMA	STP 25000TL-30	4	25
Macau	SMA	STP 25000TL-30	3	25

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Como pode ser analisado na Tabela 12, o inversor de marca ABB, possui 14 aparelhos distribuídos em 4 *Campi*. Os inversores de fabricação ELTEK possui 110 inversores instalados em 6 *Campi*, pode-se observar que a quantidade se justifica pela baixa potência unitária dos equipamentos. Os inversores de fabricação SMA estão distribuídos na maioria dos *campi* do IFRN, com 65 equipamentos divididos em 16 *campi*.

Os projetos de geração fotovoltaicas dos *campi* do IFRN, foram realizados com três tipos de fabricantes de módulos fotovoltaicos e 11 modelos diferentes. Os módulos fotovoltaicos de marca Canadian têm 4 modelos, o de fabricação *Sun Earth* tem 6 modelos e o de fabricação *Yingli*, um modelo, conforme mostrado na tabela 14, todos instalados nos *campi* do IFRN nas 5 regiões do estado do Rio Grande do Norte. As colunas 5, 6 e 7, da Tabela 13, informam também a potência, a quantidade e as áreas ocupadas pelos módulos fotovoltaicos, respectivamente, que foram usados para realizar o projeto de cada Usina Fotovoltaica.

Tabela 13 - Dados dos módulos fotovoltaicos por *campus*

<i>campus</i>	fabricante	tecnologia	modelo	Potência (W)	quantidade	área (m ²)
Lajes	Canadian	Poli	CS6P-250P	250	200	325
Mossoró	Canadian	Poli	CS6P-265P	265	200	235
Santa Cruz	Canadian	Poli	CS6P-265P	265	320	515
Natal ZN	Canadian	Poli	CS6P-265P	265	318	512
Reitoria	Sun Earth	Poli	TPB156X156-60-P 235	235	240	391
Ceará Mirim	Sun Earth	Poli	TPB156X156-60-P 236	235	480	782
São Paulo do Potengi	Sun Earth	Poli	TPB156X156-60-P 237	235	480	782
Canguaretama	Sun Earth	Poli	TPB156X156-60-P 238	235	480	782
Currais Novos	Sun Earth	Poli	TPB156X156-60-P 239	235	480	782
Natal Central	Sun Earth	Poli	TPB156X156-60-P 240	235	480	782
Reitoria	Canadian	Poli	CS6P-265P	265	105	169
Parelhas	Canadian	Poli	CS6P-250P	250	200	325
São Gonçalo	Yingli	Poli	YL245P-29b	245	230	376
Natal Central	Yingli	Poli	YL245P-29b	245	345	564
Pau dos Ferros	Canadian	Poli	CS6P-260P	260	440	720
Caicó	Canadian	Poli	CS6P-260P	260	440	720
João Câmara	Canadian	Poli	CS6P-260P	260	440	720
Mossoró	Canadian	Poli	CS6P-265P	265	210	338
Santa Cruz	Canadian	Poli	CS6P-265P	265	105	169
Natal-Centro	Canadian	Poli	CS6P-265P	265	315	507
Parnamirim	Canadian	Poli	CS6P-265P	265	315	507
Natal ZN	Canadian	Poli	CS6P-265P	265	105	169
Nova Cruz	Canadian	Poli	CS6P-265P	265	315	516

Apodi	Canadian	Mono	CS6K-280M	280	315	516
Ipanguaçu	Canadian	Mono	CS6K-280M	280	420	687
Macau	Canadian	Mono	CS6K-280M	270	315	516

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

4.2.1 Usinas Fotovoltaicas dos *campi* que utilizam inversores ABB

Para avaliar o desempenho das usinas fotovoltaicas com inversores de fabricação ABB, foi comparada a simulação computacional através do software *PVsyst* com a geração real obtida diretamente nos inversores. Conforme a Tabela 14, abaixo, pode ser visto um resumo da simulação a partir dos anos de conexão das plantas fotovoltaicas com a rede de fornecimento de energia elétrica da concessionária até o ano de 2022, período de análise do projeto.

Tabela 14 - Simulação com *PVsyst* das UFV por *campus* - inversor ABB até o ano de 2022

<i>campus</i>	Data da conexão	ENERGIA SIMULADA - <i>PVSYST</i> - MWh							
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL
Lajes	01/12/2016	7,70	87,57	87,22	86,87	86,47	86,04	85,58	527,46
Mossoró	23/05/2017	X	82,44	133,83	133,32	132,78	132,15	131,46	745,98
Santa Cruz	30/05/2017	X	80,25	136,52	136,00	135,41	134,76	134,05	756,99
Natal ZN	30/10/2017	X	25,21	138,84	138,34	137,72	137,05	136,30	713,46

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Por falta dos históricos mensais e anuais das gerações de energia das usinas fotovoltaicas instaladas nos *Campi* com inversores de marca ABB e da impossibilidade de acessar os portais, foram somadas as gerações totais obtidas diretamente em cada grupo de inversor de cada usina no período de conexão com a rede da concessionária e subtraído das gerações registradas na data do levantamento referente ao ano de 2023, como pode ser visto abaixo nas imagens das Figuras 38, 39, 40 e 41 que mostram nos *displays* dos inversores a energia total gerada pelos sistemas fotovoltaicas dos *campi* com a referida marca de inversor ABB.

Figura 38 - Displays dos inversores ABB do *campus* de Lajes



Fonte: Acervo do autor (2024).

Figura 39 - Displays dos inversores ABB do *campus* de Mossoró
Inversor 1 **Inversor 2**



Inversor 3

Inversor 4



Fonte: Acervo do autor (2024).

Figura 40 - Displays dos inversores ABB do *campus* de Santa Cruz
Inversor 1 **Inversor 2**



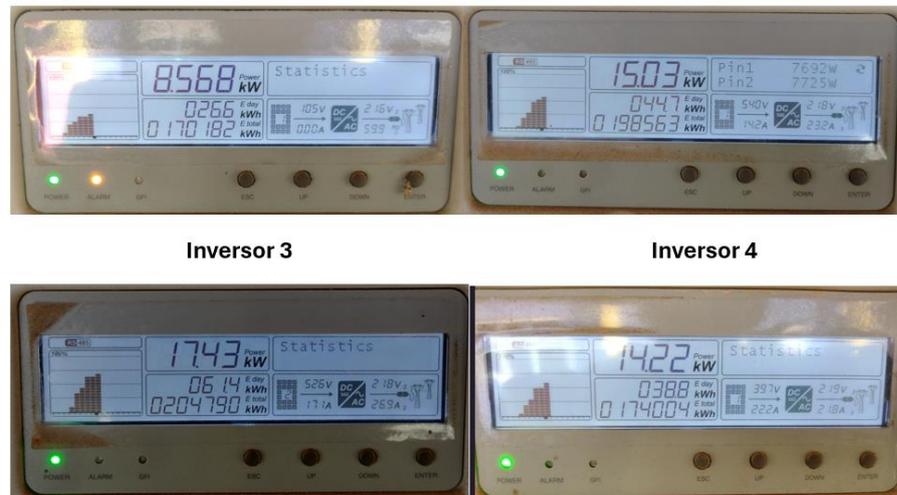
Inversor 3

Inversor 4



Fonte: Acervo do autor (2024).

Figura 41 - Displays dos inversores ABB do *campus* Natal Zona Norte



Fonte: Acervo do autor (2024).

A Tabela 15 mostra os valores condensados por *campus* instalados com o inversor de fabricação ABB. A tabela mostra a energia simulada, a energia total obtida diretamente dos inversores, a energia gerada no ano de 2023, a energia gerada no período de conexão até o final de 2022, a energia não gerada e a performance dos sistemas.

Tabela 15 - Análise das usinas fotovoltaicas por *campus* com Inversor ABB até o ano de 2022

<i>Campus</i>	Data da conexão	ENERGIA (MWh)					<i>Performance Ratio- PR (%)</i>
		simulada	Geração total	Gerado 2023	Geração até 2022	Não gerado	
Lajes	01/12/2016	527,46	441,75	37,66	404,09	123,37	76,61
Mossoró	23/05/2017	745,98	730,80	42,99	687,81	58,17	92,20
Santa Cruz	30/05/2017	756,99	767,71	28,61	739,10	17,89	97,64
Natal ZN	30/10/2017	713,46	747,54	74,54	673,00	40,46	94,33

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

A energia Simulada, mostrada na Tabela 15, foi realizada considerando todas as perdas previstas nos sistemas fotovoltaico, sendo assim, a coluna *Performance Ratio* informa a ineficiência real de cada UFV analisada. Na coluna Energia Não Gerada, pode-se observar os valores da energia em MWh que deixou de ser injetada na rede elétrica no período da data de conexão da UFV até o ano de 2022.

4.2.1.1 Inspeções nas Usinas Fotovoltaicas com Inversor ABB

As inspeções nos sistemas fotovoltaicos dos *Campi* do IFRN instalados com os inversores de fabricação ABB (*Campi* de Lajes, Mossoró, Santa Cruz e Natal Zona Norte), buscaram as causas das perdas da geração de energia motivadas pelos resultados da performance das usinas obtidos através da energia real gerados em cada sistema em função das análises computacionais realizadas através do software *PVsyst*, cujo resultado está condensado na tabela 16. As análises computacionais levaram em consideração todas as perdas esperadas num sistema fotovoltaico, sendo assim, os resultados da última coluna da Tabela 15, *Performance Ratio*, apresentam as perdas reais de cada sistema.

4.2.1.2 Inspeções no Sistema Fotovoltaico do Campus de Lajes

Os módulos fotovoltaicos do *campus* de Lajes foram instalados na cobertura, conforme pode ser visto na Figura 42. O acesso ao telhado é fácil e seguro, porém, precisa-se utilizar tábuas para caminhar. As estruturas de suporte e fixação dos módulos fotovoltaicos encontram-se em excelente estado de conservação.

Figura 42 - Forma de instalação do sistema fotovoltaico *campi* de Lajes



Fonte: Acervo do autor (2024).

Na inspeção visual, quanto à sujeira, foram encontrados os módulos com pouca sujeira, porém com presença de fezes de aves, pequenos detritos e sujeira acumulada nas faces inferiores em todos os módulos, como pode ser visto na Figura 43.

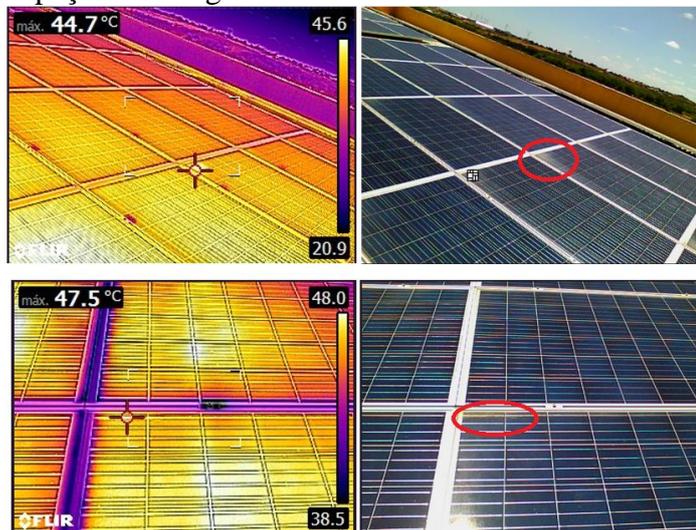
Figura 43 - Sujidade nos módulos fotovoltaicos - *campus* de Lajes



Fonte: Acervo do autor (2024).

Foram realizadas inspeções termográficas nos módulos fotovoltaicos, as imagens das inspeções termográficas podem ser vistas na Figura 44. Como pode ser visto, foram encontrados pontos quentes nas bordas inferiores dos módulos fotovoltaicos provocados pelo acúmulo de sujeiras arrastadas pelas chuvas.

Figura 44 - Inspeções termográfica nos módulos fotovoltaicos *campus* de Lajes



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Realizadas as inspeções termográficas nas entradas CC dos inversores, foi identificado, em um dos inversores, um ponto quente em uma *string* da MPPT 1, conforme evidenciado na Figura 45.

Figura 45 - Imagens térmicas na entrada CC dos inversores



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Durante a inspeção termográfica nas bases de fixação dos fusíveis, foi identificado que um dos suportes de fixação dos fusíveis se encontra deformado e a base do fusível recozida pelo ponto quente causada pela sobrecorrente, conforme pode ser visto na Figura 46.

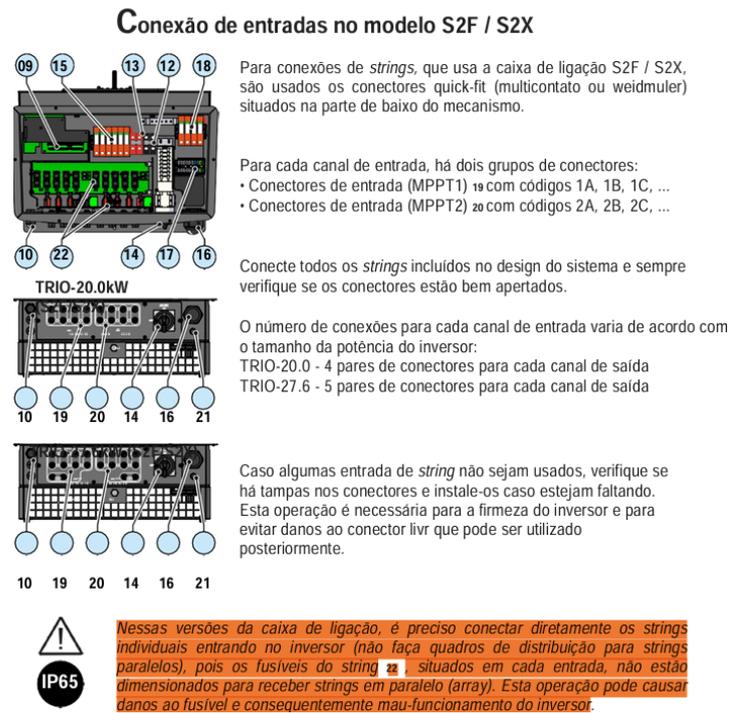
Figura 46 - Suporte e base do fusível deformados pela ação da sobre corrente



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Foi observado que no sistema fotovoltaico do referido *campi* existem *string-box* de conexão externa aos inversores com duas *strings* em paralelo e conectado as MPPT-1. De acordo com as orientações destacado no texto do capítulo 5, na página 64 do manual do inversor ABB, essa ação deve ser evitada, pois as caixas de fusíveis não foram projetadas para esse tipo de configuração, conforme pode ser visto na Figura 47 (Manual [...], 2015). Observou-se durante as inspeções que uma das *strings* na entrada dos inversores, com a configuração de duas entradas e uma saída desconectada da rede de corrente alternada, causado por um dos fusíveis que encontravam-se rompido, o que, muito provavelmente, deva ter sido uma das causas da baixa performance do sistema fotovoltaico, como pode ser visto na última coluna da primeira linha da Tabela 15, *Performance Ratio* de 76,61%.

Figura 47 - Conexões de entrada do inversor ABB modelo S2X
5-Instalação



Fonte: Adaptado de Manual [...] (2015).

De acordo com o memorial descritivo do sistema fotovoltaico do *campus* de Lajes, a corrente de máxima potência dos módulos fotovoltaicos é de 8,56 A (ATP Solar, 2016). Os registros das correntes operacionais verificados simultaneamente pelos amperímetros instalados nas MPPT1 e MPPT2 do inversor ABB, como podem ser vistos na Figura 48, evidenciam a configuração 2:1 das *strings*, que conforme o manual do produto, deveria ser evitado.

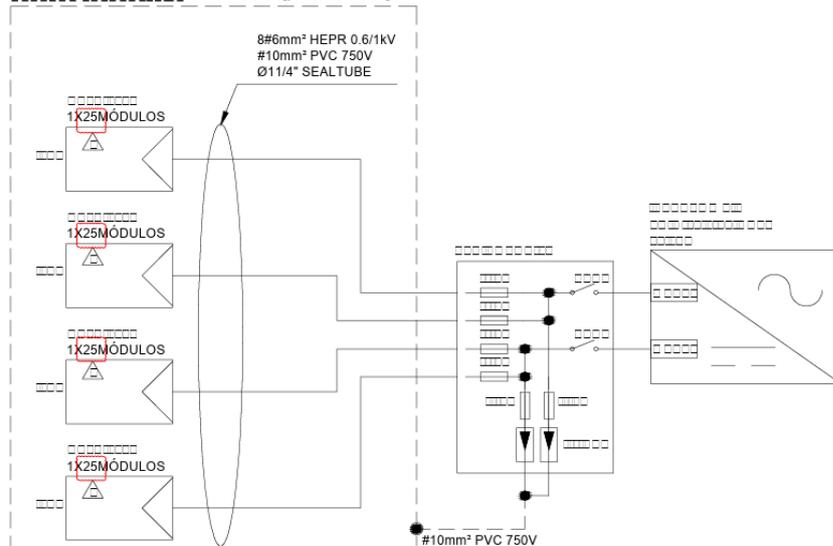
Figura 48 - Medição das correntes operacionais nas MPPT1 e MPPT2 na entrada do inversor ABB



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Na Figura 49, detalhe dos arranjos dos painéis fotovoltaicos, recorte do memorial descritivo. Nesta pode ser visto que na *string box* duas séries em paralelo. Com isso, conclui-se que houve um erro de projeto nas instalações dos inversores ABB.

Figura 49 - Detalhe dos arranjos dos painéis fotovoltaicos – memorial descritivo



Fonte: Adaptado de ATP Solar (2016).

As inspeções das correntes operacional nas *strings* do sistema fotovoltaico do *campus* de Lajes não foi realizado por dificuldade de acesso as *strings box*, e devido ao tipo de configuração das ligações serem de 2:1 (duas entradas e uma saída). Com isso não foi possível avaliar o sistema através das medições das correntes operacionais.

Diante dos resultados das inspeções realizadas no sistema fotovoltaico do *campus* de Lajes, pode-se concluir que os relatos comprovam que a principal causa da perda da geração de energia foi as desconexões das *strings* provocadas pela queima dos fusíveis devido ao excesso de corrente ocasionado pelo tipo de configuração adotada nas ligações 2:1 das *strings*.

4.2.1.3 Inspeções no Sistema Fotovoltaico do Campus de Mossoró

Os módulos fotovoltaicos do *campus* de Mossoró foram instalados na cobertura, conforme pode ser visto na vista aérea da Figura 50. Não houve possibilidade de acessar o telhado para realizar as inspeções visuais referente à estrutura, sujidade e à análise termográfica por falta de infraestrutura, por não possuir as técnicas de trabalhos em altura e, portanto, não ter habilitação.

Figura 50 - Vista aérea do sistema fotovoltaico - *campus* Mossoró



Fonte: Adaptado pelo autor do Google Earth (2022).

Foram realizadas inspeções nos sistemas fotovoltaicos do *campus* de Mossoró instalados com os inversores de fabricação ABB. Os inversores estão numerados de 1 a 4. Na ocasião da visita técnica, percebeu-se que os inversores do sistema fotovoltaico número 3 teve um princípio de incêndio dias antes da visita técnica. Possivelmente o excesso de corrente causou um ponto quente nas conexões de entrada do inversor que por sua vez carbonizou as conexões e pôr fim provocou a abertura do arco elétrico que desencadeou o princípio de incêndio.

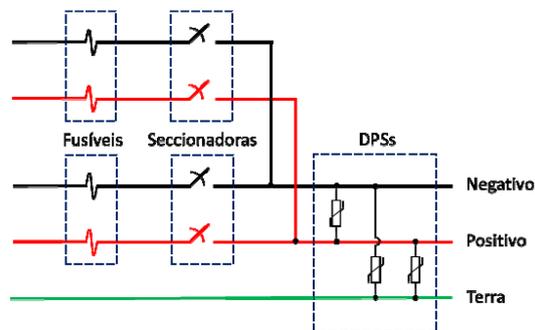
A Figura 51 mostra a situação citada. Conforme já relatado, na inspeção do sistema fotovoltaico do *campus* de Lajes, as ligações das *strings* do sistema fotovoltaico do *campus* de Mossoró foram realizadas da mesma forma, ou seja, foram instalados quatro arranjos fotovoltaicos ligados à duas séries em paralelo (duas entradas e uma saída, 2:1) e conectados em uma entrada das MPPT 1 e MPPT 2. A Figura 47 mostra no destaque as recomendações da ABB para não usar *string box* com a configuração 2:1, e sim ligar as séries dos módulos fotovoltaicos diretamente nas entradas das MPPTS. A Figura 52 mostra a ligação das *strings box* conforme o memorial descritivo da instalação do sistema fotovoltaico do *campus* de Mossoró.

Figura 51 - Princípio de incêndio na entrada do Inversor ABB número 3



Fonte: Acervo do autor (2024).

Figura 52 - Diagrama ilustrativo da configuração 2:1 das ligações das *strings* – *campus* Mossoró



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

De acordo com o memorial descritivo do sistema fotovoltaico do *campus* de Mossoró, a corrente de máxima potência dos módulos fotovoltaicos é de 8,6 A (Alsol Energias Renováveis, 2017a). Os registros das correntes operacional verificados simultaneamente pelos amperímetros instalados nas MPPT1 e MPPT2 do inversor ABB 1, 2 e 4, respectivamente, podem ser verificados na Figura 53, evidenciando a configuração 2:1 das *strings* que, conforme o manual do produto, deveria ser evitado.

A Figura 53 mostrar os registros das correntes nas entradas das MPPT1 e MPPT2 dos inversores 1, 2 e 4 (da esquerda para a direita). Os valores registrados comprovam o uso de *string box* para conectar duas séries em paralelo nas entradas das MPPT de cada inversor. Não houve condições de verificar as correntes no inversor de número 3 devido ao princípio de incêndio e que por isso estava desconectado da rede CA.

Figura 53 - Registros das correntes operacional nas entradas das MPPTS dos inversores ABB - *campus* de Mossoró



Fonte: Acervo do autor (2024).

Conforme a Tabela 15, a *Performance Ratio*, do sistema fotovoltaico do *campus* de Mossoró foi de 92,2%. Na coluna Energia não Gerada, na mesma tabela, pode-se observar que se deixou de injetar 58,17 MWh de energia na rede elétrica no período da data de conexão da UFV até o ano de 2022. Uma das possíveis causas pode ter sido o sombreamento provocado pelas árvores, como pode ser observado na Figura 54.

Figura 54 - Sombreamento nos arranjos fotovoltaico - *campi* de Mossoró



Fonte: Acervo do autor (2024).

Na Figura 55, pode-se verificar, de acordo posição geográfica da edificação, através da bússola, o sombreamento causado pelas árvores no lado da nascente e do poente. As mesas estão orientadas para Nordeste com desvio azimutal de $34^{\circ}, 42^{\circ}, 33^{\circ}$ e para Sudoeste com desvio azimutal de $146^{\circ}, 138^{\circ}$ e 147° .

Figura 55 - Sombreamento no sistema fotovoltaico do *campus* de Mossoró



Fonte: Adaptado pelo autor do *Google Earth* (2024).

Referente às inspeções de corrente operacional das *strings*, não houve condições disso ser feito, pois a configuração das ligações são de 2:1 (duas entradas e uma saída) e também devido às dificuldades de acesso as *strings box*. Essas medições seriam comparadas com as leituras das irradiâncias no gráfico da curva IV do *datasheet* do módulo fotovoltaico instalado no sistema fotovoltaico do referido *campus* para avaliar as possíveis causas da não produção de energia elétrica.

Diante dos resultados das inspeções realizadas no sistema fotovoltaico do *campus* de Mossoró, pode-se concluir que os resultados comprovam que a principal causa da perda da geração de energia foram os sombreamentos das árvores sobre os painéis fotovoltaicos, conforme pode ser visto na última coluna da segunda linha da Tabela 15, *Performance Ratio* de 92,20%.

Chama-se a atenção que a desconexão total do inversor de número 3, causado pelo princípio de incêndio, deva contribuir no aumento das perdas de produção da energia fotovoltaica. Faz-se necessário realizar o reparo do inversor 3 o mais rápido possível e modificar a configuração da ligação das *strings* de 2:1 para 1:1 para evitar os possíveis surgimento de pontos quentes nas entradas dos inversores, causado pelo excesso de corrente.

4.2.1.4 Inspeções no Sistema Fotovoltaico do *Campus* de Santa Cruz

Os arranjos do sistema fotovoltaicos do *campus* de Santa Cruz foram instalados na cobertura, conforme pode ser visto na Figura 56. O acesso às instalações é através de uma escada improvisada em uma passagem muito estreita, como pode ser observado na Figura 57.

Figura 56 - Arranjos do sistema fotovoltaico do *campus* de Santa Cruz



Fonte: Acervo do autor (2024).

Figura 57 - Acesso aos arranjos do sistema fotovoltaico do *campus* de Santa Cruz

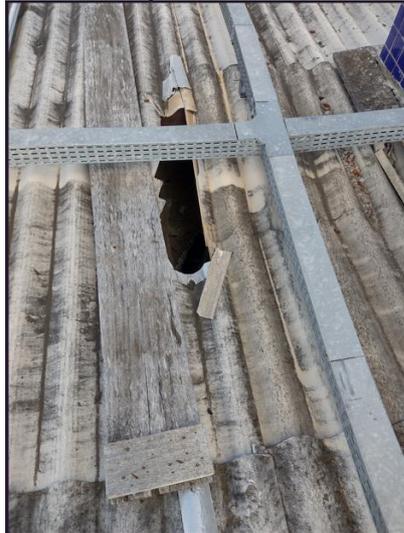


Fonte: Acervo do autor (2024).

Durante a visita técnica no sistema, foram realizadas inspeções visuais nos arranjos fotovoltaicos nas estruturas de fixação, sujidade, defeitos nos módulos, sombreamento, análise termográfica e medições das correntes operacional das séries dos módulos fotovoltaicos.

As telhas de fibrocimento da cobertura onde estão instalados os módulos fotovoltaicos estão muito quebradiças. Na ocasião da inspeção, quase houve um acidente: ao caminhar sobre as tábuas para realizar as inspeções visuais e de termografia, uma tábua virou de lado e o pé direito escorregou sobre o telhado quebradiço, causando a quebra da telha e o incidente, como pode ser visto na Figura 58.

Figura 58 - Quase acidente causado por telhas ressecadas – *campus* de Santa Cruz



Fonte: Acervo do autor (2024).

Nas inspeções visuais, quanto à sujeidade, foi observada uma fina camada de poeira depositada de forma uniforme em todos os módulos fotovoltaicos, como também pequenos detritos, excrementos de aves e acúmulo de sujeira nas faces inferiores devido ao arraste das sujeiras causadas pelas ações das chuvas, como pode ser visto na Figura 59. Em conversa com o operador, ele relatou o quanto é difícil se realizar as limpezas, e elencou motivos diversos tais como: falta de equipamento adequado, treinamento de pessoal e qualidade das tábuas, o que oferecem risco para se locomover sobre elas.

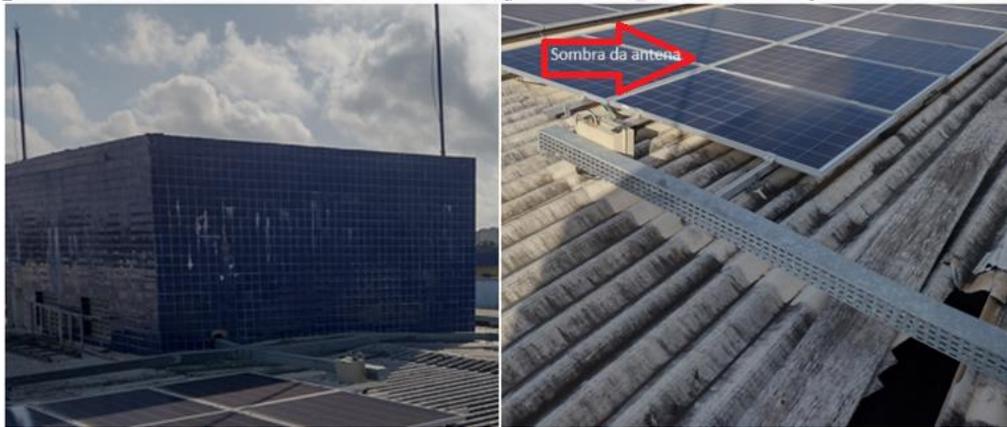
Figura 59 - Sujidade depositado sobre os módulos fotovoltaicos - *campus* de Santa Cruz



Fonte: Acervo do autor (2024).

Continuando com as inspeções visuais, percebeu-se sombreamentos nos arranjos fotovoltaicos causado pela caixa d'água e hastes dos captores do sistema de para raios, evidenciado pela Figura 60.

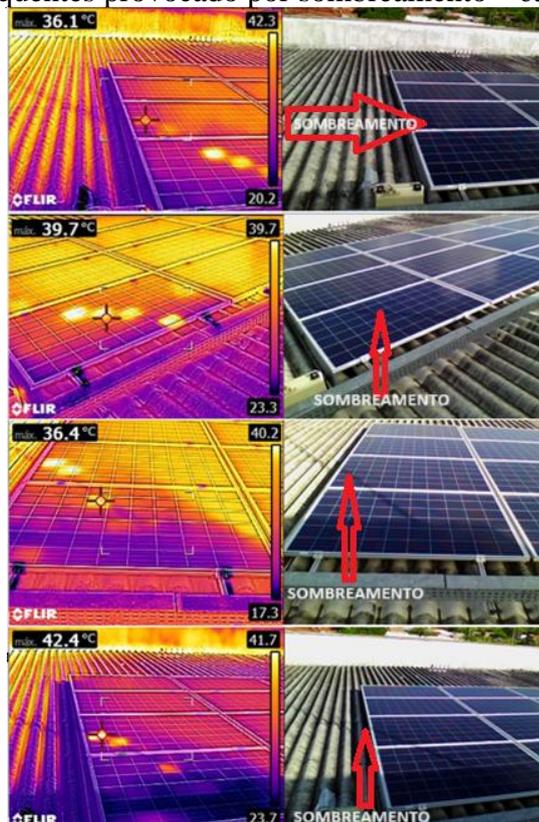
Figura 60 - Sombreamento sobre os arranjos fotovoltaico do *campus* de Santa Cruz



Fonte: Acervo do autor (2024).

Durante as análises termográficas foram identificados pontos quentes provocado pelos sombreamentos pelas hastes dos para-raios instalados na caixa d'água, conforme pode ser visto nas imagens da Figura 61.

Figura 61 - Pontos quentes provocado por sombreamento – *campus* de Santa Cruz



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

O sistema fotovoltaico do *campus* de Santa Cruz é composto por um total de 320 módulos fotovoltaicos dividido em 16 arranjos com 20 módulos cada. Os 16 arranjos estão

subdivididos em 8 *string box*, cada uma com duas séries em paralelo, ou seja, duas entradas e uma saída, configuração 2:1, que por sua vez estão conectadas nas MPPT 1 e MPPT2 (*Maximum Power Point Tracking - rastreamento de ponto de potência máxima*) de cada um dos quatro inversores ABB.

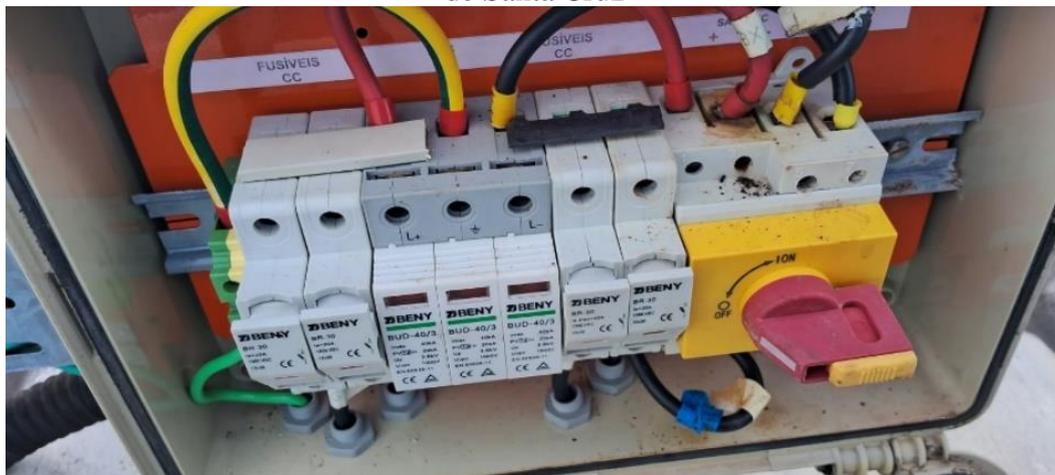
Pode-se verificar, pelas leituras das correntes operacional, que o sistema fotovoltaico do *campus* de Santa Cruz foi projetado com a mesma concepção dos *campi* de Lages e Mossoró, ou seja, com duas entradas e uma saída nas *strings box*, contrariando as recomendações do manual de instalação do fabricante, conforme pode ser visto na Figura 47. No texto em destaque, as evidências podem ser vistas nas leituras das correntes das entradas das MPPT1 e MPPT2 dos inversores 1, 2, 3 e 4, como mostra a Figura 62. Observando ainda a Figura 62, pode-se verificar no amperímetro, instalado na entrada da MPPT 2 do inversor 3 com zero amperes, causado por problema na chave seccionadora localizado na *string box* do referido circuito, tal como evidenciado na Figura 63.

Figura 62 - Medições das correntes operacional dos inversores ABB - *campus* de Santa Cruz



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Figura 63 - Chave seccionadora das strings da MPPT 2 do inversor 3 carbonizada – *campus* de Santa Cruz



Fonte: Acervo do autor (2024).

Referente às medições das correntes operacionais das *strings*, não houve condições de serem realizadas devido às configurações das ligações são de 2:1 (duas entradas e uma saída) e também devido às dificuldades de acesso as *strings box*. Essas medições seriam comparadas com as leituras das irradiâncias com o gráfico da curva IV do datasheet do módulo fotovoltaico instalado no sistema fotovoltaico do referido *campus* para avaliar as possíveis causas da não produção de energia elétrica.

Diante dos resultados das inspeções realizadas no sistema fotovoltaico do *campus* de Santa Cruz, pode-se concluir que praticamente não houve perda da geração de energia, conforme pode visto na última coluna e terceira linha da tabela 16, *Performance Ratio* de 97,64%. Porém, a desconexão da *string* do inversor de número 3, causada por problema na chave seccionadora localizada na *string box*, deva ocasionar perdas na produção da energia fotovoltaica. Deve-se chamar a atenção para possíveis pontos quentes nas entradas dos inversores por causa do excesso de corrente devido ao tipo de ligação 2:1 nas *strings box*, situação já relatada sobre as configurações dos inversores ABB.

4.2.1.5 Inspeções no Sistema Fotovoltaico do *campus* de Natal Zona Norte

Os módulos fotovoltaicos do *campus* de Natal Zona Norte, foram instalados na cobertura, conforme pode ser visto na vista aérea da Figura 64.

Figura 64 - Vista aérea do sistema fotovoltaico – *campus* de Natal Zona Norte

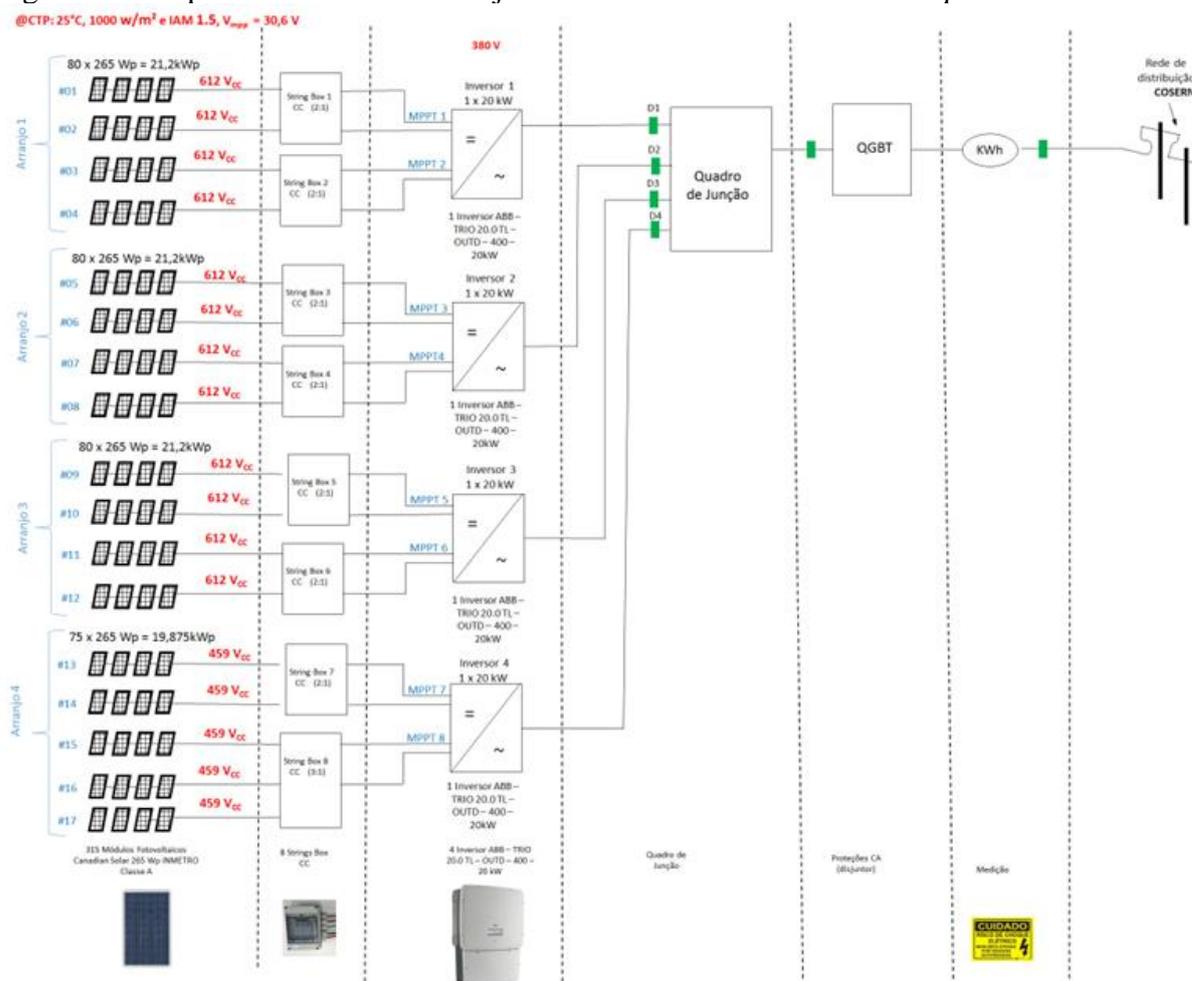


Fonte: Adaptado pelo autor do *Google Earth* (2024).

Não houve possibilidade de acessar o telhado para realizar as inspeções visuais referente à estrutura, sujidade e análise termográficas por falta de infraestrutura, por não possuir as técnicas de trabalhos em altura e não ser habilitado.

De acordo com o esquema unifilar da Figura 65, as mesas dos sistemas fotovoltaicos estão divididas em 3 arranjos com 80 módulos cada, e um arranjo com 75 módulos. Os arranjos 1, 2 e 3, com oitenta módulos, estão subdivididos em 4 séries de 20 módulos, sendo que cada duas séries estão ligadas em paralelo nas suas respectivas *strings box*, fazendo um sistema de duas entradas e uma saída, e cada saída se conectando nas MPPT1 e MPPT2 respectivamente. O arranjo 4 está subdivididos em 5 séries de 15 módulos, sendo duas séries ligadas em paralelo configuração 2:1, de duas entradas e uma saída e três séries ligadas em paralelo com uma saída, configuração 3:1. No capítulo 5, destacou-se que, na página 64 do manual do fabricante do inversor, este orienta que se deve evitar esse tipo de ligação, pois as caixas de fusíveis do inversor não foram projetadas para esse tipo de configuração, conforme pode ser visto na figura 58, recomendações do fabricante do inversor (Manual [...], 2015).

Figura 65 - Esquema unifilar dos arranjos do Sistema Fotovoltaicos - *campi* Natal Zona Norte



Fonte: Adaptado de Alsol Energias Renováveis (2017b).

Durante as inspeções nos inversores, notou-se que a *string* 1 do inversor 1 encontrava-se com a corrente com zero amperes. A caixa de acesso aos fusíveis foi aberta, e percebeu-se que estava faltando uma das proteções, conforme pode ser visto na Figura 66.

Figura 66 - Corrente operacional da *string* 1 com zero ampere e base sem fusível do inversor 1 - *campi* Natal Zona Norte



Fonte: Acervo do autor (2024).

Referente às medições das correntes operacional das *strings*, não houve condições de serem efetuadas devido à configuração das ligações são de 2:1 (duas entradas e uma saída) e devido às dificuldades de acesso as *strings box*. Essas medições seriam comparadas com as leituras das irradiâncias pelo gráfico da curva IV do *datasheet* do módulo fotovoltaico instalado no sistema fotovoltaico do referido *Campi* para avaliar as possíveis causas da não produção de energia elétrica.

Diante dos resultados das inspeções realizadas no sistema fotovoltaico do *campus* de Natal Zona Norte, pode-se concluir que os relatos comprovam que as perdas da geração de energia foram baixas, conforme pode ser visto na última coluna com a quarta linha da Tabela 15, *Performance Ratio* de 94,33%. Porém, a desconexão da *string* 1 do inversor de número 1, causada por fusível rompido, deva provocar uma perda maior na produção da energia fotovoltaica. Deve-se chamar a atenção para o surgimento de possíveis pontos quentes nas entradas dos inversores, por causa do excesso de corrente devido ao tipo de ligação 2:1 nas *strings box*, essa situação pode piorar nas conexões na denominada MPPT 8 do inversor 4, que se encontra com 3 fileiras de módulos ligados em paralelo, ou seja, com três entradas e uma saída (3:1), conforme pode ser observado no esquema unifilar da Figura 65.

4.2.2 Usinas Fotovoltaicas dos *Campi* que utilizam inversores ELTEK

Para avaliar o desempenho das usinas fotovoltaicas dos *campi* do IFRN que utilizam os inversores de fabricação ELTEK foi comparada a geração através das simulações computacionais utilizando o *software PVsyst* com a geração real obtida diretamente nos inversores.

Conforme a Tabela 16, pode-se verificar a simulação da geração anual de cada *campi* que utilizam o inversor de fabricação Eltek, a partir dos anos de conexão das plantas fotovoltaicas com a rede de fornecimento de energia elétrica da concessionária até o ano de 2022, período de análise do projeto.

Tabela 16 - Simulação da geração de energia com o *Pvsyst* das UFVs por *campus* - inversor Eltek – no período da conexão até o ano de 2022

ENERGIA SIMULADA - PVSYST- MWh									
<i>Campus</i>	Data da conexão	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL
Reitoria	30/12/2013	89,30	88,91	88,47	88,02	87,54	87,05	86,53	795,64
Ceará Mirim	24/03/2014	178,20	177,41	176,57	175,68	174,76	173,80	172,79	1544,97
SPP	17/04/2014	174,60	173,85	173,05	172,21	171,34	170,45	169,51	1503,27
Canguaretama	03/02/2015	177,20	176,50	175,73	174,93	174,08	173,20	172,28	1385,54
Currais novos	15/05/2015	182,05	181,30	180,52	179,69	178,82	177,92	176,98	1373,30
Natal central	18/01/2016	170,05	178,41	177,67	176,89	176,07	175,21	174,30	1228,60

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

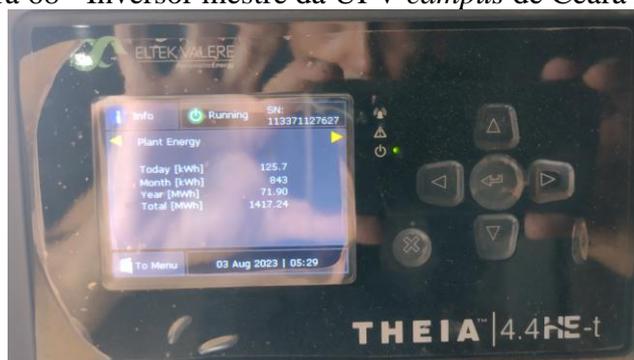
Por falta dos históricos mensais e anuais da geração de energia das usinas fotovoltaicas através dos portais, dos inversores de marca ELTEK, instalados nos *campi*, como pode ser visto na tabela 13. Foram levantadas as gerações totais registradas nos inversores mestres de cada usina, exceto no *campus* do Natal Central que foram coletadas diretamente do portal, no período de conexão com a rede da concessionária e subtraído das gerações registradas na data do levantamento referente ao ano de 2023, conforme mostrados nas Figuras de 67 a 71, que contempla os *campus* da Reitoria do IFRN, da cidade de Ceará Mirim, São Paulo do Potengi, Canguaretama e Currais Novos, respectivamente. Para efeito do estudo, foi considerado o período da conexão até dezembro do ano de 2022.

Figura 67 - Inversor mestre da UFV *campus* da Reitoria



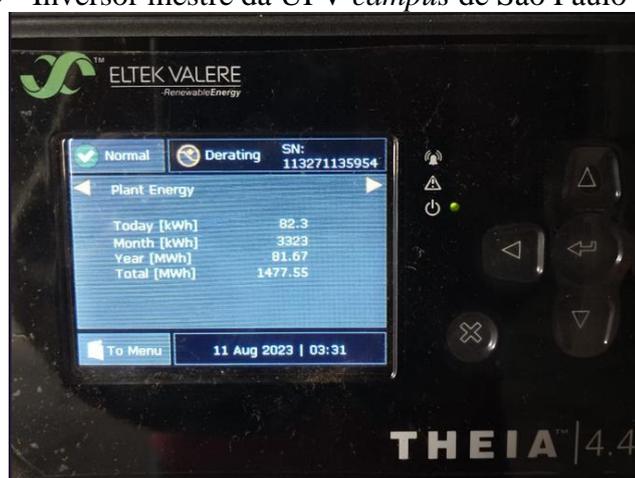
Fonte: Acervo do autor (2024).

Figura 68 - Inversor mestre da UFV *campus* de Ceará Mirim



Fonte: Acervo do autor (2024).

Figura 69 - Inversor mestre da UFV *campus* de São Paulo do Potengi



Fonte: Acervo do autor (2024).

Figura 70 - Inversor mestre da UFV *campus* de Canguaretama



Fonte: Acervo do autor (2024).

Figura 71 - Inversor mestre da UFV *campus* de Currais Novos

Fonte: Acervo do autor (2024).

Com as informações das gerações energia elétrica dos sistemas fotovoltaicos coletadas diretamente dos inversores mestres das usinas que utilizam os inversores ELTEK, p pôde-se montar a Tabela 17. Na primeira coluna, relaciona-se os *campi* com os referidos inversores; na segunda coluna, informa-se as datas de conexões de cada sistema com a rede da concessionária de energia elétrica; a terceira coluna informa a energia total realizada com as simulações computacionais através do *software PvSyst*; na quarta coluna, mostra-se as gerações reais totais de energia dos referidos *campi*, obtidas diretamente dos inversores mestres; na quinta coluna, está relacionada a geração de energia referente ao ano de 2023; a sexta coluna mostra a geração de energia elétrica no período das conexões das plantas fotovoltaicas até dezembro do ano de 2022 (esses valores se referem à diferença entre a energia total gerada por cada usina na data da coleta pela energia gerada no ano de 2023); a sétima coluna mostra a energia que deixou de ser injetada (esses valores foram obtidos pela diferença da energia simulada pela energia real gerada na data da conexão até dezembro do ano de 2022).

Tabela 17 - Análise das UFV por *campus* com inversor Eltek da data de conexão até o ano de 2022

<i>Campus</i>	Data da conexão	simulada	Geração total	ENERGIA (MWh)			<i>Performance Ratio- PR (%)</i>
				Gerado 2023	Geração até 2022	Não gerado	
Reitoria	30/12/2013	795,64	711,98	30,00	681,98	113,66	85,71
Ceará Mirim	24/03/2014	1544,97	1417,24	71,90	1345,34	199,63	87,08
São Paulo do Potengi	17/04/2014	1503,27	1477,55	81,67	1395,88	107,39	92,86
Canguaretama	03/02/2015	1385,54	1015,05	57,13	957,92	427,62	69,14
Currais Novos	15/05/2015	1373,30	1235,35	107,99	1127,36	245,94	82,09
Natal central	18/01/2016	1228,60	1185,07	64,69	1120,38	108,22	91,19

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Analisando a coluna 7, Energia Não Gerada, da Tabela 17, pode-se observar que, no período da data das conexões das UFVs até o ano de 2022, todos os *campi* do estudo tiveram perdas de produção de energia comparado com a geração teórica. Esses valores são considerados perdas reais, já que na simulação foram consideradas as perdas inerentes aos sistemas fotovoltaicos. Para avaliar esses sistemas, foi utilizada a métrica PR, um indicador importante para avaliar a Energia Gerada por um sistema fotovoltaico, segundo as determinações da norma técnica IEC 61724-1, que serve para avaliar a Geração Real de um projeto em relação a sua Geração Teórica Máxima Possível (International Standard, 2021).

A Energia Teórica Máxima Possível é obtida através dos dados de irradiação do local de instalação da UFV, da área da usina e da eficiência dos módulos, sem considerar as perdas para obter o desempenho teórico máximo. Para analisar as referidas UFV, foram realizadas as simulações no *PVsyst* considerando as perdas, de acordo com a coluna 3 da Tabela 17, em que se mostra o valor teórico com as perdas inclusas. A PR, mostrada na coluna 8 da Tabela 17, informa a razão em percentual da energia real gerada (coluna 6) pela energia teórica, considerando as reduções (coluna 3).

4.2.2.1 Inspeções nas Usinas Fotovoltaicas com Inversores de fabricação Eltek

Nas inspeções nos sistemas fotovoltaicos dos *campi* do IFRN instalados com os inversores de fabricação ELTEK (*campus* da Reitoria, Ceará Mirim, São Paulo do Potengi, Canguaretama, Currais Novos e Natal Central), buscou-se as causas das perdas da geração de energia motivadas pelos resultados da performance das usinas obtidos através da energia real gerada em cada sistema em função das análises computacionais realizadas através do software *PVsyst*, cujos resultados estão condensados na Tabela 17. As análises computacionais levaram em consideração todas as perdas esperadas num sistema fotovoltaico, sendo assim, os resultados da última coluna da Tabela 17, PR, apresenta as perdas reais de cada sistema.

4.2.2.2 Inspeções no Sistema Fotovoltaico do Campus da Reitoria

Os painéis fotovoltaicos do *campus* da Reitoria foram instalados na cobertura, conforme pode ser visto na vista aérea da Figura 72, e com fácil acesso ao sistema fotovoltaico que está instalado no prédio principal.

Figura 72 - Vista aérea do sistema fotovoltaico do prédio principal do *campus* da Reitoria



Fonte: Adaptado de ELKER (2013a).

O sistema fotovoltaico do *campus* da reitoria é composto de duas mesas no telhado do prédio principal, com 72 módulos em cada arranjo distribuídos em seis fileiras com 12 módulos ligados em série e duas outras mesas no telhado do prédio anexo com 48 módulos em cada arranjo distribuídos eletricamente em oito fileiras com 12 módulos ligados em série totalizando 20 fileiras com 12 módulos conectados em série em todo sistema. As 20 fileiras de módulos estão conectadas em pares em 10 inversores com potência nominal de 4.4 kW de forma individual uma em cada entrada do inversor.

Nas inspeções visuais aos painéis fotovoltaicos do prédio principal, foram verificados os problemas de sujidade, sombreamento, defeitos nos módulos e realizadas as inspeções termográficas. Quanto à sujidade, foram verificados a presença de uma fina camada de poeira homogênea em todos os painéis, respingos de tinta sobre os módulos próximo à caixa d'água e sombreamento em parte dos painéis, conforme evidenciado na Figura 73. Não houve condições de realizar as inspeções no prédio anexo por dificuldade de acesso.

Figura 73 - Sombreamento e respingos de tinta sobre os módulos fotovoltaico do prédio principal do *campus* da Reitoria



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Em relação aos problemas nos painéis fotovoltaicos, foram encontrados módulos com quebra e/ou rachaduras causadas provavelmente por queda de objetos pontiagudos sobre o módulo; delaminação, muito comum de ocorrer em condições de alta temperatura e umidade provocadas pela falta de aderência entre o encapsulamento e o vidro ou nas superfícies das células fotovoltaicas ocasionando uma maior reflexão da luz e entrada de umidade no interior do módulo colaborando para o aparecimento de mais formas de degradação; descoloração do encapsulamento, provocado pela degradação do encapsulamento, geralmente usa-se o EVA, com uma aparência amarelada ou marrom, esse tipo de problema pode ser ocasionado pela aplicação de materiais de baixa qualidade e exposição a altas temperaturas e umidade; trilha de caracol, que é a descoloração da pasta aplicada na metalização das células fotovoltaicas que provocam caminhos parecidos a de um caracol, sem comprovação de impacto na eficiência do módulo, mas ocasiona uma aparência desagradável e, por fim, objetos deixados sobre os módulos. Todos esses problemas relatados podem ser observados na Figura 74.

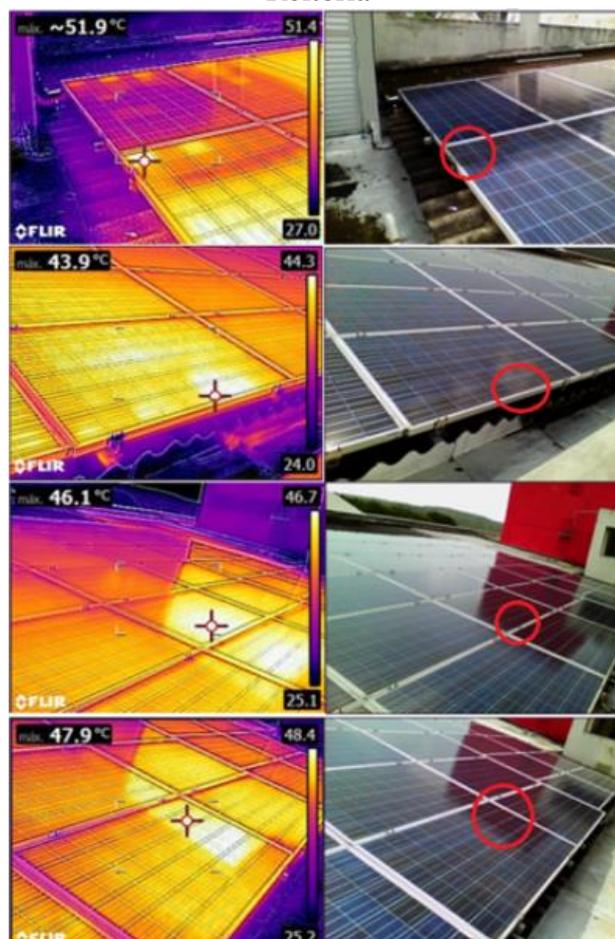
Figura 74 - Problemas nos módulos fotovoltaicos do *campus* da Reitoria



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

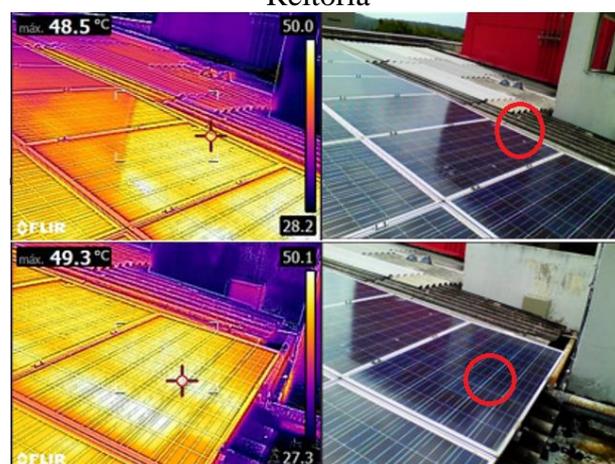
Nas inspeções termográficas, foram identificados alguns pontos quentes provenientes de sombreamento causado pela caixa d'água, como pode ser verificado nas Figuras 75 e 76.

Figura 75 - Pontos quentes no sistema fotovoltaico causado por sombreamento - *campus* da Reitoria



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Figura 76 - Pontos quente no sistema fotovoltaico causado por sombreamento - *campus* da Reitoria



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

O sistema fotovoltaico do *campus* da Reitoria é composto por 10 inversores de fabricação ELTEK com potência de 4,4 Kw numerados de 1 a 10. Na vistoria foi constatado

que foi removido o inversor de nº 6 por defeito e a *string* 2 do inversor 9 está desconectada, como pode ser visto na Figura 77.

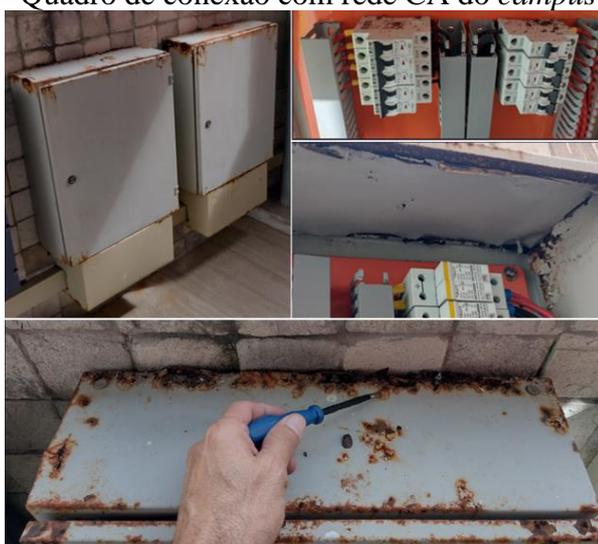
Figura 77 - Imagem dos inversores de 6 a 10 – *campus* da Reitoria



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

De acordo com a Figura 78, os quadros elétricos de conexão com a rede elétrica de corrente alternada encontram-se em péssimo estado de conservação, atacado pela ferrugem, comprometendo assim a estanqueidade.

Figura 78 - Quadro de conexão com rede CA do *campus* da Reitoria



Fonte: Acervo do autor (2024).

Durante a visita técnica realizou-se as inspeções das correntes operacionais das *strings*, a cada medição da corrente foi efetuado a leitura da irradiância, o resultado pode ser verificado na Tabela 18. De acordo com os registros, verifica-se que todas as medições estão com os valores baixos quando comparado com os valores das irradiâncias e a corrente de máxima potência dos módulos, que de acordo com os dados do *datasheet* e memorial descritivo é de 8,05 para uma irradiância de 1000W/m². Não houve condições de medir as correntes do inversor 6, que foi removido por problema e a *string* 1 do inversor 9 que está desconectada.

Tabela 18 - Medições das correntes operacional das Strings - Reitoria

	INVERSORES									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Irradiância(w/m ²)	970	1000	980	965	100	945	960	1000	955	985
Corrente String 1(A)	4,5	4,5	4,8	4,77	5	0	3,2	4,36	0	4,5
Corrente String 2(A)	5,5	4,6	5,5	4,36	4,9	0	3,1	4,66	4,75	4,8

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Diante dos resultados das inspeções realizadas no sistema fotovoltaico do *campus* da Reitoria, pode-se concluir que, de acordo com os relatos da inspeção visual, das inspeções de corrente operacional, evidenciam as possíveis causas das perdas na produção de energia, conforme pode visto na última coluna com a quarta linha da Tabela 17, *Performance Ratio* de 85,71%.

4.2.2.3 Inspeções no Sistema Fotovoltaico do Campus de Ceará Mirim

As mesas do sistema fotovoltaicos do *campus* de Ceará Mirim foram instaladas na cobertura, conforme pode ser comprovado na Figura 79.

Figura 79 - Sistema fotovoltaico do *campus* de Ceará Mirim



Fonte: Acervo do autor (2024).

O acesso aos inversores, quadro de conexão CA (instalados sobre a laje) e aos painéis fotovoltaicos se dão através de uma passagem estreita localizada em um dos banheiros. Para subir até a laje foi usada uma escada improvisada, o que não oferece segurança aos operadores, conforme mostrado na Figura 80.

Figura 80 - Detalhes do acesso ao sistema fotovoltaico do *campus* de Ceará Mirim



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

O sistema fotovoltaico do *campus* de Ceará Mirim é distribuído em quatro arranjos sendo dois arranjos com 96 módulos subdividido em oito fileiras (com 12 módulos em cada fileira) e os dois restantes em arranjos com 144 módulos, em cada arranjo subdividido em doze fileiras (com 12 módulos em cada fileira). As 40 *strings* com doze módulos cada, estão ligados em série e conectadas em pares nas duas entradas de cada um dos 20 inversores, evidenciado no *layout* conforme Figura 81.

Figura 81 - *Layout* dos arranjos do sistema fotovoltaico do *campus* de Ceará Mirim



Fonte: Adaptado de ELTEK (2013b).

Durante as inspeções visuais aos painéis fotovoltaicos foram verificados os problemas de sujidade, sombreamento e defeitos nos módulos. Quanto à sujidade, foram-se verificados a presença de uma fina camada de poeira homogênea em todos os painéis com respingos e excremento de aves por todos os painéis e acúmulo de sujeiras nas faces inferiores das molduras

dos módulos causado por arraste das sujeiras pelas ações das chuvas, como pode ser visto na Figura 82.

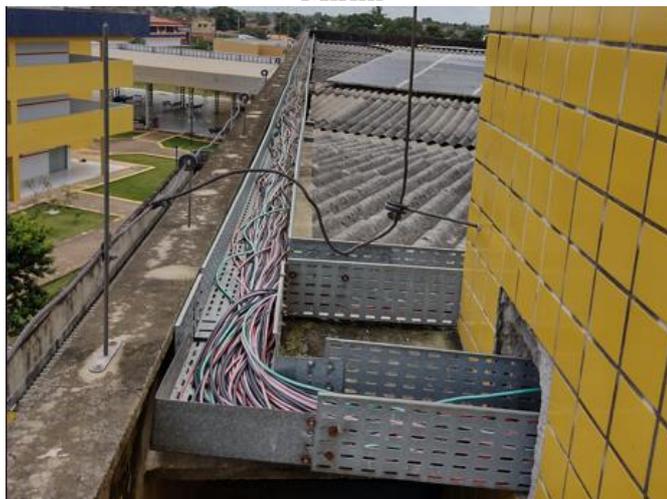
Figura 82 - Sujeiras depositadas nos painéis fotovoltaicos do *campus* de Ceará Mirim



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Continuando nas inspeções visuais, foram identificadas as eletrocalhas do encaminhamento dos circuitos CC, que interligam os módulos fotovoltaicos aos inversores, sem a tampa de cobertura de proteção dos cabos, mostrado na Figura 83.

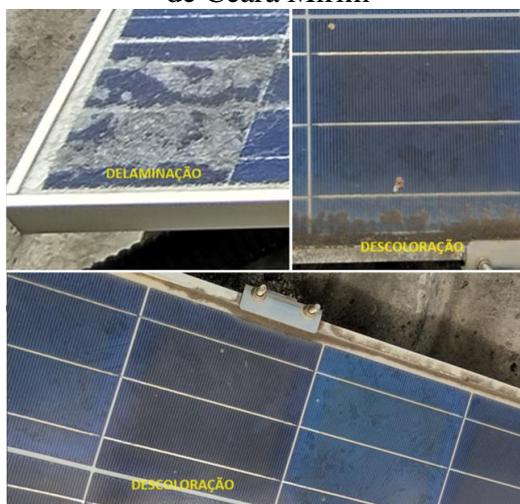
Figura 83 - Eletrocalhas do cabeamento CC sem a cobertura de proteção – *campus* de Ceará Mirim



Fonte: Acervo do autor (2024).

Seguindo nas inspeções visuais, referente aos defeitos nos módulos, foram encontrados problemas de delaminação e muitos com descoloração, como pode ser visto na Figura 84.

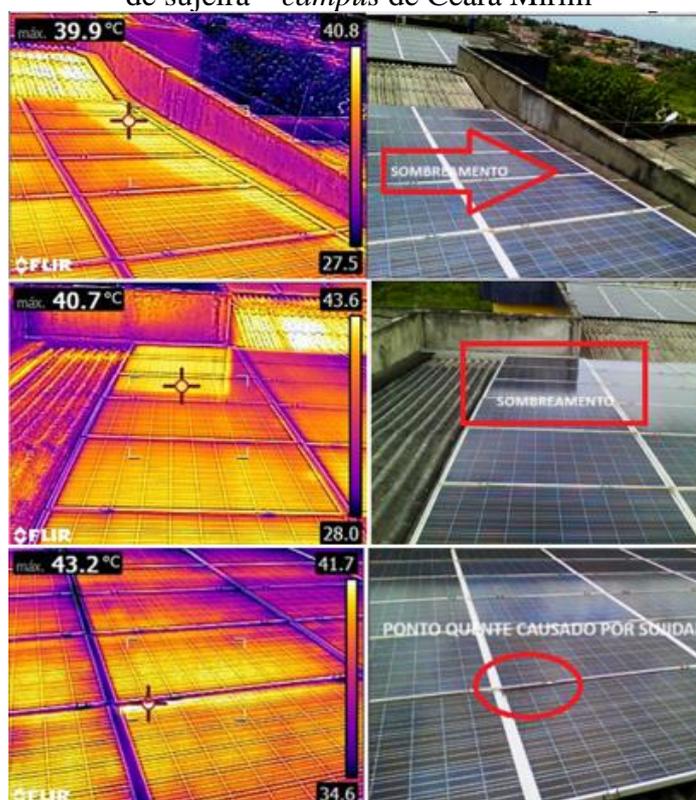
Figura 84 - Problemas de delaminação e descoloração nos módulos fotovoltaicos do *campus* de Ceará Mirim



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

No decorrer da visita técnica, foram realizadas as inspeções termográficas e detectou-se pontos quentes causados por sombreamento nos arranjos fotovoltaicos instalados próximos às laterais do prédio e por acúmulo de sujeiras nas faces inferiores dos módulos proveniente do arraste das sujidades pelas ações das chuvas, evidenciado na Figura 85.

Figura 85 - Pontos quentes causado por sombreamento pelas laterais do prédio e por acúmulo de sujeira – *campus* de Ceará Mirim



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Durante a visita técnica realizou-se as inspeções das correntes operacionais das *strings*, a cada medição da corrente foi efetuado a leitura da irradiância, o resultado pode ser verificado na Tabela 19. De acordo com valores registrados na tabela, verifica-se que todas as medições das correntes estão com os valores baixos quando comparado com os valores das irradiâncias e a corrente de máxima de potência dos módulos, que de acordo com os dados do *datasheet* e memorial descritivo é de 8,05 para uma irradiância de 1000W/m².

Não há registros das correntes da *string* 2 do inversor 16, das *strings* do inversor 17, da *string* 1 do inversor 18 e das *strings* do inversor 19. No inversor 20 as correntes das *strings* 1 e 2 estão muito abaixo em relação as *strings* do demais inversores. Faz-se necessário investigar o sistema fotovoltaico com mais detalhes, aplicando os demais tipos de inspeções de categoria 1 recomendado pela NBR 16274:2014 (ABNT, 2014).

Tabela 19 - Medições das correntes operacional das Strings - campus de Ceará Mirim

	INVERSORES									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Irradiância(w/m ²)	970	1000	980	965	100	945	960	1000	955	985
Corrente String 1(A)	4,5	4,5	4,8	4,77	5	0	3,2	4,36	0	4,5
Corrente String 2(A)	5,5	4,6	5,5	4,36	4,9	0	3,1	4,66	4,75	4,8
	INVERSORES									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Irradiância(w/m ²)	945	915	950	905	884	886	887	945	855	842
Corrente String 1(A)	6,1	6	6,6	5,6	5,4	5,2	0	7,0	0	3,0
Corrente String 2(A)	6,3	5,7	5,8	5,5	5,3	0	0	5,5	0	3,0

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Diante dos resultados das inspeções realizadas no sistema fotovoltaico do *campus* de Ceará Mirim, pode-se concluir que, de acordo com os relatos da inspeção visual, das inspeções de corrente operacional, evidenciam as possíveis causas das perdas na produção de energia, conforme pode visto na última coluna com a segunda linha da Tabela 17, *Performance Ratio* de 87,08%.

4.2.2.4 Inspeções no Sistema Fotovoltaico do Campus de São Paulo do Potengi

As mesas do sistema fotovoltaicos do *campus* de São Paulo do Potengi foram instaladas na cobertura, conforme pode ser comprovado na Figura 86.

Figura 86 - Sistema fotovoltaico do *campus* de São Paulo do Potengi



Fonte: Adaptado pelo autor do *Google Earth* (2024).

O acesso aos inversores, ao quadro de conexão CA e aos painéis fotovoltaicos se dão através de uma passagem estreita na laje. Para subir até a laje foi usada uma escada improvisada, o que não oferece segurança aos operadores, conforme mostrado na Figura 87. A esquerda da Figura 87, mostra-se o acesso à laje; à direita da figura, mostra-se o acesso ao telhado.

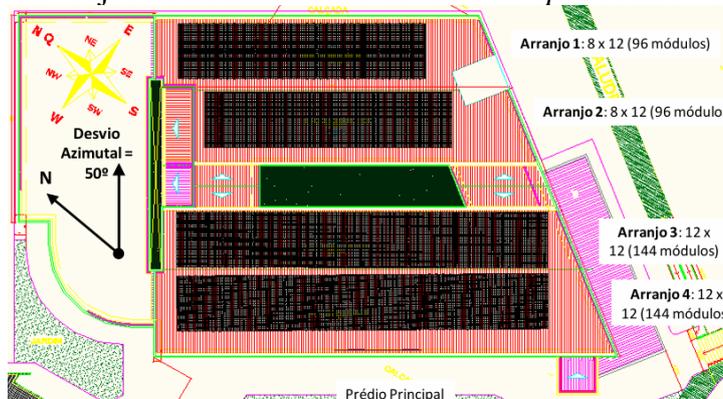
Figura 87 - Detalhes do acesso ao sistema fotovoltaico do *campus* de São Paulo do Potengi



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

O sistema fotovoltaico do *campus* de São Paulo do Potengi está dividido em dois arranjos, cada um com 96 módulos distribuídos em oito fileiras (12 módulos para cada fileira) e outros dois arranjos, cada um com 144 módulos distribuídos em doze fileiras (12 módulos para cada fileira). As 40 fileiras com doze módulos cada, estão ligadas em série e conectadas em pares distribuídos em 20 inversores com potência nominal de 4.4 kW de forma individual uma em cada entrada do inversor, evidenciado no *layout* conforme Figura 88, vista superior da instalação.

Figura 88 - Layout dos arranjos do sistema fotovoltaico do *campus* de São Paulo do Potengi



Fonte: Adaptado de ELTEK (2013c).

Nas inspeções visuais aos painéis fotovoltaicos, foram verificados os problemas de sujidade, sombreamento, defeitos nos módulos. Quanto à sujidade, foram verificados a presença

de uma fina camada de poeira homogênea em todos os painéis com respingos e excremento de aves por todos os painéis e acúmulo de sujeiras nas faces inferiores das molduras dos módulos, causado por arraste das sujeiras pelas ações das chuvas, como pode ser visto na Figura 89.

Figura 89 - Excrementos de aves depositadas sobre os arranjos fotovoltaicos e sujeira nas faces inferiores das molduras dos módulos do *campus* de São Paulo do Potengi



Fonte: Acervo do autor (2024).

Em conversa com o operador do sistema fotovoltaico, este relatou as dificuldades para realizar a limpeza dos módulos fotovoltaicos por falta de equipamentos adequados. Para realizar a limpeza improvisou-se um utensílio, conforme mostrado na Figura 90.

Figura 90 - Utensílio adaptado para realizar limpeza dos módulos fotovoltaicos do *campus* de São Paulo do Potengi



Fonte: Acervo do autor (2024).

Ao longo da visita técnica, foram realizadas as inspeções termográficas e detectou-se pontos quentes causados por sombreamento nos arranjos fotovoltaicos instalados próximos às laterais do prédio, por acúmulo de sujeiras nas faces inferiores dos módulos proveniente do arraste das sujidades pelas ações das chuvas e por problema em célula fotovoltaica, evidenciado na Figura 91.

Figura 91 - Pontos quentes causado por sombreamento pelas laterais do prédio, por sujeira e célula defeituosa - *campus* de São Paulo do Potengi



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

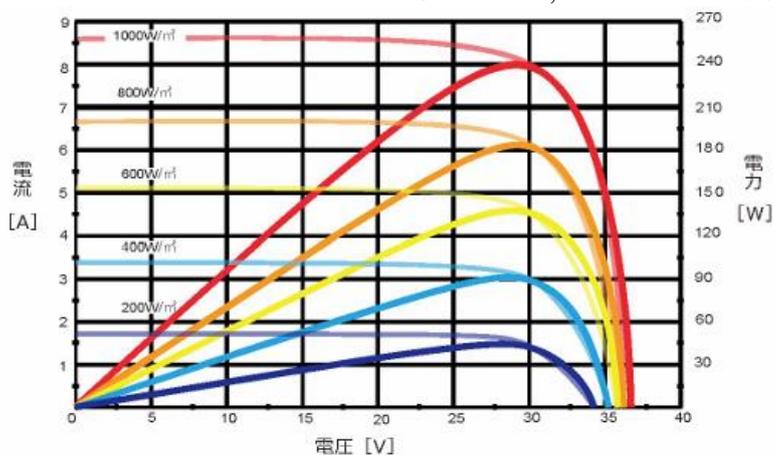
O sistema fotovoltaico do *campus* de São Paulo do Potengi, possui 20 inversores, numerados de 1 a 20, de fabricação ELTEK com potência de 4,4 Kw e com duas entradas de *strings* cada. Realizou-se as medições das correntes operacional nas *strings* e verificou-se que todas estão funcionando, com exceção da segunda *string* do inversor de numeração 13 que se encontrava com a corrente em zero amperes. Durante cada medição, efetuou-se a leitura da irradiância com um medidor manual. Na Tabela 20, pode-se ver o resultado das medições. De acordo com o datasheet dos módulos fotovoltaicos instalados no *campus* de São Paulo do Potengi, a corrente de máxima potência é 8,05 amperes.

Tabela 20 - Medições das correntes operacional nas Strings - *campus* de São Paulo do Potengi

INVERSORES										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Irradiância(w/m ²)	336	336	336	336	336	336	336	336	336	460
Corrente String 1(A)	3,2	3,3	3,2	3,3	2,2	3,7	2,9	2,9	3,4	4
Corrente String 2(A)	3,2	3,2	3,2	3,2	3,3	3,3	2,9	2,8	3,4	4,2
INVERSORES										
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Irradiância(w/m ²)	460	318	318	410	550	320	320	395	340	390
Corrente String 1(A)	4,2	3,5	3	4,3	5,5	3	3,2	3,3	3,5	3,8
Corrente String 2(A)	4,1	3	0	4,6	4	3	3,2	3,7	3,6	4,0

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Analisando os valores das medições das correntes das *strings* pela irradiâncias da Tabela 20 e comparando com o Gráfico 20, da curva IV do datasheet do módulo fotovoltaico modelo TBP156x156-60-P de fabricação da Sun-Earth, pode-se concluir que as *strings* estão com a eficiência na faixa esperada, mas com pequena variação entre as *strings* dos mesmos inversores, com exceção da segunda *string* do inversor 13, que apresentou a corrente com zero ampere.

Gráfico 20 - Curva IV do módulo fotovoltaico da *Sun-Earth*, modelo TBP156x156-60-P

Fonte: Adaptado de *Sun-Earth* ([202-]).

Diante dos resultados das inspeções realizadas no sistema fotovoltaico do *campus* de São Paulo do Potengi, pode-se concluir que os resultados comprovam que as principais causas das perdas na produção de energia são os sombreamentos e a desconexão da *string* 2 do inversor de número 13. Conforme pode visto na última coluna com a terceira linha da Tabela 17, *Performance Ratio* de 92,86.

4.2.2.5 Inspeções no Sistema Fotovoltaico do Campus de Canguaretama

Os arranjos do sistema fotovoltaicos do *campus* de Canguaretama foram instalados no solo, conforme pode ser visto na Figura 92.

Figura 92 - Vista aérea do sistema fotovoltaico do *campus* de Canguaretama

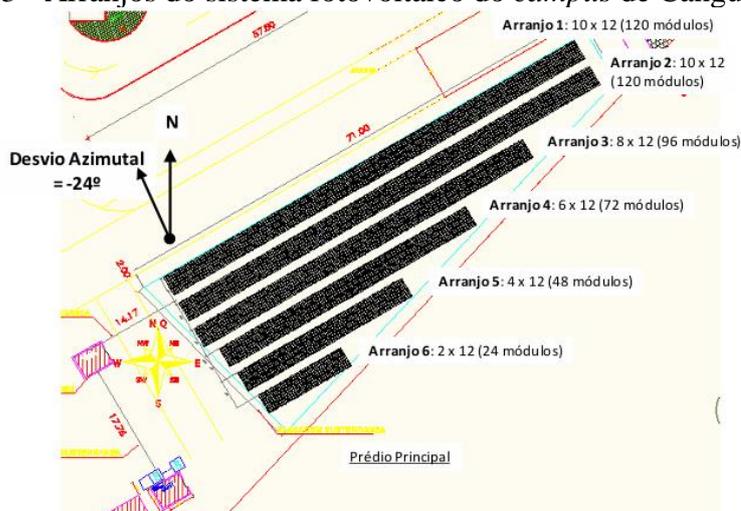


Fonte: Adaptado pelo autor do *Google Earth* (2024).

A Usina Fotovoltaica de *campus* de Canguaretama foi instalada no solo. Essa concepção de projeto é sem dúvidas a melhor forma de instalação, muito embora não se tenha uma Co utilização, mas o acesso a todo sistema dar-se de forma fácil e segura para os operadores.

O sistema fotovoltaico do *campus* de Canguaretama está dividido em seis arranjos: dois arranjos com 120 módulos subdividido em dez fileiras com doze módulos ligados em série, um arranjo com 96 módulos subdivididos em oito fileiras com 12 módulos ligados em série, um arranjo com 72 módulos subdivididos em 6 fileiras com 12 módulos ligados em série, um arranjo com 48 módulos subdivididos em quatro fileiras com 12 módulos ligados em série e um último arranjo com 24 módulos subdivididos em duas fileiras com 12 módulos ligados em série. Os 480 módulos estão divididos em 40 *strings* com 12 módulos, cada duas *strings* estão conectadas nas duas entradas de cada um dos 20 inversores, evidenciado no *layout* conforme Figura 93, vista superior da instalação.

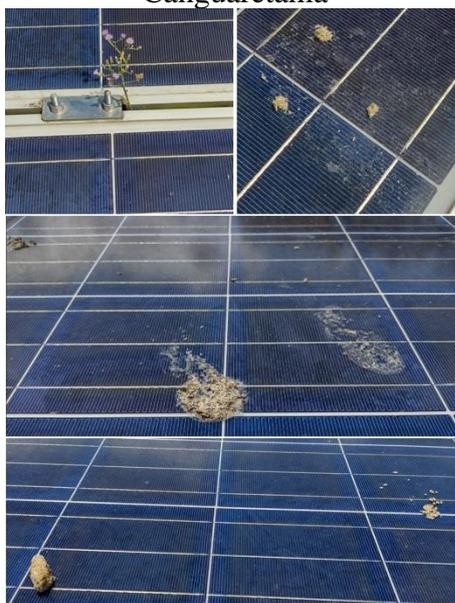
Figura 93 - Arranjos do sistema fotovoltaico do *campus* de Canguaretama



Fonte: Adaptado de ELTEK (2013d).

Nas inspeções visuais aos painéis fotovoltaicos foram verificados os problemas de sujidade, sombreamento e defeitos nos módulos. Quanto à sujidade, percebeu-se que os painéis são lavados com uma certa frequência, pois foi verificada pouca poeira sobre os painéis, porém encontrou-se respingos e excremento de aves em vários módulos, como pode ser visto na Figura 94. Na mesma figura, pode-se observar ainda o indício da presença da flora entre os módulos, muito embora tenha sido encontrado apenas um galho pequeno, mas isso significa o início da possível causa de sombreamento.

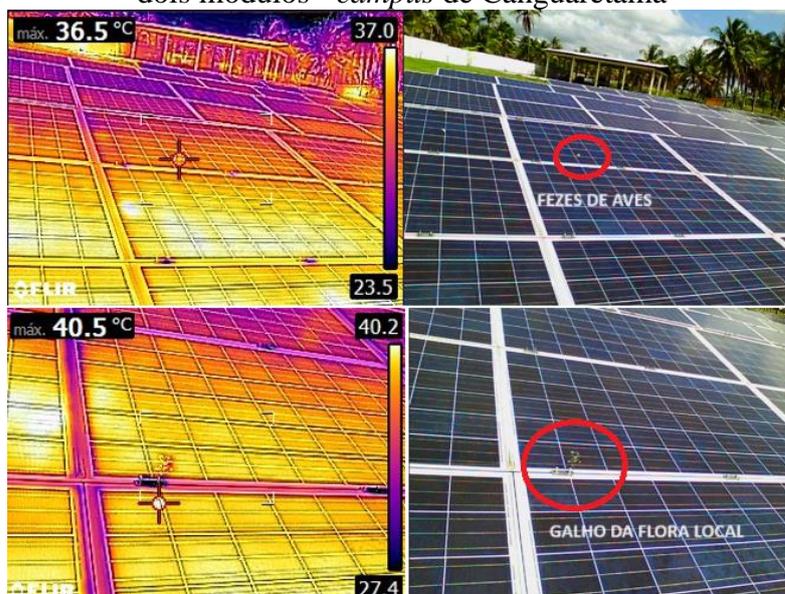
Figura 94 - Fezes de aves depositadas sobre os módulos fotovoltaicos do *campus* de Canguaretama



Fonte: Acervo do autor (2024).

Nas inspeções termográficas nos arranjos do sistema fotovoltaico, detectou-se pontos quentes causados pelas fezes das aves e sombreamento em um dos módulos fotovoltaicos provocado por um pequeno galho que aflorou entre dois módulos, evidenciado na Figura 95.

Figura 95 - Pontos quentes causado por fezes das aves e sombreamento por um galho entre dois módulos - *campus* de Canguaretama



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

O sistema fotovoltaico do *campus* de Canguaretama possui 20 inversores, numerados de 1 a 20, de fabricação ELTEK com potência de 4,4 Kw e com duas entradas de *strings* cada.

No decorrer das inspeções, realizou-se as medições das correntes operacional das *strings*. Durante a medição efetuou-se a leitura da irradiância com um medidor de irradiância manual. Na Tabela 21 pode-se observar o resultado das medições.

Tabela 21 - Medições das correntes operacional das *strings* dos inversores do *campus* de Canguaretama

INVERSORES										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Irradiância(w/m ²)	370	370	337	390	390	360	336	365	365	460
Corrente String 1(A)	3,6	3,68	3,22	4,15	4,2	3,5	3	3,6	3,6	4,3
Corrente String 2(A)	3,6	0	3,25	4,12	4	3,5	2,9	3,55	3,65	4,2
INVERSORES										
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Irradiância(w/m ²)	460	455	320	410	530	320	320	395	340	390
Corrente String 1(A)	0	4,1	3	4,3	5,3	3	3,2	4	0	3,85
Corrente String 2(A)	4,1	4	3,1	4,6	5,1	3	3,2	3,7	0	4,1

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Analisando a Tabela 21, verificou-se que todas as *strings* estão com correntes, com exceção da segunda *string* do inversor 2, da *string* 1 do inversor 11 que se encontravam com as correntes em zero ampere, conforme pode ser visto na Figura 96, e o inversor 19 que foi removido por problema, evidenciado na Figura 97.

Figura 96 - Problema na *String* 2 do Inversor 2 e *string* 1 do inversor 11, *campus* de Canguaretama



Fonte: Acervo do autor (2024).

Figura 97 - Problema no inversor 19, *campus* de Canguaretama



Fonte: Acervo do autor (2024).

Analisando os valores das medições das correntes das *strings* pela irradiâncias da tabela 21 e comparando com o Gráfico 20, da curva IV do datasheet do modulo fotovoltaico modelo TBP156x156-60-P de fabricação da *Sun-Earth*, instalados no *campus* de Canguaretama, pode-se concluir que as *strings* estão com a eficiência na faixa do esperado, com exceção dos inversores que apresentaram a corrente em zero amperes.

Diante dos resultados das inspeções realizadas no sistema fotovoltaico do *campus* de Canguaretama, pode-se concluir que os resultados comprovam que as principais causas das perdas na produção de energia são ocasionadas pelos sombreamentos, desconexão da *string* 2 do inversor de número 2, da desconexão da *string* 1 do inversor 11 e da remoção do inversor 19. Conforme pode visto na última coluna com a quarta linha da Tabela 17, *Performance Ratio* de 69,14%.

4.2.2.6 Inspeções no Sistema Fotovoltaico do Campus de Currais Novos

A Usina Fotovoltaica de *campus* de Currais Novos foi instalada no solo, tal qual a usina do *campus* de Canguaretama, conforme pode ser visto na Figura 98, essa concepção de projeto é sem dúvidas a melhor forma de instalação, muito embora não se tenha uma Co utilização, mas o acesso a todo sistema dar-se de forma fácil e segura para os operadores.

Figura 98 - Vista aérea do sistema fotovoltaico do *campus* de Currais Novos

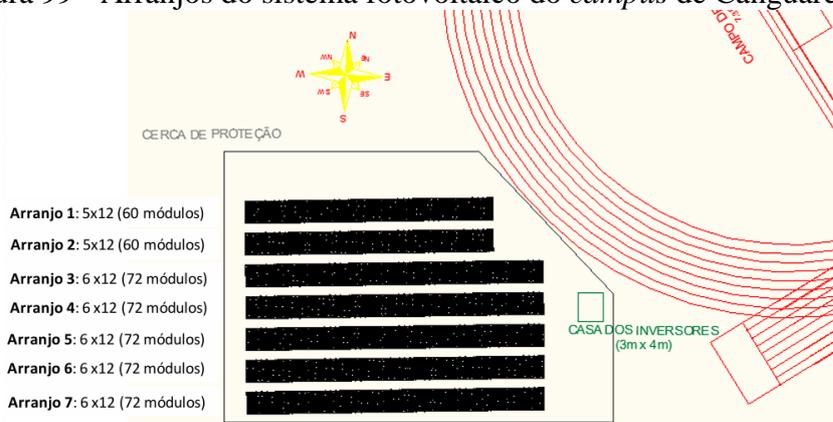


Fonte: Adaptado pelo autor do *Google Earth* (2024).

O sistema fotovoltaico do *campus* de Currais Novos está dividido em sete arranjos montados sobre o solo. Os dois primeiros arranjos são compostos por 60 módulos subdividido em 5 fileiras com 12 módulos ligados em série, cada; os cinco arranjos restantes estão com 72 módulos, cada, subdividido em seis fileiras com 12 módulos em conectados em série. Os 480 módulos estão divididos em 40 *strings* com 12 módulos; cada duas *strings* estão conectadas em

cada uma das duas entradas dos 20 inversores, evidenciado no *layout* conforme Figura 99 que mostra a vista superior da instalação.

Figura 99 - Arranjos do sistema fotovoltaico do *campus* de Canguaretama



Fonte: Adaptado de ELTEK (2013d).

Nas inspeções visuais nos arranjos fotovoltaicos, do *campus* de Currais Novos, foram verificados os problemas de sujidade, sombreamento, defeitos nos módulos. Quanto à sujidade, percebeu-se que os painéis foram lavados poucos dias antes das inspeções, pois, foram verificados menos poeira, poucos respingos e excremento de aves sobre os módulos, como pode ser visto na Figura 100.

Figura 100 - Sistema fotovoltaico, limpo e com pouco excrementos de aves - *campus* de Currais Novos



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Percebeu-se também alguns cabos CC das conexões do módulo solto, causado pela quebra das abraçadeiras de nylon que se encontram ressecadas e consequentemente

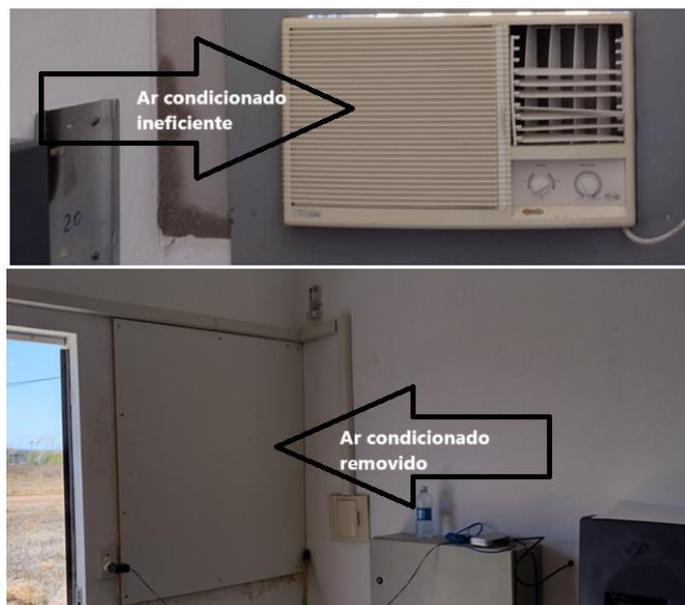
quebradiças, conforme Figura 101. Na mesma figura pode-se observar a presença da flora em volta dos módulos.

Figura 101 - Cabos soltos e presença da flora – *campus* de Currais Novos



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Os 20 inversores estão instalados em uma sala totalmente fechada e sem a possibilidade de ventilação natural. A sala é refrigerada por dois aparelhos de ar-condicionado, sendo que um foi removido para manutenção e o segundo encontra-se funcionando com deficiência. Faz-se necessário, portanto, que se resolva essa questão o mais rápido possível, pois os inversores estão funcionando em um ambiente muito quente. A situação dos equipamentos de refrigeração está evidenciada pela Figura 102.

Figura 102 - Sistema de refrigeração da sala dos inversores – *campus* de Currais Novos

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

O sistema fotovoltaico do *campus* de Currais Novos possui 20 inversores, numerados de 1 a 20, de fabricação ELTEK com potência de 4,4 Kw e com duas entradas de *strings* cada.

No decorrer das inspeções, realizou-se as medições das correntes operacional das *strings*. Durante a medição efetuou-se a leitura da irradiância com um medidor de irradiância manual. Na Tabela 21 pode-se observar o resultado das medições.

Durante as medições foram-se identificados que na *string* 1 do inversor nº 7, nas *strings* 1 e 2 do inversor 18, 11 e 13 encontravam-se com as leituras das correntes na entrada dos inversores com zero ampere. E o inversor de nº 20 foi removido por problemas. Os problemas dos inversores 7, 18 e 20 podem ser vistos na Figura 103. As evidências dos inversores 11 e 13 não foi possível por problemas na qualidade das imagens.

Figura 103 - Evidências dos problemas nos inversores 7, 18 e 20 – *campus* de Currais Novos

Fonte: Acervo do autor (2024).

O resultado das medições das correntes e das irradiâncias foram registradas como pode ser visto na Tabela 22.

Tabela 22 - Medições das correntes operacional das *strings* dos inversores do *campus* de Currais Novos

	INVERSORES									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Irradiância(w/m ²)	820	890	810	900	885	895	795	845	846	860
Corrente String 1(A)	6,92	7,08	6,82	7,78	6,97	7,69	0	7,5	6,7	6,29
Corrente String 2(A)	7,24	7,56	7,17	6,8	7,52	6,7	7	6,86	7,55	7,66
	INVERSORES									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Irradiância(w/m ²)	845	822	831	905	884	886	887	883	855	842
Corrente String 1(A)	0	7,24	0	7,86	6,97	7,5	6,5	0	6,82	0
Corrente String 2(A)	0	6,87	0	6,6	7,52	6,84	7,61	0	7,45	0

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

De acordo com o datasheet do módulo fotovoltaico instalado no *campus* de Currais Novos, a corrente de máxima potência é de 8,05 amperes. Analisando os valores das medições das correntes das *strings* pela irradiâncias da Tabela 22 e comparando com o Gráfico 20, da curva IV do datasheet do módulo fotovoltaico modelo TBP156x156-60-P de fabricação da Sun-Earth, instalados no *campus* de Currais Novos, pode-se concluir que as *strings* de cada inversor que apresentam os valores mais alto estão coerentes com as respectivas irradiâncias e os valores menores não, isso pode indicar indícios de problemas nos módulos das referidas *strings*. As medições que estão com as correntes em zero amperes precisam ser verificadas a fim de saber se os problemas são nas *strings* ou no inversor. Essa questão está fora do escopo da pesquisa, recomenda-se realizar uma inspeção mais detalhada.

Durante as inspeções verificou-se que o entorno da edificação que abriga os inversores e o painel de conexão CA está tomado pela flora e pela fauna, o que casou dificuldade para se acessar a entrada que estava tomado pelo mato.

Ao inspecionar o quadro de conexão de CA, verificou-se que havia uma cobra eletrocutada nos barramentos elétricos, evidenciado na Figura 104. De acordo com figura pode-se concluir que a causa foi a falta de estanqueidade do painel elétrico. Outro problema encontrado foi a falta de proteção nos barramentos elétricos que tem a finalidade de proteger o operador de um possível acidente por choque elétrico e abertura de arco elétrico.

Figura 104 - Quadro de conexão CA do sistema fotovoltaico – *campus* de Curais Novos



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Diante dos resultados das inspeções realizadas no sistema fotovoltaico do *campus* de Curais Novos, pode-se concluir que os relatos comprovam que as principais causas das perdas na produção de energia são causadas pelas desconexões da *string* 1 do inversor de número 7, das desconexões das *strings* 1 e 2 dos inversores 11, 13 e 18 e da remoção do inversor 20. Conforme pode visto na última coluna com a quarta linha da Tabela 17, *Performance Ratio* de 82,09%.

4.2.3 Usinas Fotovoltaicas dos *Campi* que utilizam inversores SMA

Para avaliar o desempenho das usinas fotovoltaicas que utilizam os inversores de fabricação SMA, foram comparados a simulações computacionais através do *software PVsyst* com a geração real obtido diretamente nos portais de cada UFV dos *campi* do IFRN. Conforme

visto na Tabela 23, abaixo, resumo da simulação a partir dos anos de conexão das plantas fotovoltaicas com a rede de fornecimento de energia elétrica da concessionária até o ano de 2022, período de execução análise do projeto.

Tabela 23 - Simulação com PVsyst das UFV por *campus* - Inversor SMA até o ano de 2022

<i>campus</i>	Data da conexão	ENERGIA SIMULADA -PVSYST- (MWh)							TOTAL
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Reitoria	10/11/2017	X	7,01	46,22	46,04	45,83	45,61	45,36	236,067
Parelhas	18/10/2019	X	X	X	18,32	81,73	81,3	80,85	262,197
São Gonçalo	11/07/2016	44,769	91,6	91,16	90,71	90,24	89,75	89,24	587,469
Natal-Central	07/07/2016	67,99	138,81	138,28	137,71	137,12	136,48	135,82	892,21
Pau Dos Ferros	04/05/2016	130,86	195,97	195,21	194,38	193,48	192,5	191,43	1293,83
Caicó	21/10/2016	39,684	197,57	197,57	196,78	194,96	193,96	192,88	1213,4
João Câmara	06/10/2016	45,425	187,32	186,57	185,77	184,88	183,93	182,89	1156,78
Mossoró	07/11/2017	X	15,708	88,76	88,41	88,05	87,69	87,23	455,848
Santa Cruz	08/11/2017	X	7,22	44,72	44,54	44,34	44,12	43,88	228,818
Natal-Centro	26/10/2017	X	25,87	138,59	138,02	137,36	136,63	135,82	712,29
Parnamirim	24/10/2017	X	26,399	138,75	138,21	137,61	136,95	136,23	714,149
Natal-Zona Norte	09/11/2017	X	7,49	45,5	45,32	45,12	44,9	44,66	232,99
Nova Cruz	09/11/2017	X	19,952	127,77	127,18	126,43	125,59	124,66	651,582
Apodi	27/11/2017	X	13,158	143,29	142,73	142,11	141,43	140,69	723,408
Ipanguaçu	31/01/2018	X	X	185,47	185,22	184,39	183,48	182,48	921,04
Macau	26/09/2018	X	X	38,63	135,06	134,49	133,86	133,18	575,22

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Seguindo a metodologia aplicada, para conseguir a energia entregue, foram coletados através dos registros das gerações reais dos anos da pesquisa obtido diretamente nos portais dos referidos equipamentos a partir dos anos da colocação em serviço das plantas fotovoltaicas com a rede de fornecimento de energia elétrica da concessionária até o ano de 2022, período de execução do projeto, como pode ser visto na Tabela 24.

Tabela 24 - Energia real gerada pelas UFVs por *campus* com inversores SMA

<i>campus</i>	Data da conexão	ENERGIA GERADA PELAS UFVS- (MWh)							TOTAL
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Reitoria	10/11/2017	X	7,49	49,099	32,174	47,736	49,369	45,376	231,246
Parelhas	18/10/2019	X	X	X	19,802	85,535	75,443	16,37	197,15
São Gonçalo	11/07/2016	19,815	49,889	92,514	90,838	89,664	91,803	81,431	515,954
Natal-Central	07/07/2016	69,99	147,28	146,79	143,64	143,64	142,72	142	936,06
Pau dos Ferros	04/05/2016	118,41	196,51	165,75	181,62	100,63	0,00	0,00	762,92
Caicó	21/10/2016	30,4	194,08	187,48	184,6	197,55	50,08	86,9	931,09
João Câmara	06/10/2016	47,63	179,8	181,49	107,3	83,91	76,38	160,37	836,88
Mossoró	07/11/2017	X	14,332	84,558	84,226	83,369	84,689	63,979	415,153
Santa Cruz	08/11/2017	X	7,11	43,61	43,00	42,73	35,76	38,71	210,92
Natal-Centro	26/10/2017	X	22,87	134,63	64,79	135,69	137,24	91,25	586,47
Parnamirim	24/10/2017	X	27,55	135,29	96,32	112,38	131,77	129,11	632,42

Natal-Zona									
Norte	09/11/2017	X	7,56	46,29	45,011	45,18	46,34	35,367	225,75
Nova Cruz	09/11/2017	X	21,14	139,41	119,52	140,22	139	133,79	693,08
Apodi	27/11/2017	X	6,39	146,77	151,64	79,27	149,42	41,77	575,26
Ipanguaçu	31/01/2018	X	X	148,99	187,03	173,61	173,42	183,25	866,3
Macau	26/09/2018	X	X	40,48	131,76	122,18	145,18	128,23	567,83

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Como pode ser observado na coluna **Energia Total**, da Tabela 25, mostra a geração total de cada *campus* na data da conexão com a rede da concessionária de energia elétrica até dezembro do ano de 2022, período da pesquisa.

De posse da energia total obtidas através das simulações computacionais, como pode ser visto na última coluna da Tabela 23, e do levantamento da energia real gerada nas UFV de cada *campus* com a referida marca de inversor SMA, mostrado na Tabela 23, foi montada a Tabela 24.

Tabela 25 - Análise das UFV por *campus* com inversor SMA até o ano de 2022

<i>Campus</i>	ENERGIA (MWh)				Performance Ratio- PR (%)
	Gerado	simulado	Não gerado		
Reitoria	231,25	236,07	4,82		97,96
Parelhas	197,15	262,20	65,05		75,19
São Gonçalo do Amarante	515,95	587,47	71,51		87,83
Natal-Central	936,06	892,21	-43,85		104,91
Pau Dos Ferros	762,92	1293,83	530,91		58,97
Caicó	931,09	1213,40	282,31		76,73
João Câmara	836,88	1156,78	319,90		72,35
Mossoró	415,15	455,85	40,69		91,07
Santa Cruz	210,92	228,82	17,90		92,18
Natal-Centro Histórico	586,47	712,29	125,82		82,34
Parnamirim	632,42	714,15	81,73		88,56
Natal-Zona Norte	225,75	232,99	7,24		96,89
Nova Cruz	693,08	651,58	-41,50		106,37
Apodi	575,26	723,41	148,15		79,52
Ipanguaçu	866,30	921,04	54,74		94,06
Macau	567,83	575,22	7,39		98,72

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Um indicador importante para avaliar a Energia Gerada por um sistema solar fotovoltaico é a PR, segundo as determinações da norma técnica IEC 61724-1 (2021) que serve para avaliar a Geração Real de um projeto em relação a sua Geração Teórica Máxima Possível. A Energia Teórica Máxima Possível é obtida através dos dados de irradiação do local de instalação da UFV, da área da usina e da eficiência dos módulos, sem considerar as perdas para obter o desempenho teórico máximo. Para analisar as referidas UFV dos *Campi* do IFRN, com os inversores de fabricação SMA, foram realizadas as simulações no *PVsyst* considerando todas

as perdas de um sistema fotovoltaico, portanto, os valores da coluna Energia Simulada da Tabela 25 demonstram os números teóricos no pior cenário e a coluna Energia Não Gerada, informa a energia que deixou de contribuir na redução do consumo na fatura da energia junto a concessionária.

Analisando a coluna **Energia Não Gerada**, da Tabela 25, pode-se observar que no período da data de conexão da UFV até o ano de 2022, os *campi* do estudo tiveram baixa produção de energia comparado com a geração teórica, com exceção do *campus* de Natal Central e Nova Cruz, que mostram uma inconsistência nos resultados. Pode-se observar também na referida coluna que o *campus* da Reitoria, Natal Zona Norte e Macau, tiveram os valores baixos da energia não injetada, mas aceitável, porém, nos demais *campi* apresentam os valores muito alto, de forma a impactar no orçamento financeiro.

4.2.3.1 Inspeções nas Usinas Fotovoltaicas com Inversores de fabricação SMA

As inspeções nos sistemas fotovoltaicos dos *campi* do IFRN instalados com os inversores de fabricação SMA levou em consideração os resultados das análises computacionais realizadas através do *software PVsyst*, confrontado com a geração real coletada diretamente nos portais dos inversores, cujo resultado da energia que deixou de ser gerada e a PR está demonstrado na tabela 26. Para simular a energia teórica foram consideradas todas possíveis perdas inerentes a um gerador fotovoltaico (perdas devido à temperatura, LID, *mismatch*, perdas ôhmicas, perdas no inversor, fator de sujidade, fator IAM), (não foram consideradas as perdas por Indisponibilidade dos sistemas) apresentando como resultado a energia simulada o mais próximo da energia real.

Como se pode observar a coluna da PR da Tabela 25, o *campus* da Reitoria, Natal-Central, Natal-Zona Norte, Nova Cruz, Ipanguaçu e Macau, obtiveram os resultados satisfatórios, principalmente os *Campi* de Natal-Central e Nova Cruz que apresentaram a performance acima do simulado. Perante os resultados dos citados *campi*, as inspeções foram focadas nos demais institutos que tiveram os valores passíveis de análises das causas do baixo rendimento.

4.2.3.2 Inspeções no Sistema Fotovoltaico do *campus* de Parelhas

A Usina Fotovoltaica do *campus* de Parelhas foi instalada na cobertura, conforme pode ser visto na Figura 105. Os inversores e quadro de conexão CA estão instalados em local

adequado e de fácil acesso para o operador, porém, para realizar as inspeções nos arranjos fotovoltaicos se fez necessário o uso de tábuas para se chegar aos módulos, pois as telhas utilizadas na cobertura são de fibrocimento que com o tempo se tornam muito quebradiças.

Figura 105 - Vista aérea do sistema fotovoltaico do *campus* de Parelhas



Fonte: Adaptado pelo autor do *Google Earth* (2024).

O memorial descritivo do sistema fotovoltaico do *campus* de Parelhas descreve que os arranjos estão divididos em dez *strings* com vinte módulos fotovoltaicos ligados em série cada e conectado nas entradas das MPPTs de dois inversores. Com essa configuração, as 10 séries deveriam ficar divididas em cinco *strings* para cada inversor, ocupando 5 das 6 entradas de cada inversor, porém, conforme visto na Figura 106, as duas MPPTs de cada equipamento recebem 4 séries o que dá para concluir que o sistema está dividido em 8 *strings* com 25 módulos cada. O modelo do módulo fotovoltaico utilizado é Canadian Solar CS6P-250P e conforme o *datasheet*, a tensão de circuito aberto é de 37,2 volts, portanto a tensão de cada *strings* é de 930 volts (Insole Tecnologia Ambiental, [201-]).

Segundo as informações técnicas do inversor utilizado de fabricação SMA modelo STP 25000TL-30, a tensão CC máxima de entrada é 1kv. Conclui-se então que se o sistema estivesse sido montado conforme o projeto, a tensão máxima de cada série seria de 744 volts, ou seja, com a configuração utilizada os inversores estão operando próximo da tensão máxima permitida pelo inversor, o que poderia ser evitado.

Figura 106 - Entradas das *strings* no inversor SMA modelo STP 25000TL-30

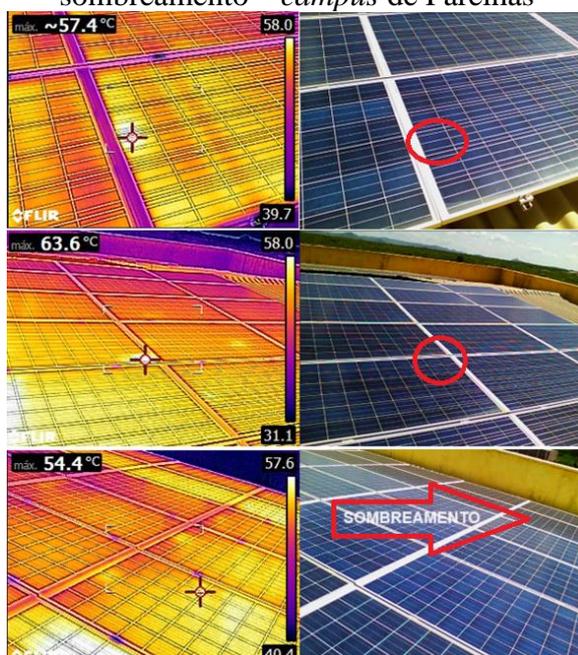


Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Nas inspeções visuais nos arranjos fotovoltaicos do *campus* de Parelhas, foram verificados os problemas de sujeidade, sombreamento, defeitos nos módulos. Quanto à sujeidade, percebeu-se que os arranjos fotovoltaicos estavam limpos no momento da inspeção. De acordo com o operador, os módulos foram lavados recentemente, porém, as bordas das molduras dos módulos estão com sujeiras devido à ação das chuvas que arrasta os detritos, provocando pontos quentes evidenciados pela inspeção termográfica.

Conforme as inspeções termográficas, foram verificados pontos quentes em algumas células, nas bordas dos módulos devido à sujeira e nas extremidades dos arranjos instalados próximos as paredes do prédio, como pode ser evidenciado na Figura 107.

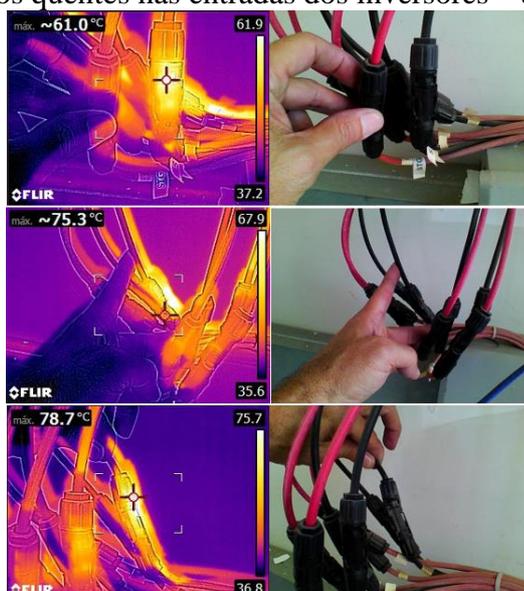
Figura 107 - Pontos quentes causado por células defeituosas, sujeira nas bordas e sombreamento – *campus* de Parelhas



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Foram inspecionados os inversores e o quadro de conexão CA com a câmera termográfica e verificou-se pontos quentes em 6 conectores MC4 nas entradas dos inversores, comprovado pela Figura 108. Como pode-se ver na figura, os conectores apresentam deformações devido à elevada temperatura provocado por mal contato.

Figura 108 - Pontos quentes nas entradas dos inversores – *campus* de Parelhas



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

A UFV do *campus* de Parelhas foi inaugurada em 15 de maio de 2015. Conforme o memorial descritivo, o inversor que foi usado no projeto foi de fabricação ABB modelo TRIO-27_6-TL-OUTD-S2X-400, porém, esses equipamentos foram substituídos pelo de fabricação SMA modelo STP 25000TL-30. Os inversores de fabricação SMA foram conectados na rede no dia 18/10/2019, isso justifica a falta de informação da data de inauguração até a data da substituição dos equipamentos de fabricação ABB (Insole Tecnologia Ambiental, [201-]).

Durante as inspeções, foram realizadas as medições das correntes operacionais e das tensões de circuito aberto de cada *strings* nas entradas dos inversores, conforme pode ser visto respectivamente nas Tabelas 26 e 27.

Tabela 26 - Medições das correntes operacionais nas *strings* dos inversores SMA - *campus* de Parelhas

Medição de Corrente Operacional		
	Inversor	
	1	2
Irradiância	685	670
Corrente String 1 (A)	6,69	6,40
Corrente String 2 (A)	6,66	6,22
Corrente String 4 (A)	6,48	6,43
Corrente String 5 (A)	6,5	6,37

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Tabela 27 - Medições das tensões de circuito aberto nas *strings* dos inversores SMA - *campus* de Parelhas

Tensão (V)						
Inversor	MPPT	String	Esperado	Medido	Irradiância	Temperatura
1	1	1	930	827	685	49
		2	930	809		
	2	4	930	812		
		5	930	814		
		1	930	802		
2	1	2	930	738	670	51
		4	930	748		
	2	4	930	748		
		5	930	762		

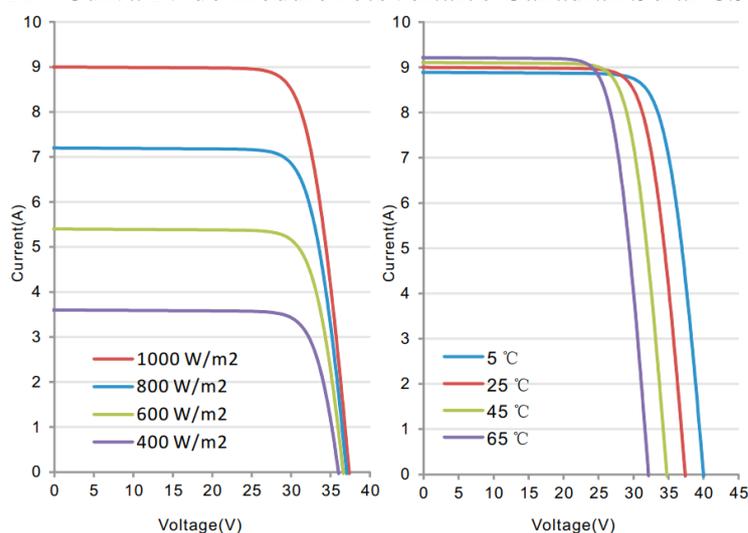
Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Analisando a Tabela 26, pode-se observar que as correntes nas entradas das *strings* dos inversores estão condizentes com a irradiância medida no momento das leituras das correntes, como pode ser comparado com a curva IV da Gráfico 21.

Observando a Tabela 27, pode-se ver que as leituras das tensões das *strings* 1, 2, 4 e 5 do inversor 1 e *string* 1 do inversor 2 estão todas com os valores próximos, mas abaixo do esperado. As tensões da *string* 2, 4 e 5 do inversor 2 estão bem abaixo do ideal. Recomenda-se

repetir as medições e investigar as causas, realizando as inspeções de categoria 1 e 2, conforme recomendações da norma NBR 16274:2014 (ABNT, 2014).

Gráfico 21 - Curva IV do módulo fotovoltaico Canadian Solar CS6P-250P



Fonte: Canadian Solar (2014).

Por falta de dados da geração real de energia através do portal do inversor de fabricação SMA no período dos meses de janeiro a agosto e dezembro do ano de 2022 e nos meses de julho, agosto, novembro e dezembro do ano de 2023, do *campus* de Parelhas, gerou-se a dúvida de se houve desconexão de comunicação entre o inversor e o portal ou desconexão do sistema fotovoltaico com a rede da concessionária. Para tirar essa dúvida, foi-se comparada a energia faturada versus a energia gerada, conforme a Tabela 28. Com a Tabela 28, gerou-se os Gráficos 22 e 23.

Tabela 28 - Dados da fatura de energia x energia gerada (KWh) Período de 2021 a 2023 – *campus* de Parelhas

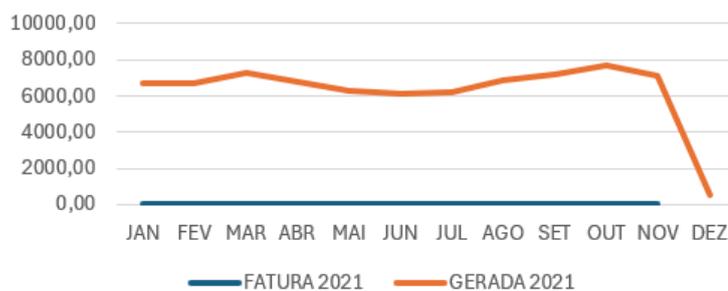
Energia	Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Faturada	2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gerada	2021	6.741	6.682	7.282	6.755	6.293	6.153	6.200	6.891	7.189	7.692	7.079	485
Faturada	2022	4.633	4.504	9.117	5.666	17.250	12.629	12.380	12.593	5.149	12.526	16.421	16.584
Gerada	2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.750	6.242	7.378
Faturada	2023	11.472	9.222	7.826	12.674	16.882	13.114	11.505	5.768	13.935	14.215	18.638	18.536
Gerada	2023	7.341	6.476	6.097	6.654	6.434	5.000	0	0	3.683	3.831	0	0

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Conforme pode se observar no Gráfico 22, (Energia gerada x faturada (KWh), ano 2021), o sistema fotovoltaico gerou dentro do esperado até o mês de novembro, no mês de dezembro a geração caiu para 485 KWh. Nesse período, não houve cobrança da fatura de energia no horário fora de ponta. Acredita-se que o consumo de energia do *campus* no horário

de ponta tenha ficado abaixo da geração durante a pandemia da Covid-19, gerando inclusive créditos de energia.

Gráfico 22 - Energia Gerada X Faturada (KWh), ano 2021 – *campus* de Parelhas
ENERGIA GERADA X ENERGIA FATURADA
(KWh) - 2021



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

De acordo com o Gráfico 23 (Energia gerada x faturada (KWh), ano 2022), pode-se observar que o sistema de geração fotovoltaica deixou de produzir energia no período de janeiro a setembro. Com isso, entre os meses de janeiro a abril, teve-se um aumento na energia a ser faturada. Acredita-se que esse aumento foi em virtude da geração que estava com zero. No início do mês de maio, a energia faturada subiu para outro patamar, momento em que ocorreu o fim da pandemia da Covid-19 e o início do retorno às aulas presenciais. No mês de setembro, houve uma queda na energia faturada, muito provavelmente provocado pelas férias docente entre o primeiro e o segundo semestre do ano letivo.

Gráfico 23 - Energia gerada x faturada (KWh), ano 2022 – *campus* de Parelhas

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Portanto, pode-se concluir que a baixa Performance de 75,19%, conforme visto na segunda linha da última coluna da Tabela 25, não foi impactada só pelos possíveis problemas das *strings*, mas principalmente pela desconexão do sistema fotovoltaico com a rede de energia e que se faz necessário o monitoramento contínuo e a implementação de um plano de manutenção para evitar essas desconexões, impactando no orçamento do *campus*.

4.2.3.3 Inspeções no Sistema Fotovoltaico do *campus* de São Gonçalo do Amarante

A Usina Fotovoltaica do *campus* de São Gonçalo do Amarante foi instalada na cobertura com Co utilização para estacionamento, conforme pode ser visto na Figura 109.

Figura 109 - Vista do sistema fotovoltaico do *campus* de São Paulo do Potengi



Fonte: Acervo do autor (2024).

Os inversores estão instalados nas colunas de sustentação da cobertura, conforme pode ser visto na Figura 109, e o quadro de conexão CA estão instalados em local abrigado e em bom estado de conservação. Para realizar as inspeções nos inversores, teve-se de utilizar-se de uma

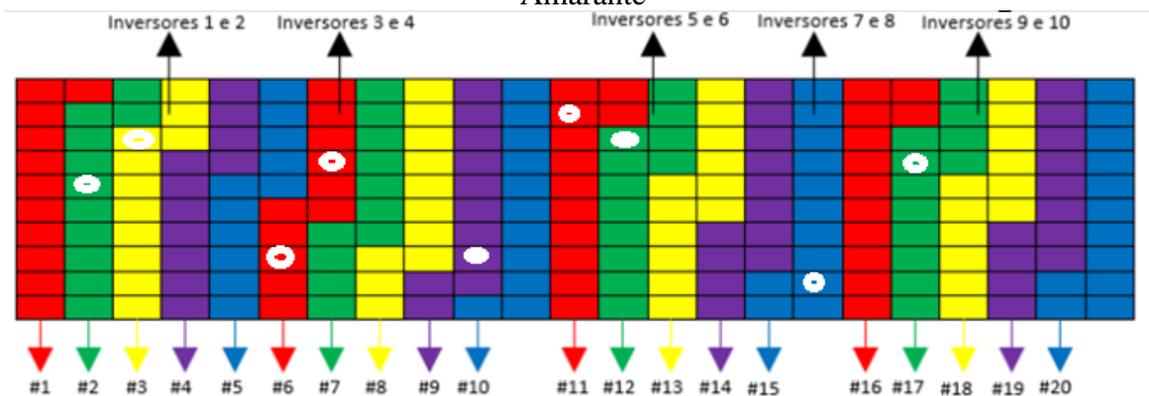
escada para acessar os equipamentos, que é um dificultador para o operador. Não houve condições de acessar a parte frontal dos módulos fotovoltaico devido às dificuldades de acesso por causa da altura e por falta de estrutura, portanto, as inspeções se deram por baixo dos arranjos fotovoltaicos.

O memorial descritivo do sistema fotovoltaico do *campus* de São Gonçalo do Amarante descreve que os arranjos estão divididos em dez *strings* com 11 módulos fotovoltaicos ligados em série cada e dez *strings* com 12 módulos fotovoltaicos ligados em série cada conectados nas entradas das MPPT 1 e MPPT 2, respectivamente, em cada um dos 10 inversores, fazendo um total de 230 módulos que compõe todo o sistema (Alsol Energias Renováveis, 2015).

Nas inspeções visuais aos arranjos fotovoltaicos do *campus* de São Gonçalo do Amarante, foram verificados os problemas de sujidade, sombreamento, defeitos nos módulos. Quanto à sujidade, não houve condições de acessar a parte superior do arranjo por problemas já falados.

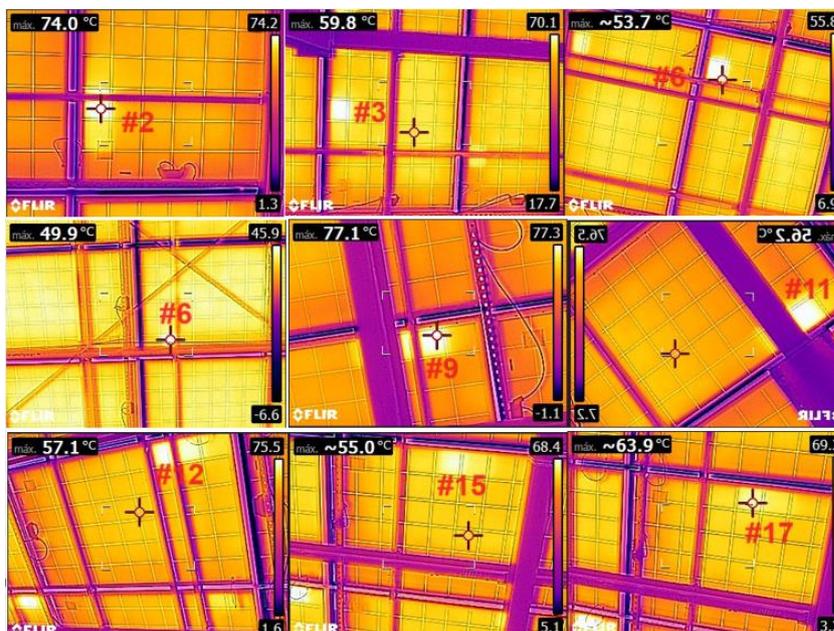
Conforme as inspeções termográficas, foram verificados pontos quentes em algumas células, sem condições de analisar as causas por falta de acesso ao lado superior dos módulos. Os pontos quentes foram identificados com círculos branco de acordo com *layout* da Figura 110. Esses pontos quentes podem ser causados por células defeituosas, por sujeira sobre as células ou sombreamento provocado por objetos.

Figura 110 - Layout do arranjo do sistema fotovoltaico – *campus* de São Gonçalo do Amarante



Fonte: Adaptado de Alsol Energias Renováveis (2015).

A Figura 110 apresenta as imagens térmicas dos pontos quentes informado no *layout*.

Figura 111 - Imagem térmica do arranjo fotovoltaico – *campus* de São Gonçalo do Amarante

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Durante as inspeções foram-se realizadas as medições das correntes operacional de cada *strings* nas entradas dos inversores, conforme pode ser visto na Tabela 29.

Tabela 29 - Medições das correntes operacional nas *strings* dos inversores SMA – São Gonçalo do Amarante

	Inversores									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Irradiância(w/m ²)	980	1000	1000	970	1000	1000	980	960	1000	1000
Corrente String 1(A)	7,4	8,1	17,3	7,2	7,7	8	6,7	6,5	8,1	8,3
Corrente String 2(A)	7	8	0	7,4	7,7	7,2	7,2	7,1	7,5	7,9

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Analisando a tabela acima, e comparando com a corrente de máxima potência, do módulo de fabricação *Yingli Solar* modelo YL245P-29b, que é de 8,05A, pode-se dizer que a maioria das *strings* estão com as correntes nas entradas das *strings* abaixo comparando com a irradiância medida no momento das leituras das correntes. Como pode ser visto na tabela acima, as *strings* do inversor 3 estão ligadas em paralelo e conectada em uma só entrada, evidenciado pelo valor registrado da corrente de 17,3 amperes. De acordo com o *datasheet* do inversor SB5000 TL SMA, conforme imagem abaixo, a máxima corrente suportada pelas entradas do equipamento é de 15 amperes, recomenda-se verificar as causas.

Quadro 2 - Datasheet do inversor de fabricação SMA modelo SIW300 MO50 – *campus* de São Gonçalo do Amarante
Inversor modelo SB5000 TL SMA

Entrada (CC)	
Potência nominal CC (kW)	5,25
Máxima tensão de entrada (V)	750
Faixa de tensão de máxima potência (Vmin)	175
Faixa de tensão de máxima potência (Vmax)	500
Máxima corrente entrada (A) in A/in B	15
Número de entradas CC/ MPPT	2/2
Saída (CA)	
Tensão de saída 1 ϕ	220V
Potência de saída (kW)	4,6
Frequência CA	60 Hz
Corrente de saída	22
Máxima eficiência do inversor	97%
Informações gerais	
Temperatura ambiente	-25 °C ... 60 °C
Grau de proteção	IP65
Umidade relativa do ar	Até 100% - sem condensação

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Diante dos resultados das inspeções realizadas no sistema fotovoltaico do *campus* de São Gonçalo do Amarante, pode-se concluir que as principais causas da baixa *Performance Ratio* de 87,83%, na produção de energia foram as correntes operacionais das *strings* abaixo da corrente de máxima potência de projeto, que por sua vez deva ter sido causado pela sujidade, pois de acordo o relato do operador, desde a inauguração, o sistema fotovoltaico nunca foi lavado. Recomenda-se então que se realize a limpeza do sistema e repita as medições das correntes operacionais e compare com os valores da tabela acima. Aconselha-se que seja realizada as inspeções de categoria 1, conforme recomendações da norma NBR 16274:2014 (ABNT, 2014).

4.2.3.4 Inspeções no Sistema Fotovoltaico do *campus* de Pau do Ferros

Os arranjos fotovoltaicos do *campus* de Pau dos Ferros foram instalados na cobertura, conforme pode ser visto na Figura 112, vista aérea. Não houve possibilidade de acessar o telhado para realizar as inspeções visuais referente à estrutura, sujidade e análise termográficas por falta de infraestrutura, por não possuir as técnicas de trabalhos em altura e, portanto, não ter habilitação.

Figura 112 - Vista aérea do sistema fotovoltaico do *campus* de Pau dos Ferros



Fonte: Adaptado pelo autor do *Google Earth* (2024).

Os inversores e o quadro de conexão CA do sistema fotovoltaico do *campus* de Pau dos Ferros estão instalados em local abrigado e ventilado e em bom estado de conservação, conforme pode ser visto na Figura 113.

Figura 113 - Vista dos inversores e quadro de conexão CA do sistema fotovoltaico do *campus* de Pau dos Ferros



Fonte: Acervo do autor (2024).

Durante a visita técnica, foram realizadas as inspeções nos inversores de forma fácil e segura, porém, no momento da visita, o sistema fotovoltaico encontrava-se em manutenção, pois o sistema fotovoltaico encontrava-se desconectado desde o início do mês de novembro do ano de 2020 até o final do mês de fevereiro de 2023, conforme comprovado na Tabela 30 (acompanhamento do rendimento anual do sistema fornecido pelo portal do inversor de

fabricação SMA), pois, um dos arranjos fotovoltaicos se desprenderam da estrutura do telhado e alguns módulos chegaram a ser arrancados e arremessados para fora do telhado.

Tabela 30 - Acompanhamento do rendimento anual do sistema do *campus* de Pau dos Ferros.

Ano	Geração Mensal (Mwh) - Pau Dos Ferros												Total Anual (MWH)
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
2016	X	X	X	X	5,83	4,57	17,05	18,49	18,85	18,6	18,62	16,39	118,40
2017	17,29	15,04	15,06	15,48	15,7	14,04	14,18	17,85	18,47	19,14	17,58	16,67	196,50
2018	15,29	12,98	14,18	10,34	8,59	10,49	10,54	15,78	17,9	17,21	17,02	15,84	166,16
2019	14,1	12,04	13,79	13,79	14,99	13,83	13,65	15,91	17,52	18,8	17,1	16,11	181,63
2020	13,29	12,05	9,64	8,94	8,2	7,85	9,41	9,23	10,37	10,25	1,39	0	100,62
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Conforme relato do operador, o ocorrido se deu pela estrutura de sustentação dos módulos fotovoltaicos que foram fixados em barrotes de madeira que, por sua vez, foram apoiados sobre blocos de tijolos cerâmico de 8 furos soltos sobre a laje do prédio, mas que com as ações dos ventos a estrutura não suportou. Na sequência, houve um princípio de incêndio em uma das *strings box* instaladas sobre o telhado (conforme visto na figura 126, foram reinstalados próximos aos inversores). Durante as inspeções do ocorrido, foram encontradas *strings* com tensões entre 1200 e acima de 1300 volts, ou seja, foi colocada uma quantidade de módulos em série que soma das tensões ficaram acima do suportado pela entrada dos inversores. Um outro problema encontrado foi o uso de cabos com isolamento em Policloreto de Vinila – PVC nos encaminhamentos elétricos entre os módulos fotovoltaico até a entrada das *strings box*. Por precaução, tomou-se a decisão de desligar todos os arranjos fotovoltaicos, mas quando o sistema fotovoltaico foi instalado, percebeu-se o risco iminente do problema se estender a todas as instalações e provocar maiores danos.

Diante do exposto, fica evidenciado que os problemas apresentados foram as causas da baixa performance, de 58,97%, conforme visto na quinta linha da última coluna da tabela 18. No período da desconexão o sistema deixou de injetar 455,86 MWh da rede da concessionária, impactando diretamente no orçamento do *campus*, que a custo atual da Tarifa de Energia (TE) mais a Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), no horário fora da ponta de R\$ 0,47 (quarenta e sete centavos de real), o prejuízo chegou ao valor de R\$ 214.600,00. Pode-se concluir também que não houve o comissionamento para o recebimento da instalação da empresa instaladora responsável.

4.2.3.5 Inspeções no Sistema Fotovoltaico do campus de Caicó

A Usina Fotovoltaica do *campus* de Caicó foi instalada na cobertura com Co utilização para estacionamento, conforme pode ser visto na Figura 114.

Figura 114 - Vista do sistema fotovoltaico do *campus* de Caicó



Fonte: Adaptado pelo autor do *Google Earth* (2024).

Os inversores estão instalados nas colunas de sustentação da cobertura e o quadro de conexão CA está montado em um local abrigado e ventilado e encontra-se em bom estado de conservação, conforme pode ser visto na Figura 115.

Figura 115 - Vista da Instalação do Inversor do Sistema Fotovoltaico do *campus* de Caicó



Fonte: Acervo do autor (2024).

Não houve condições de realizar as inspeções durante a visita ao sistema fotovoltaico do *campus* de Caicó, pois o dia estava chuvoso e com o céu encoberto pelas nuvens. Encontrou-

se também dois inversores desconectados da rede CA. Sendo assim resolveu-se não avaliar o sistema fotovoltaico, porém recomenda-se avaliar oportunamente.

No momento da visita buscou-se as evidências e relato que justificasse a baixa eficiência de 76,73% do sistema fotovoltaico do *campus* de Caicó. De acordo com o relato do responsável pelo sistema fotovoltaico, os encaminhamentos dos cabos condutores de conexão da rede de corrente alternada estavam com emendas dentro das caixas de passagem enterrado no solo, com a ação das altas temperaturas degradou a isolação das emendas e com a presença da água das chuvas, que inundou as caixas de passagens, ocasionou fugas de correntes e curto-circuito provocando a desconexão de parte do sistema, tal qual ocorreu no *campus* de João Câmara. O responsável pelo sistema fotovoltaico afirmou que a baixa performance do sistema se deu também por problemas de desconexão da comunicação do portal do com os inversores, com isso deixou-se de registrar a energia gerada.

4.2.3.6 Inspeções no Sistema fotovoltaico do *campus* de Natal-Centro Histórico

A Usina Fotovoltaica do *campus* de Natal-Centro Histórico foi instalada na cobertura com utilização para estacionamento e na cobertura do prédio dos laboratórios, conforme pode ser visto na Figura 116.

Figura 116 - Vista do sistema fotovoltaico do *campus* de Natal-Centro Histórico



Fonte: Acervo do autor (2024).

Os inversores estão instalados nas colunas de sustentação da cobertura e o quadro de conexão CA está montado em um local abrigado e ventilado e encontra-se em bom estado de conservação, conforme pode ser visto na Figura 117.

Figura 117 - Vista do Instalação do Inversor do Sistema Fotovoltaico do *campus* de Natal - Centro Histórico



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Para realizar as inspeções nos inversores, teve-se de utilizar-se uma escada para acessar os equipamentos, que é um dificultador para o operador. Não houve condições de acessar a parte frontal dos módulos fotovoltaico devido as dificuldades de acesso por causa da altura e por falta de estrutura, porém, as inspeções foram realizadas por baixo dos arranjos fotovoltaicos.

O memorial descritivo do sistema fotovoltaico do *campus* de Natal-Centro Histórico, descreve que os arranjos estão divididos em: Inversor 1, 2 e 3 com um arranjo de 46 módulos divididos em 2 *strings* de 23 módulos conectados na MPPT1; e um arranjo de 45 módulos divididos em 3 *strings* de 15 módulos conectados na MPPT2; o Inversor 4 com dois arranjos com 21 módulos cada divididos em 2 *strings* (IFRN, 2017).

Nas inspeções visuais aos arranjos fotovoltaicos do *campus* de Natal-Centro Histórico, foram verificados os problemas de sujeidade, sombreamento, defeitos nos módulos. Quanto à sujeidade, em conversa com o operador do sistema, a última lavagem se deu há três anos, porém, por causa do período chuvoso, as superfícies dos módulos entravam praticamente limpas, apenas com sujeiras próximo as bordas da face inferior da moldura dos módulos devido ao acúmulo de detritos arrastados pelas chuvas e alguns objetos encontrados sobre os módulos, como pode ser observado na Figura 118.

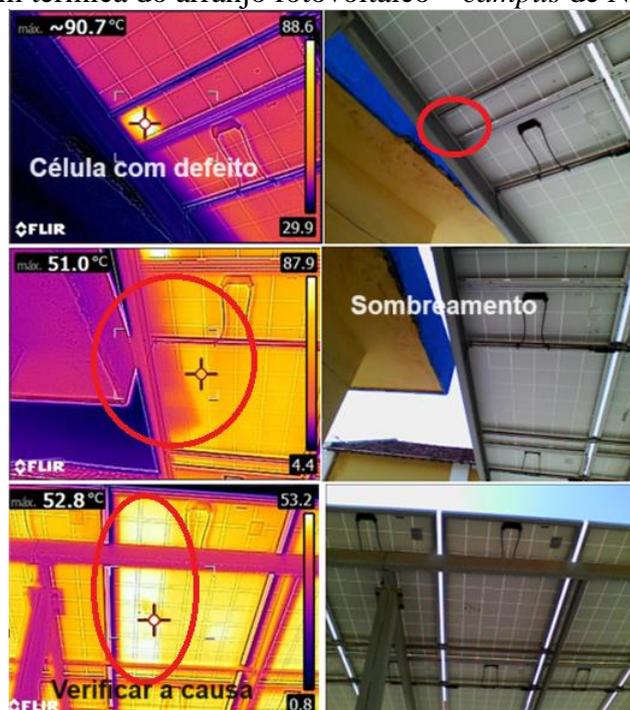
Figura 118 - Sujidade e objetos sobre os módulos fotovoltaicos – *campus* de Natal-Centro Histórico



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Conforme as inspeções termográficas, foram verificados pontos quentes em algumas células, sem condições de analisar as causas por falta de acesso ao lado superior dos módulos. Os pontos quentes podem ser causados por células defeituosas, por sujeira sobre as células ou sombreamento. Na Figura 119, mostram-se os pontos quentes nas imagens térmicas. O sombreamento mostrado na Figura 119 é causada pelo prédio da portaria que se encontra em uma das extremidades da mesa do sistema fotovoltaico.

Figura 119 - Imagem térmica do arranjo fotovoltaico – *campus* de Natal-Centro Histórico



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Na outra extremidade da mesa do sistema fotovoltaico, está sombreado pelo horário da manhã por uma árvore, conforme evidenciado na Figura 120.

Figura 120 - Sombreamento por árvore sobre o sistema fotovoltaico – *campus* de Natal-Centro Histórico



Fonte: Acervo do autor (2024).

Durante as inspeções, foram realizadas as medições das correntes operacionais e das tensões de circuito aberto de cada *strings*, nas entradas dos inversores, conforme pode ser visto nas Tabelas 31 e 32, respectivamente. Salienta-se que para medir as tensões das *strings* teve-se o cuidado em observar as condições dos conectores MCA antes de removê-los para realizar os testes, pois muitos deles estão quebradiços por ressecamento. Durante as inspeções, identificou-se o conector MC4 (fêmea), da *string* 3 do inversor 3, com as garras de fixação quebrado, conforme Figura 121.

Figura 121 - Conector MC4 sem as garras de fixação causado por ressecamento – *campus* de Natal-Centro Histórico



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Tabela 31 - Medições das correntes operacional nas *strings* dos inversores SMA - *campus* de Natal-Centro Histórico

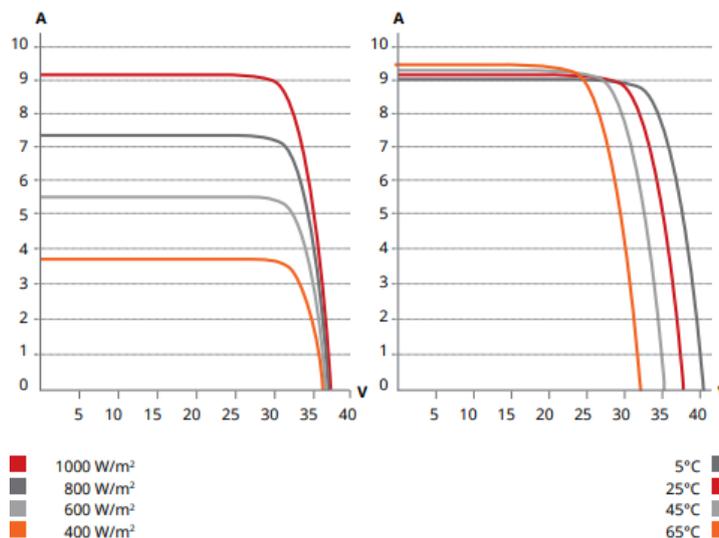
CORRENTE (A)						
Inversor	Strings MPPT1			Strings MPPT1		Irradiância(w/m ²)
	1	2	3	4	5	
1	6,2	6,3	6,4	6,3	6,3	770
2	5,7	5,7	5,8	5,3	5,4	750
3	5,2	5,1	5,4	5,3	5,0	650
4	4,5	X	X	3,8	X	570

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

De acordo com o datasheet, do módulo fotovoltaico modelo CS6P-265P de fabricação Canadian Solar (2014), usado no sistema fotovoltaico do *campus* de Natal-Centro Histórico, a corrente de máxima potência é de 8,66 amperes. Comparando os valores das correntes registradas, conforme a tabela 31, e comparado com a curva IV da Figura 121 do referido datasheet do módulo fotovoltaico, observa-se que as correntes nas entradas das *strings* dos inversores 1, 2, e 3, (instalados no sistema fotovoltaico do estacionamento), estão com os valores um pouco abaixo, levando-se em consideração a irradiância medida no momento dos testes.

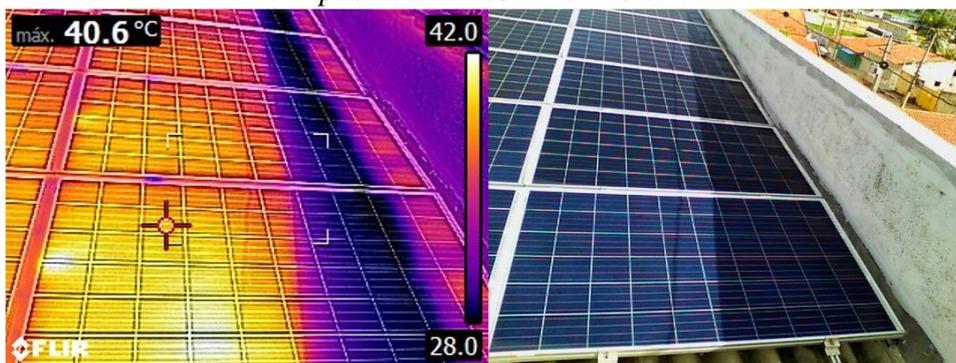
O inversor 4 está instalado no prédio dos laboratórios e os arranjos fotovoltaicos, conectados ao citado equipamento, estão fixados no telhado do mesmo prédio, como pode ser visto a direita da Figura 116. A corrente medida nas *strings* 1 da MPPT1 do inversor 4, registrado na tabela 30, se encontra com o valor um pouco abaixo comparado com a curva IV do *datasheet* do módulo fotovoltaico Canadian Solar CS6P-265P, conforme Gráfico 24. A corrente da *string* 3 da MPPT 2, do inversor 4, apresentou um valor baixo quando comparado com a corrente da *string* 1 da MPPT 1 e com mesma irradiância. Sugere-se que o baixo valor da corrente na *string* da MPPT 2 do inversor 4, seja causado pelo sombreamento evidenciado na Figura 122, pois o arranjo sombreado está conectado na entrada 3 do inversor 4.

Gráfico 24 - Curva IV do modulo fotovoltaico Canadian Solar CS6P-265P – *campus* de Natal-Centro Histórico



Fonte: Canadian Solar (2014).

Figura 122 - Imagem térmica do arranjo fotovoltaico da *string* 3 da MPPT 2, do inversor 4 - *campus* de Natal-Centro Histórico



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Observando os registros da tabela 32, pode-se observar que as leituras das tensões de circuito aberto das *strings* dos inversores estão com os valores próximos entre si, mas abaixo do esperado. Comparando o valor da temperatura que foi de 54,7°C no momento das medições das tensões de circuito aberto, conforme registradas da Tabela 32 com a curva IV do Gráfico 24, pode-se verificar que os valores das tensões medidas estão condizentes com os valores encontrado na curva. Conclui-se então que as tensões de circuito aberto verificado nas *strings* que estão abaixo do esperado contribuíram na redução na geração de energia do sistema fotovoltaico.

Tabela 32 - Medições das tensões de circuito aberto das *strings* dos inversores SMA - *campus* de Natal-Centro Histórico

TENSÃO (V) DO INVERSOR 1	TENSÃO (V) DO INVERSOR 2
--------------------------	--------------------------

Irradiância 770				Irradiância 750			
MPPT	String	Esperado	Medido	MPPT	String	Esperado	Medido
	1	565,5	509		1	565,5	510
	2	565,5	509		2	565,5	511
1	3	565,5	510	1	3	565,5	509
	4	867,1	779		4	867,1	770
2	5	867,1	778	2	5	867,1	778
Tensão (V) do inversor 3				Tensão (V) do inversor 4			
Irradiância 650				Irradiância 570			
MPPT	String	Esperado	Medido	MPPT	String	Esperado	Medido
	1	565,5	509		1	791,7	727
	2	565,5	511	1	2		
1	3	565,5	509		3	791,7	724
	4	867,1	778	2	4		
2	5	867,1	781				

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

Nas inspeções com a câmara termográfica, conforme visto nas Figura 119, foram detectados pontos quentes em virtude de células defeituosas, sujeira nas bordas das molduras dos módulos fotovoltaico e sombreamento. Os resultados das medições das correntes operacional e de tensões de circuito aberto, conforme registrado nas tabelas 31 e 32, evidenciam problemas que impactam na eficiência. Com isso, acredita-se que os problemas apresentados tenham sido as causas da baixa performance de 82,34%, conforme visto na décima linha da última coluna da Tabela 25. Outra causa da baixa performance foi a não geração no ano de 2022, conforme pode ser visto na Tabela 33 e no Gráfico 25.

Tabela 33 - Energia gerada x faturada (KWh), ano 2022 – *campus* Natal-Centro Histórico

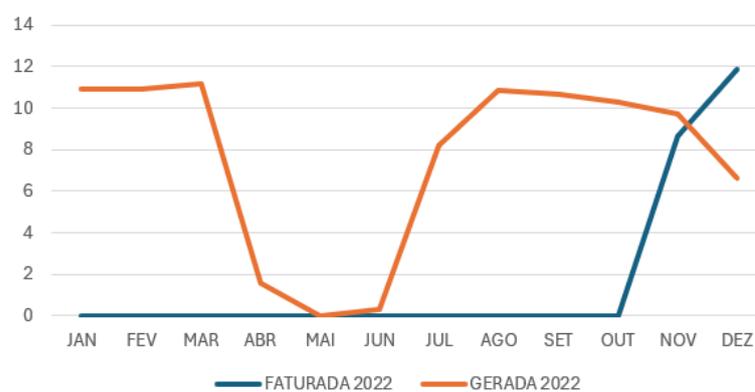
Energia	Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Faturada	2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,63	11,90
Gerada	2022	10,93	10,32	11,15	1,56	0	0,31	8,18	10,87	10,64	10,32	9,75	6,61

Fonte: Dados da pesquisa (2024).

A Tabela 33 apresenta os registros dos faturamentos e a geração de energia fotovoltaica no ano de 2022.

De acordo com o Gráfico 25, pode concluir que a energia faturada foi zerada no período de janeiro a outubro de 2022 devido à energia injetada que ficou acumulada durante o tempo da pandemia da Covid-19 e que houve uma queda na geração da energia no mês de março para abril, continuou caindo de abril a maio, de maio a junho uma leve subida, do início do mês de junho ao final de julho, a produção aumentou, só no mês de agosto a geração chegou ao patamar normal, mas ocorreu um leve decréscimo até o início de novembro e voltou a cair no mês de dezembro.

Gráfico 25 - Energia gerada x faturada (KWh), ano 2022 – *campus* Natal-Centro Histórico
Energia Gerada X Energia Gerada (MWh) - 2022



Fonte: Dados da pesquisa (2024).

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo se propôs a realizar uma análise técnica do desempenho operacional dos sistemas de geração de energia elétrica provenientes das usinas fotovoltaicas instaladas nos *campi* do Instituto Federal do Rio Grande do Norte (IFRN), utilizando como premissa metodológica a comparação entre os dados reais de geração coletados nos respectivos inversores e a realização de simulações computacionais utilizando o *software PVsyst*. Os dados utilizados neste estudo referem-se ao período compreendido entre os anos de 2016 e 2022, tratando-se de resultados dos *campi* do IFRN.

Quanto as simulações, foram avaliados múltiplos cenários, por exemplo, realizando a variação dos dados meteorológicos e dos parâmetros de perdas, a fim de realizar a mencionada análise comparativa. Para elaboração das simulações consultou-se o memorial descritivo da usina, além das folhas de dados dos fabricantes dos módulos e do inversor. A expectativa de geração apresentada no memorial descritivo também foi comparada com os resultados inerentes as simulações, bem como com os valores reais apresentados nos respectivos inversores. O *campus* de Pau dos Ferros foi quem apresentou o menor *Performance Ratio (PR)*. O sistema fotovoltaico do referido *campus* foi instalado na cobertura dos prédios, e toda a estrutura metálica de fixação dos trilhos e módulos foram apoiados sobre blocos de tijolos cerâmicos de 8 furos soltos sobre a laje. Com os fortes ventos da região, o sistema não suportou os esforços mecânicos das ações do vento, levando na destruição de parte do sistema e arrastando alguns módulos. Por causa do ocorrido decidiu-se desconectar todos os sistemas até efetuar o reparo.

Os estudos da pesquisa mostra a necessidade de executar manutenções preditivas, preventivas e corretivas nas UFV dos *campi* do IFRN, a fim de inspecionar todos os sistemas para buscar as causas do baixo rendimento dos sistemas fotovoltaicos que sinalizaram problemas nas comparações da energia teórica com a real, apontados pelo resultado do *Performance Ratio (PR)*. Os resultados apresentados nesse estudo irão contribuir fortemente para a tomada de decisões da gestão relacionadas a novas instalações de UFVs nos *campi* do IFRN.

De acordo com o resultado da pesquisa que mostra a necessidade de manutenções nas UFV dos *campi* do IFRN, foi gerado como produto técnico e tecnológico, um manual técnico de inspeção e manutenção de sistema fotovoltaico.

É importante deixar claro que o estudo comparativo demonstrou a existência de perdas nos sistemas FVs, sendo que estas não podem ser desprezadas. Neste sentido, recomenda-se:

- a) A implementação de um plano de manutenção para as usinas fotovoltaicas dos *campi*;

- b) Que os eletricitistas dos *campi* tenham treinamento específico em sistemas fotovoltaicos;
- c) Avaliar a possibilidade de implementar e descentralizar a gestão do gerenciamento e manutenção das usinas fotovoltaicas, de modo que cada *campi* absorva a responsabilidade em virtude da interiorização dos IF.

Como trabalhos futuros iremos continuar o monitoramento das UFV da região do mato grande através de um projeto de pesquisa vinculado ao centro de tecnologia (CT) de energias renováveis do IFRN, antigo CT eólico, e com o objetivo de expandir para outros *campi* das demais regiões.

REFERÊNCIAS

AKRAM, M. Waqar; LI, Guiqiang; JIN, Yi; ZHU, Changan; JAVAID, Aiman; AKRAM, M. Zuhaib; KHAN, M. Usman. Study of manufacturing and hotspot formation in cut cell and full cell PV modules. **Solar Energy**, v. 203, p. 247-259, 2020. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2020.04.052>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X20304370>. Acesso em: 28 set. 2023.

ALSOL ENERGIAS RENOVÁVEIS. **Memorial descritivo de Sistema de Microgeração Fotovoltaica conectado à rede elétrica com potência instalada de 100 kW em João Câmara, Rio Grande do Norte (IFRN- Campus João Câmara)**. Uberlândia: Alsol, 2016.

ALSOL ENERGIAS RENOVÁVEIS. **Memorial descritivo de Sistema de Microgeração Fotovoltaica conectado à rede elétrica com potência instalada de 56,350 kWp em São Gonçalo do Amarante, RN (Campus IFRN São Gonçalo do Amarante)**. Uberlândia: Alsol, 2015.

ALSOL ENERGIAS RENOVÁVEIS. **Memorial descritivo de Sistema de Microgeração Fotovoltaica conectado à rede elétrica com potência instalada de 80 kW em Natal, Rio Grande do Norte (IFRN- Zona Norte)**. Uberlândia: Alsol, 2017b.

ALSOL ENERGIAS RENOVÁVEIS. **Memorial descritivo de Sistema de Minigeração Fotovoltaica conectado à rede elétrica com potência instalada de 80 kW em Mossoró, Rio Grande do Norte (IFRN- Mossoró)**. Uberlândia: Alsol, 2017a.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA - ABSOLAR. **Panorama do solar fotovoltaico no Brasil e no mundo**. 2023. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 22 fev. 2023.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. **ABNT NBR 16690: instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – requisitos de projeto**. Rio de Janeiro: ABNT, 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. **ABNT NBR 5410: instalações elétricas de baixa tensão**. Rio de Janeiro: ABNT, 2008.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. **ABNT NBR 16274:2014: sistemas fotovoltaicos conectados à rede – requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho**. Rio de Janeiro: ABNT, 2014.

ARAÚJO, Ana Júlia Nunes de; RANK, Narah Iuata; BUENO, Talita Bezerra de Araújo. **Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba**. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2016. Disponível em: https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/10066/1/CT_COELE_2016_2_21.pdf. Acesso em: 03 out. 2023.

ATP SOLAR. **Cliente IFRN-Instituto Federal de Educação C.T.RN**. Recife: ATP SOLAR, 2016.

BURGER, Bruno; RÜTHER, Ricardo. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. **Solar Energy**, v. 80, n. 1, p. 32-45, jan. 2006. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2005.08.012>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X05003099>. Acesso em: 18 jul. 2022.

CANADIAN SOLAR. **CS6P-250|255|260P**. Ontario: Canadian Solar, 2014.

COP 30: Entenda o que é o evento internacional que Belém vai sediar em 2025. **O liberal**, 27 maio 2023. Disponível em: <https://www.oliberal.com/cop-30/entenda-o-que-e-a-cop-30-belem-sedia-o-evento-internacional-em-2025-1.685881>. Acesso em: 28 set. 2023.

COSTA, André Luis Crispim; HIRASHIMA, Simone Queiroz da Silveira; FERREIRA, Reginaldo Vagner. Operação e manutenção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede: inspeção termográfica e limpeza de módulos FV. **Ambiente Construído**, Porto Alegre, v. 21, n. 4, p. 201-220, out. 2021. DOI: <http://dx.doi.org/10.1590/s1678-86212021000400566>. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/ac/a/nYrQWs3y5BHwMLcWT5DvJdd/>. Acesso em: 12 fev. 2023.

CREMASCO, Nicole Polityto; CORDEIRO, Ana Carla; LAUTERT, Renata Rodrigues; LELUDAK, Jorge Assade; URBANETZ JUNIOR, Jair. Estudo de diferentes tecnologias de células fotovoltaicas. **Revista Eletrônica Científica Inovação e Tecnologia**, Curitiba, v. 12, n. 31, p. 44-55, 2021. DOI: <http://dx.doi.org/10.3895/recit.v12.n31.15052>. Disponível em: <https://periodicos.utfpr.edu.br/recit/article/view/015052>. Acesso em: 10 maio 2023.

EOA ENERGIAS RENOVÁVEIS. **Tracker (rastreador solar): vale a pena seguir o sol?** Entenda as vantagens e desvantagens! 2020. Disponível em: <https://ecoaenergias.com.br/tracker-rastreador-solar-vantagens-desvantagens/>. Acesso em: 02 out. 2023.

ELTEK. **Memorial descritivo de Sistema de Microgeração Fotovoltaica conectado à rede elétrica com potência instalada de 56.4 kWp em Natal, RN (Reitoria IFRN)**. São José dos Campos: ELTEK, 2013a.

ELTEK. **Memorial descritivo de Sistema de Microgeração Fotovoltaica conectado à rede elétrica com potência instalada de 112,8 kWp em Canguaretama, RN (Campus Canguaretama IFRN)**. São José dos Campos: ELTEK, 2013d.

ELTEK. **Memorial descritivo de Sistema de Microgeração Fotovoltaica conectado à rede elétrica com potência instalada de 112,8 kWp em Ceará-Mirim, RN (Campus Ceará-Mirim IFRN)**. São José dos Campos: ELTEK, 2013b.

ELTEK. **Memorial descritivo de Sistema de Microgeração Fotovoltaica conectado à rede elétrica com potência instalada de 112,8 kWp em São Paulo de Potengi, RN (Campus São Paulo de Potengi IFRN)**. São José dos Campos: ELTEK, 2013c.

GERMAN SOLAR ENERGY SOCIETY - DGS. **Planning and Installing Photovoltaic Systems**: 2005-2006. 3. ed. Berlin: Taylor & Francis Group, 2013.

GOOGLE EARTH. **Google Earth Education**. 2022. Disponível em: <https://www.google.com.br/earth/index.html>. Acesso em: 06 mar. 2023.

GOOGLE EARTH. **Google Earth Education**. 2024. Disponível em: <https://www.google.com.br/earth/index.html>. Acesso em: 06 maio 2024.

GRIMACCIA, F.; AGHAEI, M.; MUSSETTA, M.; LEVA, S.; QUATER, P. B. Planning for PV plant performance monitoring by means of unmanned aerial systems (UAS). **International Journal of Energy and Environmental Engineering**, v. 6, n. 1, p. 47-54, 2014. DOI: 10.1007/s40095-014-0149-6. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007/s40095-014-0149-6>. Acesso em: 27 fev. 2023.

HE, Beihua; LU, Hao; ZHENG, Chuanxiao; WANG, Yanlin. Characteristics and cleaning methods of dust deposition on solar photovoltaic modules-A review. **Energy**, v. 263, e126083, 2023. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2022.126083>. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544222029693?casa_token=GPhsr7b36HwAAAAA:ofpzfR-iZeDzF0_QBUq8WfardpuU_6BKgkhG8ulm-nDHNBrnP--6f_XIj7QxCakkox8abufsNfo. Acesso em: 28 maio 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **Solar PV power generation in the Net Zero Scenario, 2015-2030**. Paris: IEA, 2023a. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/solar-pv-power-generation-in-the-net-zero-scenario-2015-2030>. Acesso em: 7 ago. 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **Global energy investment in clean energy and in fossil fuels: 2015-2023**. Paris: IEA, 2023c. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-energy-investment-in-clean-energy-and-in-fossil-fuels-2015-2023>. Acesso em: 8 ago. 2023.

INSOLE TECNOLOGIA AMBIENTAL. **Memorial Descritivo do Sistema Solar Fotovoltaico de 50,0kWp**: Parelhas - Rio Grande do Norte. Recife: Insole Tecnologia Ambiental, [201-].

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **World Energy Investment 2023**. Paris: IEA, 2023b. Disponível em <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2023>. Acesso em: 8 ago. 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **Share of cumulative power capacity by technology, 2010-2027**. Paris: IEA, 2022. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/share-of-cumulative-power-capacity-by-technology-2010-2027>. Acesso em: 8 ago. 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **Solar PV**. Paris: IEA, [2022]. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/solar-pv>. Acesso em: 7 ago. 2023.

INTERNATIONAL STANDARD. **IEC 61724-1**. Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring. 2021.

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DO RIO GRANDE DO NORTE – IFRN. **Memorial descritivo usina solar fotovoltaica do IFRN-cidade alta**. [Natal]: IFRN, 2017.

KING, D. L.; BOYSON, W. E.; KRATOCHVIL, J. A. Analysis of factors influencing the annual energy production of photovoltaic systems. *In: IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE*, 29, 2002. **Anais [...]**. New Orleans, 2002. p. 1356-1361.

MALVONI, Maria; GIORGI, Maria Grazia de; CONGEDO, Paolo Maria. Study of degradation of a grid connected photovoltaic system. **Energy Procedia**, v. 126, p. 644-650, set. 2017. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2017.08.263>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217337694?via%3Dihub>. Acesso em: 10 maio 2024.

MANUAL do produto: TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD (20.0 a 27.6 kW). *[S.l.: s. n.]*, 2015.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, SANDIA NATIONAL LABORATORY; SUNSPEC ALLIANCE; SUNSHOT NATIONAL LABORATORY MULTIYEAR PARTNERSHIP; PV O&M BEST PRACTICES WORKING GROUP. **Best Practices for Operation and Maintenance of Photovoltaic and Energy Storage Systems**. 3. ed. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. 2018. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73822.pdf>. Acesso em: 10 maio 2024.

NDIAYE, Ababacar; CHARKI, Abdérafi; KOBI, Abdessamad; KÉBÉ, Cheikh M.F.; NDIAYE, Pape A.; SAMBOU, Vincent. Degradations of silicon photovoltaic modules: a literature review. **Solar Energy**, v. 96, p. 140-151, out. 2013. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2013.07.005>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X13002703>. Acesso em: 28 set. 2023.

ONG, Nur Aliah Fatin Mohd Nizam; SADIQ, Muhammad Adnan; SAID, Mohamad Syazarudin Md; JOMAAS, Grunde; TOHIR, Mohd Zahirasri Mohd; KRISTENSEN, Jens Steemann. Fault tree analysis of fires on rooftops with photovoltaic systems. **Journal of Building Engineering**, v. 46, p. 103752, abr. 2022. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jobee.2021.103752>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2352710221016107?via%3Dihub>. Acesso em: 27 fev. 2023.

PINGEL, S.; FRANK O.; WINKLER, M.; DARYAN, S.; HOEHNE, H.; BERGHOLD, J. Potential Induced Degradation of solar cells and panels. *In: IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE*, 35, 2010. **Anais [...]**. Honolulu, HI, USA, 2010. DOI: 10.1109/PVSC.2010.5616823. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5616823>. Acesso em: 03 abr. 2023.

PINHO, João T.; GALDINO, Marco A. (org). **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CRESESB, 2014.

REDISKE, Graciele; MICHELS, Leandro; SILUK, Julio Cezar Mairesse; RIGO, Paula Donaduzzi; ROSA, Carmen Brum; BORTOLINI, Ricardo Jochann Franceschi. Management of operation and maintenance practices in photovoltaic plants: key performance

indicators. **International Journal of Energy Research**, v. 46, n. 6, p. 7118-7136, 2022. DOI: <http://dx.doi.org/10.1002/er.7737>. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/er.7737>. Acesso em: 27 fev. 2023.

RESUN. **Módulos solares**. ([2023]). Disponível em: <https://pt.resunsolar.com/products/half-cell-series/#section-72b021d4>. Acesso em: 02 out. 2023.

RIGO, Paula D.; SILUK, Julio Cezar M.; LACERDA, Daniel P.; SPELLMEIER, Júlia P. Competitive business model of photovoltaic solar energy installers in Brazil. **Renewable Energy**, v. 181, p. 39-50, jan. 2022. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2021.09.031>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S096014812101329X?via%3Dihub>. Acesso em: 22 fev. 2023.

ROSA, Antonio Robson Oliveira da; GASPARIN, Fabiano Perin. Panorama da energia solar fotovoltaica no Brasil. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 7, n. 2, p. 140-147, 5 jan. 2017. DOI: <http://dx.doi.org/10.59627/rbens.2016v7i2.157>. Disponível em: <https://rbens.emnuvens.com.br/rbens/article/view/157>. Acesso em: 10 maio 2024.

ROUMPAKIAS, Elias; STAMATELOS, Anastassios. Comparative performance analysis of grid-connected photovoltaic system by use of existing performance models. **Energy Conversion and Management**, v. 150, p. 14-25, out. 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2017.08.001>. Acesso em: 22 set. 2023.

RUTHER, R.; DACOREGIO, M. M. Performance assessment of a 2 kWp grid-connected, building-integrated, amorphous silicon photovoltaic installation in Brazil. **Progress In Photovoltaics: Research and Applications**, v. 8, n. 2, p. 257-266, mar. 2000. DOI: [http://dx.doi.org/10.1002/\(sici\)1099-159x\(200003/04\)8:23.0.co;2-p](http://dx.doi.org/10.1002/(sici)1099-159x(200003/04)8:23.0.co;2-p). Disponível em: [https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/\(SICI\)1099-159X\(200003/04\)8:2%3C257::AID-PIP292%3E3.0.CO;2-P](https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/(SICI)1099-159X(200003/04)8:2%3C257::AID-PIP292%3E3.0.CO;2-P). Acesso em: 22 fev. 2023.

RUTHER, Ricardo. **Edifícios Solares Fotovoltaicos: o potencial da geração fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada a rede pública no Brasil**. Florianópolis: UFSC/LABSOLAR, 2004.

SA, Pvsyst. **Software PVsyst 7.3**. 2022. Disponível em: <https://www.pvsyst.com/scientific-publications>. Acesso em: 22 fev. 2023.

SA'AD, Aisha; NYOUNGUE, Aimé C.; HAJEJ, Zied. Bi-Objective Preventive Maintenance Scheduling Optimization of Photovoltaic System based on Availability. **Iop Conference Series: Earth and Environmental Science**, [S.L.], v. 1054, n. 1, p. 012041, 2022. DOI: <http://dx.doi.org/10.1088/1755-1315/1054/1/012041>. Disponível em: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/1054/1/012041/meta>. Acesso em: 27 fev. 2023.

SEN, Abhijit; MOHANKAR, Akshay Shirish; KHAMAJ, Abdulrahman; KARMAKAR, Sougata. Emerging OSH Issues in Installation and Maintenance of Floating Solar Photovoltaic Projects and Their Link with Sustainable Development Goals. **Risk Management and Healthcare Policy**, v. 14, p. 1939-1957, 2021. DOI:

<http://dx.doi.org/10.2147/rmhp.s304732>. Disponível em:
<https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/34012306/>. Acesso em: 27 fev. 2023.

SOUZA, Thiago Miranda de. **Estudo de Técnicas de Manutenção Preventiva em Instalações Fotovoltaicas**. 2021. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energia) – Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2021. Disponível em: https://bdm.unb.br/bitstream/10483/29752/1/2021_ThiagoMirandaDeSouza_tcc.pdf. Acesso em: 28 jul. 2024.

SUN EARTH. **Poly-Crystalline TPB156X156-76-P**. [202-]. Disponível em: https://cdn.ensolar.com/Product/pdf/Crystalline/5b2c8e45ac38b.pdf?_gl=1*_11rz0qt*_gcl_au*_MTE1MzAxMTg0NC4xNzI4MDg5NDA4.

SUNNY PORTAL. [2023]. Disponível em: <https://www.sunnyportal.com/Templates/Start.aspx?ReturnUrl=%2fPlants>. Acesso em: 10 maio 2023.

TAKATA, Marcio. **Tecnologias de módulos e células fotovoltaicas**. 2019. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/takata1.pdf>. Acesso em: 03 out. 2023.

TONOLO, Édwin Augusto. **Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos da UTFPR campi Curitiba**. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2019. Disponível em: http://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/4664/1/CT_PPGSE_M_Tonolo%2C%20Édwin%20Augusto_2019.pdf. Acesso em: 02 out. 2023

VANZETTO, A. B.; MOEHLECKE, A.; CRESTANI, T.; BRITTO, J. V. Z.; ZANESCO, I. Revisão sistemática de células solares de silício base n: estruturas e eficiências. **Cerâmica**, São Paulo, v. 68, n. 388, p. 450-468, 2022. DOI: <http://dx.doi.org/10.1590/0366-69132022683883369>. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/ce/a/J858RyczzRbNV6BcxPt3XZm/?lang=pt>. Acesso em: 28 set. 2023.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações - Sistemas Isolados e Conectados à Rede**. São Paulo: Érica, 2012.

ZAPATA, Hugo Rodrigo. **Efecto LID: La degradación inducida por la luz**. 2021. Disponível em: <https://b2b.technosun.com/blog/area-fotovoltaica-profesional-1/efecto-lid-la-degradacion-inducida-por-la-luz-107>. Acesso em: 02 out. 2023.