

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

Diogo Franchi

**AVALIAÇÃO DE DIFERENTES TÉCNICAS PARA O MELHOR
APROVEITAMENTO DAS ENERGIAS ELÉTRICA E TÉRMICA EM
USINAS FOTOVOLTAICAS**

Santa Maria, RS
2020

Diogo Franchi

**AVALIAÇÃO DE DIFERENTES TÉCNICAS PARA O MELHOR
APROVEITAMENTO DAS ENERGIAS ELÉTRICA E TÉRMICA EM USINAS
FOTOVOLTAICAS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Felix Alberto Farret, PhD

Santa Maria, RS
2020

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

Franchi, Diogo
AVALIAÇÃO DE DIFERENTES TÉCNICAS PARA O MELHOR
APROVEITAMENTO DAS ENERGIAS ELÉTRICA E TÉRMICA EM USINAS
FOTOVOLTAICAS / Diogo Franchi.- 2020.
233 p.; 30 cm

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

1. Desempenho fotovoltaico 2. Rastreamento solar 3.
Concentrador solar 4. Arrefecimento 5. Ângulos fixos I.
Alberto Farret, Felix II. Título.

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

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

Diogo Franchi

**AVALIAÇÃO DE DIFERENTES TÉCNICAS PARA O MELHOR
APROVEITAMENTO DAS ENERGIAS ELÉTRICA E TÉRMICA EM USINAS
FOTOVOLTAICAS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 28 de setembro de 2020:



Felix Alberto Farret, PhD (UFSM)

(Presidente/Orientador. Participação por videoconferência)



Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)

(participação por videoconferência)



Vinicius Nizolli Kuhn, Dr. (IF Sul-Rio-Grandense)

(participação por videoconferência)

Santa Maria, RS

2020

DEDICATÓRIA

Dedico esta dissertação aos meus pais, Osmar e Jaqueline, por todo o incentivo, apoio, amor e disponibilidade. Dedico, também, ao meu irmão e sua nova família que mesmo distantes sempre estiveram presentes. Dedico ainda aos meus afilhados, Pedro e Otávio, que sempre me alegam de formas inusitadas. Dedico aos meus avós (in memoriam), Armino e Modesta, por todo o zelo, dedicação e boas recordações. E, finalmente, dedico à minha companheira Luísa pela parceria, compreensão e sorriso de cada dia.

AGRADECIMENTOS

A elaboração desta dissertação foi possível graças à colaboração e apoio de diversas pessoas. A todos que contribuíram e participaram de alguma forma nesta caminhada manifesto meus sinceros agradecimentos, de um modo especial:

- a Deus e aos santos possuo fé, em especial à N. Sr.^a do Rosário, por terem sempre iluminado meus caminhos e me fortalecendo para não desistir nos momentos de fraquezas e dificuldades;

- à minha querida família pelo constante incentivo, apoio, zelo e amor. Sois meu porto seguro e fonte dos melhores exemplos e lições de vida. Tenho muito orgulho de fazer parte deste grupo. Obrigado por tudo. Sinto pela ausência;

- à Nina (in memoriam) pela figura singular que foi durante sua estadia em nossas vidas, repleta de ações que transbordavam carinho, respeito e um gênio forte que adoçavam os dias. Sou imensamente grato pela sua presença e momentos que dividiu conosco. Saudades;

- à minha companheira Luísa pela parceria, preocupação, apoio e compreensão neste período turbulento;

- aos amigos e colegas Frank Gonzatti, Maicon Miotto e Emerson I. da Silva por toda a parceria, trocas de conhecimentos e experiências, e trabalhos intensos que empenhamos em conjunto neste período. Foi uma satisfação conviver e trabalhar com vocês;

- aos colegas do laboratório do CEESP por todo o auxílio e momentos de descontração. Com certeza colaboraram para um ambiente de estudo colaborativo e saudável;

- ao professor Felix A. Farret pela orientação, disponibilidade, confiança e símbolo de dedicação e amor pela profissão;

- aos servidores do PPGEE, André e Luciana, pela disponibilidade e auxílio;

- à instituição UFSM que torna possível o desenvolvimento pessoal e profissional de seus integrantes;

- à concessionária de energia CEEE pelo auxílio financeiro no projeto “Maximização da potência e rendimento de centrais fotovoltaicas conectadas à rede usando rastreamento solar, concentradores planos e condicionamento geotérmico”;

- à concessionária de energia CPFL pelo auxílio financeiro no projeto “Soluções em Inovações de Eficiência Energética e Mineração em Instituição Pública Federal de Ensino Superior: Uma abordagem na UFSM” (P&D/ANEEL);

O presente trabalho foi desenvolvido com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES/PROEX) - Código de Financiamento 001;

"[...] Apesar de a terra ser boa, você não pode ter uma colheita abundante sem cultivo."

(Platão)

RESUMO

AVALIAÇÃO DE DIFERENTES TÉCNICAS PARA O MELHOR APROVEITAMENTO DAS ENERGIAS ELÉTRICA E TÉRMICA EM USINAS FOTOVOLTAICAS

AUTOR: Diogo Franchi

ORIENTADOR: Felix Alberto Farret, PhD

As crescentes demandas por energia elétrica têm preocupado as nações quanto à poluição ambiental causada pelas fontes de geração. Com o intuito de amenizar os impactos ambientais têm-se investido e incentivado a pesquisa, desenvolvimento e implantação da geração de energia elétrica provinda de recursos naturais, principalmente a eólica, a hidroelétrica e a solar. A tecnologia fotovoltaica tem se mostrado cada vez mais promissora por converter diretamente a radiação solar em energia elétrica sem agredir o meio ambiente nesta operação. A inserção desta tecnologia em grande escala em diversos países incentivou a ampliação de estudos para aumentar o desempenho desta tecnologia, tanto no aspecto construtivo quanto de suas condições de operação. O grupo de pesquisa CEESP da UFSM desenvolveu um protótipo versátil para pesquisas relacionadas aos módulos fotovoltaicos. Este protótipo tem por objetivo aumentar o desempenho elétrico dos módulos fotovoltaicos, bem como o aproveitamento térmico durante sua operação. Este protótipo permite experimentos com módulos fixos em posições ajustáveis, rastreamento solar em um e em dois eixos, concentração solar plana e arrefecimento com armazenamento térmico em reservatórios de água ou com a tecnologia geotérmica. Esta central é completamente automatizada, modular e reprogramável. Com base nas potencialidades deste protótipo propõem-se seis linhas experimentais de pesquisa nesta dissertação. A primeira analisa a influência dos ângulos de orientação e inclinação no desempenho elétrico dos módulos fotovoltaicos nos períodos mensais, sazonais e anual. A segunda linha de estudo avalia o desempenho dos módulos fotovoltaicos instalados em telhados para verificar a influência da variação da temperatura de operação causada pelas restrições da troca térmica natural devido à proximidade da instalação da placa próxima ou em contato direto com o telhado. A terceira linha de pesquisa avalia-se os efeitos da sujidade do local de instalação da central fotovoltaica no desempenho dos módulos condicionados à diferentes rotinas de limpeza. A quarta linha de pesquisa aborda o rastreamento solar sob a condição de céu majoritariamente nublado, como os chuvosos e muito enuvitados. Na quinta linha de estudo averigua-se a influência do passo do movimentador no rastreio solar de um eixo (Leste – Oeste). A última linha de pesquisa desta dissertação reúne o rastreamento solar, concentração solar e arrefecimento com aproveitamento térmico como meios de potencializar o desempenho dos módulos fotovoltaicos. Os resultados experimentais de todas estas pesquisas contribuem tecnicamente para potencializar o desempenho de módulos fotovoltaicos. Além disso, tais resultados também auxiliam na tomada de decisão para a instalação e uso dos módulos fotovoltaicos, como por exemplo, rotina de limpeza ou ângulo de posicionamento de instalações fixas que almejem priorizar o desempenho elétrico em períodos específicos do ano.

Palavras-chave: Desempenho fotovoltaico; Rastreamento solar; Concentrador solar; Arrefecimento; Ângulos fixos; módulo PV em telhados.

ABSTRACT

EVALUATION OF DIFFERENT TECHNIQUES FOR THE BEST USE OF ELECTRICAL AND THERMAL ENERGY IN PHOTOVOLTAIC POWER PLANTS

AUTHOR: Diogo Franchi
ADVISOR: Felix Alberto Farret, PhD

The growing demands for electric energy have called attention of several nations about the environmental pollution caused by the sources of generation. In order to soften environmental these influences, many investments and incentives to the research, development and implementation of the generation of electric energy using natural resources, mainly wind, hydroelectric and solar. Photovoltaic technology is an increasingly and promising way to directly convert solar radiation into electrical energy without harming the environment in any sense. The insertion of this technology in large scales in several countries encouraged the expansion of studies trying to increase the performance of this technology, in terms of both construction and operating conditions. UFSM research group CEESP has developed a versatile prototype for this type research mostly related to photovoltaic modules. This prototype aims to increase the electrical performance of the photovoltaic modules, as well as the thermal utilization during its operation. This prototype allows experiments with fixed modules in adjustable positions, solar tracking in one and two axes, flat solar concentration and cooling with thermal storage either in water tanks or in with geothermal technology. This central is a completely automated installation, modular and reprogrammable. Based on the potentiality of this prototype, six lines of experimental research are proposed in this dissertation. The first one analyses the influence of the orientation and inclination angles on the electrical performance of the photovoltaic modules in monthly, seasonal and annual periods. The second line of study evaluates the performance of the photovoltaic modules installed on roofs to verify the influence of the operating temperature variation caused by the restrictions of natural thermal exchange due to proximity of the installation of the panel nearby or in direct contact with the roof. In the third line of research, are studied the effects of dirtiness from the photovoltaic power plant's location on the performance of modules conditioned to different cleaning routines were evaluated. The fourth line of research presents solar tracking under the condition of mostly cloudy skies, such as rainy and very cloudy weather. In the fifth line of study, it is investigated the influence of the mover step for solar tracking on one axis (East – West). The last line of research in this dissertation brought together solar tracking, solar concentration and panel cooling with thermal utilization as a means of enhancing the performance of photovoltaic modules. The experimental results of all these researches contribute technically to enhance the performance of photovoltaic modules. In addition, such results also can assist in decision making for the installation and use of photovoltaic modules, such as, for example, cleaning routine or positioning angle of fixed installations that aim to prioritize electrical performance at any specific period of the year.

Keywords: Photovoltaic performance; Solar tracking; Solar concentrator; Cooling; Fixed angles; PV module on rooftops.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Geração de eletricidade mundial por tipo de combustível	34
Figura 2.2 – Geração mundial de eletricidade por fonte	35
Figura 2.3 – Oferta interna de energia elétrica por fonte no ano de 2018.....	36
Figura 2.4 – Coletores solares com fluxo natural ou circulação forçada de água	38
Figura 2.5 – Capacidade global de coletores solares de aquecimento de água	39
Figura 2.6 – Principais tipos de concentradores solares.....	40
Figura 2.7 – Potencial mundial de geração de energia fotovoltaica.....	42
Figura 2.8 – Capacidade instalada global da tecnologia solar fotovoltaica.....	43
Figura 2.9 – Forma da curva de pato em um dia típico de março na Califórnia	44
Figura 2.10 – Efeito fotovoltaico.....	47
Figura 2.11 – Circuito elétrico equivalente de diodo único da célula fotovoltaica.....	48
Figura 2.12 – Curvas I-V e P-V para diferentes valores de irradiação.....	48
Figura 2.13 – Curvas I-V e P-V para diferentes valores de temperatura de operação	49
Figura 2.14 – Curvas I-V e P-V para diferentes sombreamentos parciais	50
Figura 2.15 – Melhores eficiências de células de pesquisa	51
Figura 2.16 – Trajetória solar nas estações de verão e inverno.....	53
Figura 2.17 – Perdas de energia solar incidente causadas pelo desvio dos raios perpendiculares.....	54
Figura 2.18 – Pesquisas por tipo de rastreadores.....	56
Figura 2.19 – Rastreador solar de um eixo	57
Figura 2.20 – Curvas típicas de geração fotovoltaica com módulos fixos e com rastreador solar	58
Figura 2.21 – Rastreador solar de dois eixos.....	59
Figura 2.22 – Curva de potência fotovoltaica com módulos fixo e rastreado (RLO)	60
Figura 2.23 – Potencial de geração fotovoltaica sazonal em termos de rendimento energético anual para todo o Brasil ¹	68
Figura 2.24 – Inclinações ótimas de módulos fotovoltaicos em todo o mundo	69
Figura 2.25 – Eficiência anual para todos os azimutes em função do ângulo de inclinação no Modelo Isotrópico.....	70
Figura 2.26 – Previsão de produção de energia média anual de módulos fotovoltaicos de silício cristalino por orientação e inclinação em São Martinho da Serra / RS.	71
Figura 2.27 – Percentual de produtividade fotovoltaica anual em relação à produtividade máxima (ótimo local) em Porto Alegre / RS.....	72
Figura 2.28 – Índice de limpeza dos arranjos de módulos fotovoltaicos com diferentes frequências de limpezas.....	74
Figura 2.29 – Energia elétrica envolvida na geração fotovoltaica com refletor solar sob diversas técnicas de arrefecimento	77
Figura 2.30 – Eficiência dos módulos PV com e sem refrigeração.....	78
Figura 2.31 – Imagem térmica da distribuição da temperatura de um módulo PV refrigerado	79
Figura 2.32 – Geometria dos concentradores parabólico composto e calha em V.....	81
Figura 2.33 – Comportamento da potência elétrica com e sem concentrador solar.....	82
Figura 2.34 – Variação da temperatura na superfície do módulo PV com e sem concentrador	83
Figura 3.1 – Topologias implementadas na Central Experimental Fotovoltaica	86
Figura 3.2 – Estruturas fixas e com rastreamento solar em um e em dois eixos.....	87

Figura 3.3 – Módulos fotovoltaicos fixos em diferentes ângulos de orientação e inclinação.....	87
Figura 3.4 – Dimensão e inclinação do concentrador solar plano (vista frontal)	89
Figura 3.5 – Distanciamento obtido entre dispositivos da CEF.....	90
Figura 3.6 – Mecanismo para movimentação dos módulos PVs em dois eixos	90
Figura 3.7 – Detalhe de acoplamento do conjunto motorreductor à estrutura de movimentação.....	91
Figura 3.8 – Detalhe do mecanismo para movimentação do EI com o atuador linear	92
Figura 3.9 – Trocador térmico dimensionado para a parte traseira dos módulos fotovoltaicos	93
Figura 3.10 – Circuito com circulação de água para arrefecimento dos módulos.....	94
Figura 3.11 – Comunicação entre microcontroladores e suas funcionalidades	96
Figura 3.12 – Conversão dos ângulos Zênite e Azimute para ER e EI.....	97
Figura 3.13 – Variação dos ângulos nas transições sazonais.....	98
Figura 3.14 – Mecanismo de movimentação, comunicação e malha de controle do ER	99
Figura 3.15 – Metodologia para rastreamento do Sol no Eixo de Rotação	100
Figura 3.16 – Estratégia para a atuação do ER	100
Figura 3.17 – Mecanismo de movimentação, comunicação e malha de controle do EI.....	101
Figura 3.18 – Malha de controle da posição do atuador linear	101
Figura 3.19 – Fluxo de dados para o circuito de arrefecimento.....	102
Figura 3.20 – Fluxograma da técnica de controle P&O.....	103
Figura 3.21 – Esquemático do circuito de medição desenvolvido.....	104
Figura 3.22 – Distribuição normal do erro de posicionamento do ER	105
Figura 3.23 – Distribuição normal do erro de posicionamento do EI.....	106
Figura 3.24 – Algoritmo P&O no controle da razão cíclica da motobomba para arrefecimento do módulo fotovoltaico.....	106
Figura 3.25 – Imagem térmica da superfície do módulo durante o teste de arrefecimento	107
Figura 3.26 – Imagem da superfície térmica do módulo durante teste de arrefecimento	107
Figura 3.27 – Distribuição normal da tensão e corrente	109
Figura 4.1 – Estrutura de formação das nomenclaturas dos módulos da CEF.....	112
Figura 4.2 – Posições fixas dos módulos PVs obtidos com a CEF.....	114
Figura 4.3 – Posição dos módulos em telhados em relação aos módulos das estruturas.....	116
Figura 5.1 – Posicionamento das estruturas automatizadas no experimento com módulos fixos.....	125
Figura 5.2 – Comportamento da potência de três configurações de módulos PVs inclinados a 30° e orientados a -30°, 0° e 30° no ER, no dia 02 de março de 2020.....	126
Figura 5.3 – Comportamento da potência de três configurações de módulos PVs inclinados a 30° e orientados a -30°, 0° e 30° no ER, no dia 23 de dezembro de 2019.....	127
Figura 5.4 – Comportamento da potência de três configurações de módulos PVs inclinados a 30° e orientados a -30°, 0° e 30° no ER, dia 07 de outubro de 2019.....	129
Figura 5.5 – Superfície do percentual de geração de energia elétrica mensal de cada configuração em relação ao módulo orientado à latitude local	130
Figura 5.6 – Nível percentual da geração de energia elétrica mensal de cada configuração em relação ao módulo orientado à latitude local	131

Figura 5.7 – Gráfico polar da trajetória solar anual vista da Terra para Santa Maria / RS	133
Figura 5.8 – Propostas para análise da geração fotovoltaica no Verão	134
Figura 5.9 – Geração de energia elétrica sazonal de cada configuração em relação ao módulo orientado à latitude local	135
Figura 5.10 – Geração de energia elétrica priorizando o ângulo de inclinação das estações de cada configuração em relação ao módulo orientado à latitude local	136
Figura 5.11 – Geração de energia elétrica nos períodos de Verão e Inverno	137
Figura 5.12 – Geração de energia elétrica nos períodos de Outono e Primavera.....	138
Figura 5.13 – Geração de energia elétrica nos períodos de Verão e Primavera	139
Figura 5.14 – Geração de energia elétrica nos períodos de Inverno e Outono.....	139
Figura 5.15 – Percentual de geração individual das configurações em relação ao módulo orientado à latitude local ao longo de um ano	140
Figura 5.16 – Percentual anual de geração das configurações sob diferentes condições de nuvens no céu: sem nuvens, nublado e parcialmente nublado	142
Figura 5.17 – Percentual de produtividade fotovoltaica anual em relação à produtividade máxima em Porto Alegre / RS e da CEF de Santa Maria / RS	143
Figura 5.18 – Posicionamento da estrutura automatizada empregada no experimento de influência de temperatura na geração de módulos PVs em telhados.....	147
Figura 5.19 – Curvas de tensão e temperatura no dia 21 de março de 2020	147
Figura 5.20 – Curvas de corrente e temperatura no dia 21 de março de 2020	148
Figura 5.21 – Curvas de potência e temperatura no dia 21 de março de 2020.....	149
Figura 5.22 – Energia elétrica gerada no dia 21 de março de 2020 relativa a B41502NN	150
Figura 5.23 – Variação percentual da potência pela variação da temperatura de operação do módulo fotovoltaico no dia 21 de março de 2020	150
Figura 5.24 – Variação percentual da potência pela variação da temperatura de operação do módulo fotovoltaico em todo período do experimento.....	151
Figura 5.25 – Distribuição normal da diferença entre os dados experimentais e a linha de tendência linear.....	152
Figura 5.26 – Curvas do sistema de refrigeração de B21502NA no dia 21 de março de 2020	153
Figura 5.27 – Geração de energia térmica e elétrica entre os módulos instalados na estrutura e no telhado	153
Figura 5.28 – Percentual de temperatura e energia elétrica das configurações em relação à configuração B41502NN	154
Figura 5.29 – Montante de geração de energia elétrica percentual relativa ao módulo com limpeza semestral, no período de seis meses	155
Figura 5.30 – Percentual da geração diária relativa ao módulo com limpeza semestral na primeira fase do experimento	157
Figura 5.31 – Percentual de geração diário relativo ao módulo com limpeza semestral na primeira fase do experimento sem os dias nublados	158
Figura 5.32 – Comparativo entre células com e sem manutenção de limpeza.....	159
Figura 5.33 – Desempenho percentual dos módulos PVs com períodos das manutenções ativas variáveis em relação ao módulo sem manutenção pelo período de 6 meses	161

Figura 5.34 – Potência elétrica em condições de céu parcialmente nublado, no dia 29 de outubro de 2019	162
Figura 5.35 – Posicionamento das estruturas no dia 06 de outubro de 2019.....	163
Figura 5.36 – Potência elétrica em condições de céu nublado, no dia 06 de outubro de 2019	164
Figura 5.37 – Energia elétrica em condições de céu nublado, no dia 06 de outubro de 2019	164
Figura 5.38 – Percentual dos valores médios de geração em relação a configuração fixa inclinada a latitude local.....	165
Figura 5.39 – Posicionamento fixo das estruturas nos dias nublados.....	166
Figura 5.40 – Percentual médio de geração em relação a configuração fixa inclinada a latitude local.....	166
Figura 5.41 – Percentual médio de geração com ângulos de 15° em relação a configuração fixa orientada à horizontal de todo período do experimento	167
Figura 5.42 – Percentual médio de geração em relação a configuração fixa orientada à horizontal no dia 05 de junho de 2020.....	168
Figura 5.43 – Rastreamento solar no Eixo de Rotação com diferentes passos, no dia 09 de outubro de 2019	169
Figura 5.44 – Rastreamento solar no Eixo de Rotação com passos de 2° e 30°, no dia 09 de outubro de 2019	169
Figura 5.45 – Posição dos módulos fotovoltaicos no Eixo de Inclinação, no dia 09 de outubro de 2019	170
Figura 5.46 – Potência gerada pelos módulos fotovoltaicos com diferentes passos de rastreamento no ER, no dia 09 de outubro de 2019.....	171
Figura 5.47 – Tensão e corrente dos módulos fotovoltaicos sob passos de rastreamento no ER de 2° e 30°, no dia 09 de outubro de 2019.....	172
Figura 5.48 – Potência gerada pelos módulos fotovoltaicos sob passos distintos de rastreamento no ER, no dia 16 de outubro de 2019.....	172
Figura 5.49 – Montante da geração de energia elétrica em diferentes condições climáticas e passos de rastreio do ER.....	174
Figura 5.50 – Posicionamento da Estrutura B no dia 05 de março de 2020	179
Figura 5.51 – Grandezas da configuração B4RRNN no dia 05 de março de 2020	179
Figura 5.52 – Grandezas da configuração B2RRNA no dia 05 de março de 2020	180
Figura 5.53 – Grandezas térmicas da configuração B2RRNA no dia 05 de março de 2020	181
Figura 5.54 – Grandezas da configuração B3RRCN no dia 05 de março de 2020.....	182
Figura 5.55 – Grandezas da configuração B1RRCA no dia 05 de março de 2020.....	182
Figura 5.56 – Grandezas da configuração B1RRCA no dia 26 de agosto de 2019	183
Figura 5.57 – Grandezas térmicas da configuração B1RRCA no dia 05 de março de 2020	184
Figura 5.58 – Grandezas da configuração B1RRCA no dia 23 de novembro de 2019	184
Figura 5.59 – Posicionamento da Estrutura A no dia 05 de março de 2020.....	185
Figura 5.60 – Grandezas da configuração A3R30NN no dia 05 de março de 2020.....	186
Figura 5.61 – Grandezas da configuração A1R30NA no dia 05 de março de 2020.....	186
Figura 5.62 – Grandezas térmicas da configuração A1R30NA no dia 05 de março de 2020	187
Figura 5.63 – Grandezas da configuração A4R30CN no dia 05 de março de 2020	188
Figura 5.64 – Grandezas da configuração A2R30CA no dia 05 de março de 2020	188

Figura 5.65 – Grandezas térmicas da configuração A2R30CA no dia 05 de março de 2020	189
Figura 5.66 – Posicionamento da Estrutura D no dia 05 de março de 2020	190
Figura 5.67 – Grandezas da configuração D20030NN no dia 05 de março de 2020	191
Figura 5.68 – Grandezas da configuração D10030NA no dia 05 de março de 2020	192
Figura 5.69 – Grandezas térmicas da configuração D10030NA no dia 05 de março de 2020	192
Figura 5.70 – Grandezas da configuração D10030NA no dia 29 de agosto de 2019.....	193
Figura 5.71 –Potência elétrica das configurações com rastreamento no ER e no EI no dia 05 de março de 2020	195
Figura 5.72 – Potência elétrica das configurações com rastreamento no ER e com o EI fixo em 30° no dia 05 de março de 2020.....	195
Figura 5.73 – Potência elétrica das configurações fixas, ER em 0° e EI em 30° no dia 05 de março de 2020	196
Figura 5.74 – Potência elétrica das configurações com diferentes condições de rastreamento solar no dia 05 de março de 2020	197
Figura 5.75 – Potência elétrica das configurações com concentrador solar em diferentes condições de rastreamento solar e arrefecimento no dia 05 de março de 2020	197
Figura 5.76 – Potência elétrica das configurações com concentrador solar em diferentes condições de rastreamento solar e arrefecimento no dia 18 de janeiro de 2020	198
Figura 5.77 – Potência elétrica das configurações com concentrador solar em diferentes condições de rastreamento solar e arrefecimento no dia 29 de agosto de 2019.....	199
Figura 5.78 – Potência elétrica das configurações com arrefecimento em diferentes condições de rastreamento solar e concentrador solar no dia 05 de março de 2020	200
Figura 5.79 – Potência térmica das configurações com arrefecimento em diferentes condições de rastreamento solar e concentrador solar no dia 05 de março de 2020	200
Figura 5.80 – Comportamento típico da temperatura de operação segundo o tipo de configuração com arrefecimento em diferentes condições de rastreamento solar e concentrador solar no dia 05 de março de 2020.....	201
Figura 5.81 – Montante das grandezas térmicas de todos os pares de configurações com arrefecimento no dia 05 de março de 2020	202
Figura 5.82 – Potência elétrica de todas as configurações no dia 05 de março de 2020.....	202
Figura 5.83 – Potência elétrica de todas as configurações no dia 29 de agosto de 2019	203
Figura 5.84 – Montante de geração de potência elétrica e térmica no dia 05 de março de 2020	204
Figura 5.85 – Geração de energia elétrica diária de todas as configurações ao longo de um ano	205
Figura 5.86 – Percentual de geração de energia elétrica diário de todas as configurações ao longo de um ano em relação a configuração D20030NN	206
Figura 5.87 – Percentual da geração de energia elétrica anual de cada em relação a configuração D20030NN	207
Figura 5.88 – Aumento percentual da geração de energia elétrica anual de cada em relação a configuração D20030NN	207

Figura 5.89 – Aumento percentual da geração de energia elétrica anual das configurações com rastreamento solar em dois eixos em relação à configuração B4RRNN.....	209
Figura 5.90 – Temperatura anual média das configurações com rastreamento solar em dois eixos	209
Figura 5.91 – Aumento percentual da geração de energia elétrica anual das configurações com rastreamento solar em um eixo em relação à configuração A3R30NN	210
Figura 5.92 – Temperatura anual média das configurações com rastreamento solar em um eixo	210
Figura 5.93 – Aumento percentual da geração de energia elétrica anual das configurações com rastreamento solar em dois eixos em relação às configurações equivalentes com rastreamento solar em um eixo.....	211
Figura 5.94 – Temperaturas máximas registradas durante o ano de testes	212
Figura 5.95 – Temperatura média diária das configurações com arrefecimento	213
Figura 5.96 – Energia térmica diária das configurações com arrefecimento.....	213
Figura 5.97 – Montante anual de energia térmica das configurações com arrefecimento	214
Figura 5.98 – Montante anual das energias elétrica e térmica de cada configuração	215

LISTA DE TABELAS E QUADROS

Tabela 2.1 – Perdas na energia do solar incidente causada pelo desvio dos raios perpendiculares.....	54
Tabela 2.2 – Desempenho dos rastreadores organizados por tipo de rastreamento	62
Tabela 2.3 – Balanço de energia para o caso de rastreamento em passos distintos	65
Tabela 2.4 – Faixa de inclinação com eficiência acima de 95% por diferentes modelos	70
Tabela 3.1 – Características técnicas do módulo fotovoltaico CS6P-255P ¹	86
Tabela 3.2 – Características técnicas do microinversor MI-500	88
Tabela 3.3 – Dados técnicos do conjunto motorreductor e motor	91
Tabela 3.4 – Dados técnicos do atuador linear	92
Tabela 3.5 – Dados técnicos da motobomba	95
Tabela 4.1 – Configurações dos módulos fotovoltaicos na CEF.....	111
Tabela 4.2 – Configurações dos módulos fotovoltaicos fixos.....	114
Tabela 4.3 – Configurações dos módulos fotovoltaicos em telhado e estrutura	116
Tabela 4.4 – Condições operacionais do experimento com sujidades nos módulos PV (primeira etapa)	118
Tabela 4.5 – Condições operacionais do experimento com sujidades nos módulos PVs (segunda etapa)	118
Tabela 4.6 – Discretização dos passos de rastreamento no Eixo de Rotação.....	120
Tabela 4.7 – Configurações dos módulos fotovoltaicos sob passos distintos	120
Tabela 4.8 – Configurações dos módulos fotovoltaicos associados às tecnologias de rastreamento do Sol, concentrador solar e arrefecimento	121
Tabela 5.1 – Dias, horários e condições de cobertura por nuvens dos módulos PVs durante o experimento de influência da posição do módulo PV na geração de energia elétrica	128
Tabela 5.2 – Diferença de geração percentual entre as configurações que priorizam o dia e as que priorizam a manhã e tarde, nas duas propostas e em todas as sazonalidades	137
Tabela 5.3 – Dias, horários e condições de cobertura por nuvens durante o experimento de influência da temperatura de operação de módulos PVs instalados em telhados.....	146
Tabela 5.4 – Montantes de desempenhos dos módulos fotovoltaicos segundo o período de tempo sem manutenção de limpeza na 2ª fase do experimento	160
Tabela 5.5 – Dados energéticos das configurações sob condições de céu claro e nublado	173
Tabela 5.6 – Montante de energia elétrica segundo a nebulosidade diária e sua assiduidade	175
Tabela 5.7 – Dias, horários e condições de cobertura por nuvens dos módulos PVs durante o experimento de diferentes passos de movimentação no ER	175
Tabela 5.8 – Resultados experimentais e da literatura	176
Tabela 5.9 - Dias, horários e condições de cobertura por nuvens durante o experimento de influência da inserção de tecnologias aos módulos fotovoltaicos	177

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

PV	Fotovoltaico
OCDE	Cooperação e Desenvolvimento Econômico
CaC	Célula a combustível
CSP	Energia solar concentrada
NOS	Operador Nacional do Sistema
SIN	Sistema Interligado Nacional
PVT	Fotovoltaico térmico
CAISO	Operador Independente do Sistema da Califórnia
NREL	Instituto Nacional de Energia Renovável
STC	Condições padrão de testes
SDM	Modelo de diodo simples
DDM	Modelo de diodo duplo
MPPT	Rastreamento do ponto de máxima potência
NOAA	Administração Oceânica e Atmosférica Nacional
CEF	Central Experimental Fotovoltaica
ER	Eixo de Rotação
EI	Eixo de Inclinação
RV	Rastreador vertical
RH	Rastreador horizontal
RLO	Rastreador Leste – Oeste
RA	Rastreador azimutal
RP	Rastreador polar
CPV	Concentrador fotovoltaico
FC	Fator de concentração
CCV	Concentrador tipo calha em “V”
CPC	Concentrador parabólico composto
MC	Microcontrolador Central
ML	Microcontrolador Local
IF	Inversor de frequência
PWM	Modulação por largura de pulso
K _P	Fator proporcional
K _I	Fator integral
P&O	Perturbação e Observação

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	27
1.1	MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA	28
1.2	OBJETIVOS DESTA DISSERTAÇÃO	28
1.2.1	Objetivos Específicos	29
1.3	DELIMITAÇÕES	29
1.4	ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS	30
2	REVISÃO DE LITERATURA	33
2.1	GERAÇÃO DE ENERGIA	33
2.2	ENERGIA SOLAR	37
2.2.1	Energia solar térmica	38
2.2.2	Energia solar concentrada	39
2.2.3	Energia fotovoltaica	40
2.3	TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA	45
2.3.1	Princípio de funcionamento	46
2.3.2	Características	48
2.3.3	Eficiência	50
2.4	TÉCNICAS PARA AUMENTAR A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	52
2.4.1	Rastreamento solar	52
2.4.2	Módulos com posicionamentos estáticos	66
2.4.3	Arrefecimento e aproveitamento térmico	75
2.4.4	Concentrador solar fotovoltaico	79
2.5	RESUMO DO CAPÍTULO	84
3	CENTRAL EXPERIMENTAL FOTOVOLTAICA	85
3.1	CARACTERÍSTICAS MECÂNICAS E CONSTRUTIVAS	85
3.1.1	Concentrador solar plano	89
3.1.2	Distanciamentos entre os módulos PVs e entre as estruturas	89
3.1.3	Movimentador	90
3.1.4	Arrefecimento	93
3.2	COMUNICAÇÃO, GRANDEZAS MANIPULADAS E CONTROLE	95
3.2.1	Rastreador solar	96
3.2.2	Refrigeração e aproveitamento da energia térmica	101
3.2.3	Medição da geração elétrica	103
3.3	VALIDAÇÃO	104
3.3.1	Movimentação	104
3.3.2	Refrigeração	105
3.3.3	Medição da geração	108
3.4	RESUMO DO CAPÍTULO	109
4	METODOLOGIA DA PESQUISA	111
4.1	ORIENTAÇÃO FIXA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	113
4.2	TEMPERATURA DE OPERAÇÃO E GERAÇÃO DE MÓDULOS PVS INSTALADOS EM TELHADOS	115
4.3	SUJIDADE EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	117
4.4	RASTREAMENTO SOLAR SOB A CONDIÇÃO DE CÉU NUBLADO	119
4.5	PASSO DO MOVIMENTADOR DO EIXO DE ROTAÇÃO NO RASTREIO SOLAR	119
4.6	INSERÇÃO DE TECNOLOGIAS AOS MÓDULOS PVS CONVENCIONAIS	121

4.7	CONSIDERAÇÕES GERAIS	122
4.8	RESUMO DO CAPÍTULO	123
5	RESULTADOS EXPERIMENTAIS	125
5.1	ORIENTAÇÃO FIXA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	125
5.1.1	Análise mensal	128
5.1.2	Análise sazonal.....	132
5.1.3	Análise anual.....	140
5.2	TEMPERATURA DE OPERAÇÃO E GERAÇÃO DE MÓDULOS PVS INSTALADOS EM TELHADOS	145
5.3	SUJIDADE EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	154
5.4	RASTREAMENTO SOLAR SOB CONDIÇÃO DE CÉU NUBLADO	161
5.5	PASSO DO MOVIMENTADOR DO EIXO DE ROTAÇÃO NO RASTREIO SOLAR.....	168
5.6	INSERÇÃO DE TECNOLOGIAS AOS MÓDULOS PVS CONVENCIONAIS.....	176
5.6.1	Grandezas individuais das configurações por tipo de movimentação.....	178
5.6.2	Comparação de grandezas entre as configurações.....	194
5.7	RESUMO DO CAPÍTULO	215
6	CONCLUSÕES.....	217
6.1	PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES.....	221
6.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	222
6.3	PUBLICAÇÕES	223
	REFERÊNCIAS	225

1 INTRODUÇÃO

A constante busca por avanços no desenvolvimento tecnológico para auxiliar ainda mais a vida das pessoas acarreta num aumento do consumo de energia elétrica. O modo como é majoritariamente suprida a crescente demanda de energia elétrica tem preocupado o mundo tanto pelas fontes empregadas quanto pelas formas como são convertidas em energia elétrica a partir da natureza. No Brasil, a maior parte da energia elétrica gerada vem das usinas hídricas e térmicas, sendo que as hidrelétricas causam uma grande mudança ambiental no local de instalação. As termoelétricas em particular são responsáveis pela grande poluição do ar.

Com o objetivo de reduzir o uso de fontes cujas transformações de energia são poluentes, caras e até mesmo com alto risco de operação (usinas nucleares) aumentou o interesse pelas energias renováveis. Estas fontes de energia são: eólica, fotovoltaica, hidroelétrica, células a combustível, entre outras. As tecnologias envolvidas com as energias renováveis vêm se consolidando com o passar dos anos, com a implementação de parques em grande escala de módulos fotovoltaicos e geradores eólicos há anos em operação e, mais recentemente, centrais fotovoltaicas de pequeno e médio porte. Entretanto, ainda há outros meios renováveis de geração de energia elétrica que não estão difundidos nas mesmas proporções, como as células a combustível. Assim, mesmo que estas tecnologias estejam ou não consolidadas sempre haverá espaço para melhorar o aproveitamento delas.

O forte impulsionamento e incentivos recentes para a adoção de instalações fotovoltaicas residenciais, industriais e comerciais têm mobilizado as instituições de produção e pesquisa desta tecnologia tanto no desenvolvimento de equipamentos e materiais diretamente e indiretamente ligados à energia fotovoltaica. Uma destas linhas de pesquisa visa expandir a eficiência das células fotovoltaicas e o desempenho elétrico de sua operação. Para aumentar o desempenho elétrico dos módulos fotovoltaicos basicamente podem-se manipular duas variáveis, a temperatura de operação e a radiação solar incidente sobre a superfície do módulo.

Para controlar a temperatura de operação do módulo fotovoltaico trabalham-se com instalações fotovoltaicas que garantam boa troca térmica natural e dispositivos de arrefecimento que aumentem seu desempenho elétrico com a energia térmica. Para manipular a quantidade de radiação solar incidente sobre a superfície do módulo fotovoltaico avaliam-se diversas técnicas, como rastreamento solar (tipos de rastreadores e controladores, mecanismos de movimentação, etc.) e nas instalações fixas, buscam-se os melhores ângulos de orientação solar que possibilitam maximizar a geração de energia elétrica em períodos específicos do ano conforme a aplicação, como mensal, sazonal ou anual.

Qualquer que seja o modo usado para otimizar o desempenho elétrico dos módulos fotovoltaicos necessita-se de dados e resultados representativos para justificar as implementações práticas. Nesta pesquisa, os módulos fotovoltaicos convencionais foram sujeitos à diversas condições de operação ao longo de um ano de tal forma a se poder avaliar o incremento efetivo no desempenho elétrico de cada configuração. Além disso, também se avaliou o aproveitamento térmico associado à operação dos módulos fotovoltaicos.

1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

A disponibilidade de fontes renováveis e limpas para a geração de energia elétrica assinala um progresso sustentável e responsável. Quanto menor forem as perdas no processo de conversão das energias mais rápido e otimizado será o avanço da implementação deste tipo de fonte em substituição às atuais fontes poluentes. A definição de métodos que maximizem o desempenho dos módulos fotovoltaicos permitirá uma disseminação sustentável desta tecnologia. Estes métodos possibilitam percepções e domínio do comportamento de módulos fotovoltaicos expostos a diferentes configurações e situações de operação, além de garantir melhor uso da tecnologia fotovoltaica e extração de seu melhor desempenho. Para tal, o confronto entre os desempenhos de módulos fotovoltaicos agregados à diferentes arranjos combinatórios de tecnologias que manipulam suas condições de operação atendem cientificamente à constante evolução e implementação da tecnologia fotovoltaica, bem como para garantir seu melhor uso e mais efetivo. A preferência de realizar esta pesquisa experimentalmente associa diversas variáveis realísticas que garantem aos resultados de desempenho de cada topologia e condição de operação de maior representatividade e confiabilidade, mesmo com algumas restrições e desafios.

1.2 OBJETIVOS DESTA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação tem por objetivo a determinação das melhores condições de operação que aumentem o desempenho elétrico dos módulos fotovoltaicos convencionais. Assim, busca-se determinar o incremento no desempenho que cada arranjo tecnológico pode proporcionar para que sirva de base para futuras tomadas de decisão em instalações de usinas fotovoltaicas.

1.2.1 Objetivos Específicos

A pesquisa desta dissertação concentra-se em seis objetivos específicos e independentes entre si:

1) Verificar a influência do posicionamento estático em diferentes ângulos de orientação e inclinação no desempenho elétrico de módulos fotovoltaicos nos períodos mensal, sazonal e anual;

2) Avaliar a temperatura de operação e a geração de energia elétrica de módulos fotovoltaicos instalados em telhados com diferentes espaçamentos entre a superfície traseira do módulo e o telhado, comparando-os com módulos instalados em estruturas sem restrição de ventilação natural e com arrefecimento;

3) Investigar a influência das sujidades naturais que se depositam sobre os módulos fotovoltaicos na geração de energia elétrica em diferentes períodos de tempo ou de rotinas de manutenção;

4) Determinar qual o melhor posicionamento dos módulos fotovoltaicos com rastreamento solar em dias com condições de céu predominantemente nublados;

5) Analisar a influência na geração de energia elétrica dos módulos fotovoltaicos com rastreamento solar em um eixo (Eixo de Rotação) quando forem submetidos à diferentes passos de movimentação do rastreador;

6) Verificar o incremento de desempenho elétrico e aproveitamento térmico dos módulos fotovoltaicos condicionados à diferentes arranjos de tecnologias, como o rastreamento solar em um e em dois eixos, concentrador solar e arrefecimento.

1.3 DELIMITAÇÕES

O Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência – CEESP da Universidade Federal de Santa Maria – UFSM desenvolveu uma usina protótipo para a geração de energia fotovoltaica. Esta central está situada no Campus Sede da UFSM e é composta por 48 unidades de módulos fotovoltaicos policristalinos, totalizando uma capacidade instalada máxima de 12,24 kW_p. Os 48 módulos fotovoltaicos estão distribuídos em quatro estruturas individuais com seis pares de arranjos tecnológicos distintos em cada uma. As tecnologias empregadas neste protótipo foram: concentrador solar com espelhos planos, arrefecimento dos módulos fotovoltaicos com condicionamento via circulação de água geotérmica ou armazenamento d'água (aproveitamento térmico) e rastreamento solar em um e em dois eixos. Como cada par

de módulos fotovoltaicos possui diferentes pontos de operação em relação aos demais devido à influência das tecnologias usadas nos arranjos, foram usados microinversores para adequar os níveis de tensão e frequência de geração aos da rede de distribuição e, principalmente, realizar o rastreamento do ponto de máxima potência. Além disso, cada módulo fotovoltaico teve suas grandezas elétricas individuais monitoradas, bem como cada estrutura de movimentação e cada circuito de arrefecimento.

O rastreamento solar utilizado nesta dissertação foi feito dentro dos limites de atuação dos mecanismos de rastreamento, que foram de -53° e 56° para o eixo alinhado no sentido Norte-Sul e de 2° a 51° para o eixo alinhado no sentido Leste-Oeste. Os mecanismos de arrefecimento dos módulos fotovoltaicos utilizados foram individuais para cada par de módulos, estando conectados em série, bem como a conexão entre as serpentinas do trocador de calor. Os concentradores solares desta central são compostos por duas chapas de inox polido posicionados nas laterais do módulo fotovoltaico à uma inclinação de 60° destes. Os dados coletados foram armazenados no servidor local e também remotamente via Internet (nuvem).

O período da coleta de dados desta dissertação ocorreu de setembro de 2019 à agosto de 2020. No período de setembro de 2019 até dia 10 de janeiro de 2020 haviam muitas árvores no entorno da usina fotovoltaica. Estas árvores causavam sombreamentos significativos em algumas configurações no amanhecer e no entardecer, comprometendo os resultados dos experimentos. Portanto, para contornar esta situação somente foram utilizados para as análises os dados nos períodos de cada dia em que nenhuma configuração continha sombreamentos significativos, afim de se assegurar condições iguais para as análises dos dados das configurações de cada experimento.

1.4 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

Esta dissertação está organizada de modo a construir gradativamente as bases necessárias para fundamentar e guiar a apresentação dos resultados das pesquisas em torno das topologias fotovoltaicas usadas. A divisão de capítulos deu-se da seguinte forma:

O capítulo 1 introduz e motiva o uso de energias renováveis e, mais especificamente, dos módulos fotovoltaicos apresentando algumas alternativas para aumentar o seu desempenho elétrico, lista os objetivos específicos e a organização desta dissertação.

O capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica de todo o trabalho de pesquisa da literatura. Inicialmente aborda-se a situação da geração de energia mundial e especificamente do Brasil, que tem procurado por fontes alternativas de energia limpa, como a solar e

principalmente a fotovoltaica. Este estudo concentra-se na tecnologia fotovoltaica, desde uma abordagem histórica até seu princípio de funcionamento, suas características de operação e de eficiência das células fotovoltaicas e dos módulos fotovoltaicos comerciais. Por fim, apresentam-se técnicas para aumentar o desempenho da geração de energia fotovoltaica com enfoque no rastreamento solar (em um eixo, em dois eixos, desempenho dos rastreadores solares, influência do passo de rastreio e rastreamento sob condições de céu nublado), no uso de módulos instalados com orientações fixas (inclinação ideal versus latitude local, sujidade em módulos fotovoltaicos e instalação de módulos em telhados), no arrefecimento e aproveitamento térmico e na concentração solar fotovoltaica.

O capítulo 3 descreve o protótipo desenvolvido pelo grupo de pesquisa CEESP – UFSM, detalhando aspectos mecânicos, construtivos, de projeto, de comunicação, grandezas manipuladas e de controle, e das topologias implementadas em cada arranjo fotovoltaico. Além disso, também se apresentam a validação do protótipo quanto à movimentação, refrigeração e medição da geração de energia.

O capítulo 4 apresenta a metodologia de pesquisa que guiou os seis experimentos distintos realizados no protótipo fotovoltaico. A metodologia foi desenvolvida com base nos trabalhos revisados na literatura, fundamentando os experimentos práticos.

O capítulo 5 apresenta os resultados e análises dos seis experimentos propostos com os módulos fotovoltaicos. O primeiro experimento trata da orientação dos módulos fotovoltaicos, nos períodos mensal, sazonal e anual. O segundo aborda a temperatura de operação e a geração por módulos fotovoltaicos instalados em telhados. No terceiro experimento foi verificado a influência das sujidades naturais que se depositaram sobre os módulos fotovoltaicos para a geração de energia elétrica em diferentes períodos de tempo ou rotinas de manutenção. O quarto experimento determinou o melhor posicionamento dos módulos fotovoltaicos com rastreamento solar em dias com condições de céu predominantemente nublados. O quinto experimento analisou a geração de energia elétrica dos módulos com rastreamento solar em um eixo (Eixo de Rotação) submetidos à diferentes passos de movimentação do rastreador. O sexto experimento verificou o incremento de desempenho elétrico e de aproveitamento térmico dos módulos fotovoltaicos condicionados à diferentes topologias, como o rastreamento solar em um e em dois eixos, uso de concentrador solar e arrefecimento, apresentando as principais características de cada configuração e das análises de energias elétrica e térmica anual das configurações, estabelecendo o incremento no desempenho proporcionado em cada topologia.

Finalmente, o capítulo 6 reúne as principais conclusões desta dissertação com um resumo das principais contribuições e sugestões para pesquisas futuras.

2 REVISÃO DE LITERATURA

Este capítulo apresenta uma revisão bibliográfica de pesquisas disponíveis na literatura a respeito da geração de energia elétrica com ênfase na energia solar e, mais especificamente, na energia fotovoltaica com o intuito de dar base às metodologias, atividades e resultados desta dissertação. Inicia-se com uma revisão detalhada da tecnologia fotovoltaica e da variação de seu desempenho segundo as condições de operação como apoio para maximizar a geração de energia. Entre os principais estudos destacam-se o rastreamento solar, ângulos de orientação dos módulos estáticos, mecanismos de arrefecimento, concentração solar, sujidade dos módulos e operação sob céu nublado. Esta revisão tem o intuito de dar base às metodologias, atividades e resultados que são apresentados nesta dissertação referentes aos testes experimentais na Central Experimental Fotovoltaica do CEESP – UFSM.

2.1 GERAÇÃO DE ENERGIA

A energia disponível em suas mais diversas formas é indispensável para a sobrevivência e evolução humana, seja para a melhor adaptação ao meio ou para o atendimento de suas necessidades. O século passado foi um período de grande crescimento e transformações na economia mundial que baseou-se na oferta de energia obtida majoritariamente a partir de combustíveis fósseis, como o petróleo e o carvão mineral (ANEEL, 2008). Uma forma de energia que se mostrou primordial para as mais variadas aplicações nas últimas décadas e que se torna a cada dia mais essencial aos seres humanos é a energia elétrica. Desde o início dos anos noventa intensificaram-se as preocupações da humanidade com relação aos impactos ambientais acarretados pelas fontes tradicionais, que além de agredirem o meio ambiente são pouco eficientes.

Nas últimas décadas evidenciou-se uma constante busca por soluções que minimizassem a poluição ambiental. Sabe-se que parte considerável dessa degradação provém dos meios de geração de energia elétrica, como a queima de combustíveis fósseis que liberam principalmente dióxido de carbono, metano e óxido nitroso acrescidos ainda de um alto custo (ANEEL, 2008). Desde então, buscam-se alternativas para gerar energia elétrica com recursos menos agressivos ao meio ambiente. De acordo com Martins, Guarnieri e Pereira (2008, p. 1),

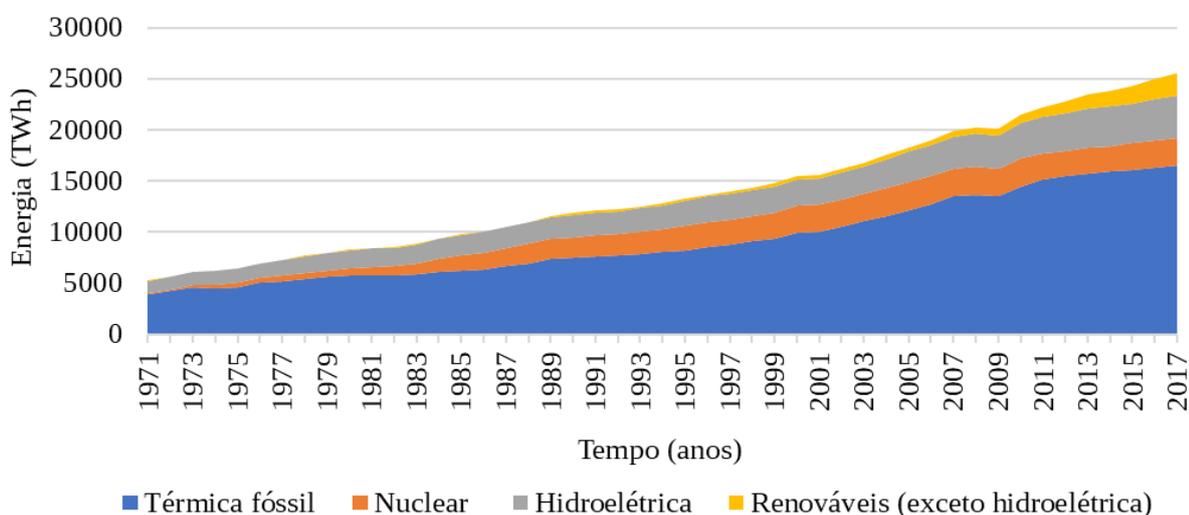
As fontes renováveis de energia são apresentadas como a principal alternativa para atender as demandas da sociedade com relação à qualidade e segurança do atendimento da demanda de eletricidade com a redução dos danos ambientais decorrentes do consumo de energia.

Segundo Da Costa e Prates (2005), são consideradas fontes de energias renováveis aquelas disponíveis na natureza de forma cíclica, tais como a solar, a eólica, a hidroelétrica, biomassa, entre outras. Em outras palavras, as fontes renováveis têm seus recursos naturais repostos num ritmo igual ou superior ao seu uso. Greenpeace Brasil (2013, p. 10) complementa,

As renováveis emitem muito menos gases de efeito estufa em toda sua cadeia. Elas permitem, ainda, aproximar os centros de produção às áreas de consumo. Sistemas descentralizados de energia reduzem o custo da eletricidade e evitam o desperdício na transmissão e na distribuição.

Mesmo com a tendência e o incentivo à adoção de fontes limpas, o uso das fontes poluentes ainda é bastante presente devido a necessidade de se suprir uma demanda que cresce continuamente. Os dados da Figura 2.1 ilustram um comparativo da geração de eletricidade mundial por tipo de combustível, para os anos de 1971 a 2017. Notam-se que as evoluções dos dados expressam um grande aumento na inserção de fontes renováveis nos últimos anos, mas também da geração por meio de fontes poluentes.

Figura 2.1 – Geração de eletricidade mundial por tipo de combustível

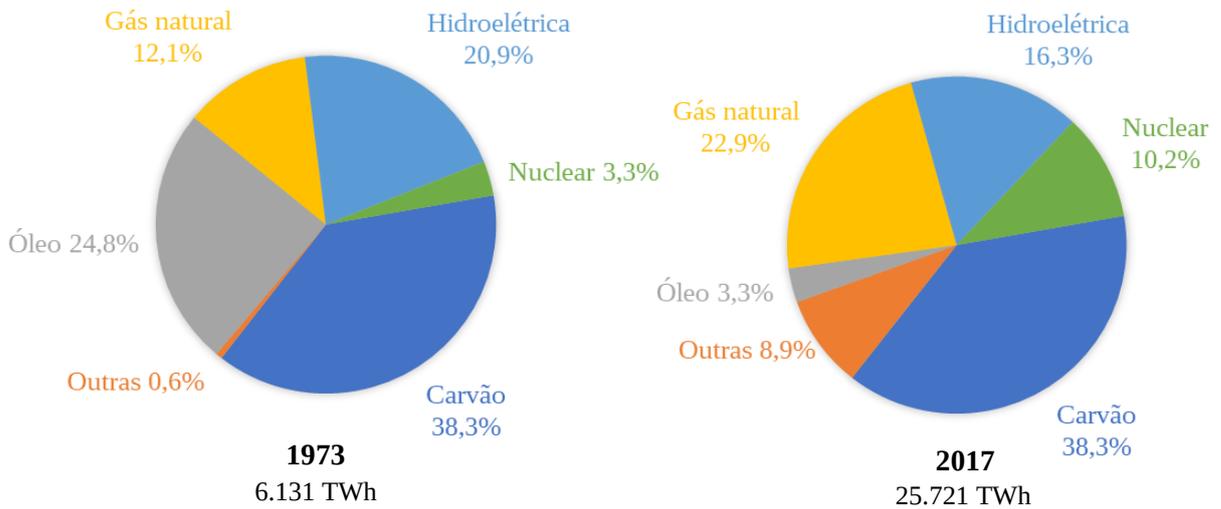


Fonte: Adaptado de IEA (2019a).

A geração de energia elétrica mundial mais que quadruplicou de 1973 até final de 2017, Figura 2.2, e por ser recente o uso efetivo das fontes de energia ditas limpas mantém-se, por necessidade, a produção de energia elétrica predominantemente poluente e cara. Entretanto, torna-se notável a crescente presença das fontes de energias renováveis na geração de energia

elétrica, que passou de 0,6% (36,786 GWh) em 1973 para 8,9% (2.289,17 GWh) em 2017, desconsiderando as hidroelétricas, que também podem se enquadrar como fontes renováveis.

Figura 2.2 – Geração mundial de eletricidade por fonte



Desconsidera-se a geração de eletricidade por armazenamento bombeado.

Outras: Incluindo geotérmica, solar, eólica, maré/onda/oceano, biocombustíveis, resíduos, calor e outros.

Carvão: Neste gráfico, a turfa e o óleo de xisto estão agregados ao carvão.

Fonte: Adaptado de IEA (2018) e IEA (2019b).

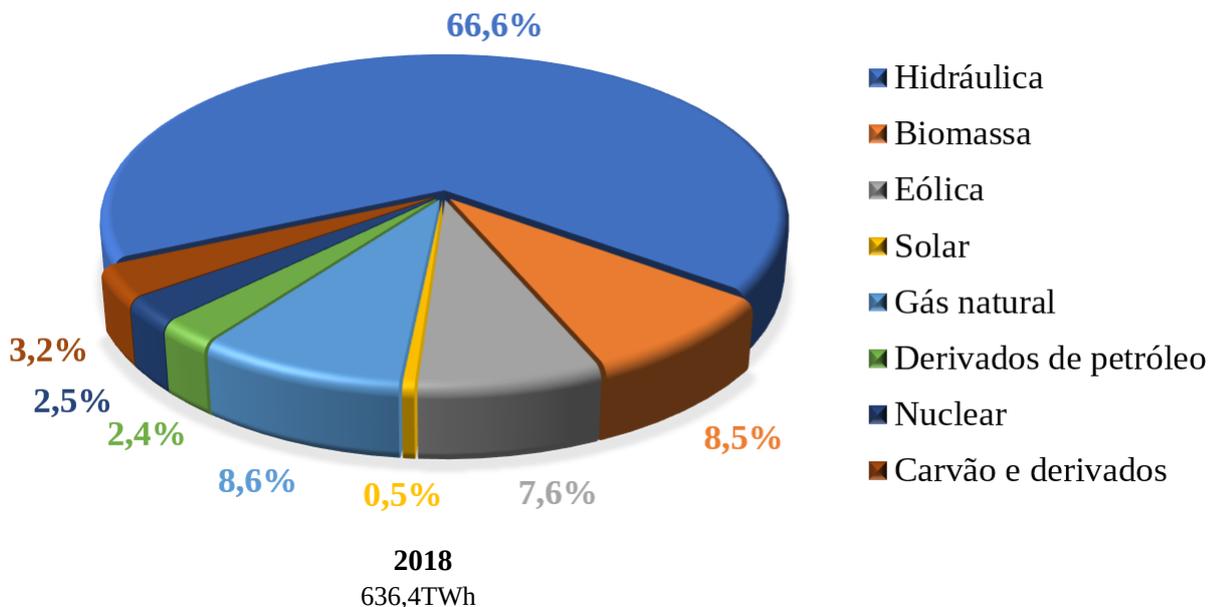
De acordo com EPE (2019a), em 2016 a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) e o Mundo apresentavam, respectivamente, em torno de 10% e 14% de sua geração de energia elétrica provinda de fontes renováveis. No Brasil, a matriz elétrica é predominantemente renovável (incluindo as hidroelétricas), com o montante de 83,3% no ano de 2018, conforme a Figura 2.3. Segundo EPE (2019b, p. 15-16),

O Brasil dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, com destaque para a fonte hídrica que responde por 66,6% da oferta interna. As fontes renováveis representam 83,3% da oferta interna de eletricidade no Brasil, que é a resultante da soma dos montantes referentes à produção nacional mais as importações, que são essencialmente de origem renovável.

De acordo com as análises realizadas pelo Greenpeace Brasil (2016, p. 29) a respeito do emprego de energias renováveis no Brasil, “O fornecimento de energia elétrica contará cada vez mais com fontes renováveis ao longo dos anos até alcançar 100% em 2050.” O Greenpeace Brasil (2016, p. 8) explica assim o possível percurso deste processo, “Para a geração de eletricidade, é possível abrir mão do carvão já em 2030, e do petróleo, em 2040. O gás natural

poderá ser usado como combustível de transição, até ser deixado de lado na metade do século.”. Estima-se ainda que, em 2050 a participação das hidroelétricas será de 45% e que as fontes eólica, solar, biomassa, oceânica e a hidrogênio terão grandes participações no setor elétrico.

Figura 2.3 – Oferta interna de energia elétrica por fonte no ano de 2018



Carvão e derivados: inclui gás de coqueria, gás de alto forno, gás de aciaria e alcatrão.

Biomassa: inclui lenha, bagaço de cana, lixívia, biodiesel e outras fontes primárias.

Hidráulica: inclui importação.

Fonte: Adaptado de (EPE, 2019a, p. 35).

A geração hidráulica possui algumas desvantagens como, por exemplo, não ser totalmente limpa por gerar grandes impactos socioambientais (como alagamentos de grandes áreas), construções com elevados investimentos iniciais, grandes obras para a transmissão da energia elétrica da geração até a distribuição, etc. (EPE, 2016). Porém, é fundamental e oportuna a situação do Brasil diante do cenário de energias renováveis e intermitentes (solar e a eólica, por exemplo), pois o país detém uma fonte majoritária e limpa que armazena energia sob forma de coluna d'água (barragem) e disponibiliza conforme a necessidade da rede elétrica (EPE, 2016).

Uma aplicação clássica da importância da união das fontes intermitentes com as hidrelétricas é na geração de energia elétrica por meio da energia solar. A energia solar é promissora durante o dia, mas indisponível no período da noite, necessitando que outra fonte de geração entre em ação, como as hidroelétricas. O mesmo se aplica ao uso de armazenadores,

como baterias, rodas livres, hidrogênio, combustíveis em geral, etc. Uma aplicação semelhante é apresentada por Miotto et al. (2013) com o uso de células a combustível (CaC). O autor sugere que no horário de baixa demanda de energia elétrica seja utilizada a energia da rede elétrica para produzir e armazenar hidrogênio, o combustível utilizado na CaC. Posteriormente, no horário de ponta do consumo, pode-se gerar energia elétrica com a CaC e disponibilizá-la novamente na rede elétrica.

Na literatura fica nítida a transição das fontes de energia poluentes e finitas para as renováveis. Além disso, com a evolução de políticas, tecnologias e incentivos nesta direção os custos de aquisição e implementação tendem a diminuir, expandindo a contribuição de fontes como a eólica, solar, células a combustível, entre outras. Entre as diversas fontes de geração de energias renováveis, neste trabalho direciona-se o foco à energia solar.

2.2 ENERGIA SOLAR

A energia solar é fundamental para a sobrevivência dos seres vivos, desde os primórdios até os dias atuais, seja na forma de calor, iluminação, alimentação, ou de outras inúmeras influências indiretas que o Sol traz ao planeta, como por exemplo, o vento. Disponível a todos, pode-se captar esta energia advinda do Sol e transformá-la em outros tipos de energia para benefício do homem, como as energias térmica e elétrica. MME e EPE (2007, p. 34) enfatizam que,

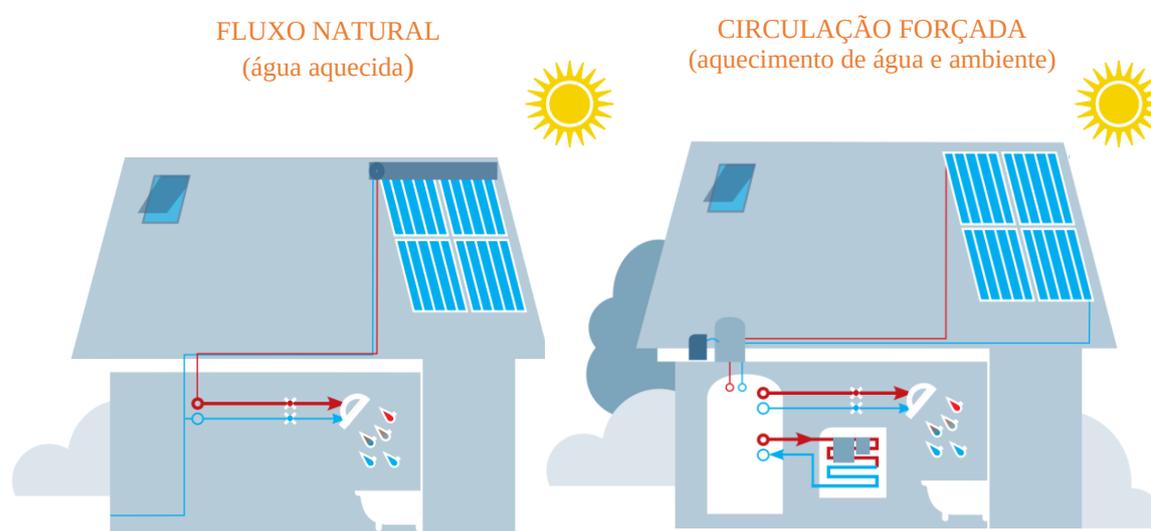
O principal fator ambiental que favorece o aproveitamento solar para produção de energia é a não modificação do equilíbrio térmico da Terra. Os equipamentos solares utilizam parte da irradiação disponível como calor ou como eletricidade úteis, antes da energia ser finalmente degradada como calor para o meio ambiente. Portanto, não há aumento ou diminuição líquida do calor.

Para o aproveitamento da energia solar classificam-se as aplicações diretas em passiva e ativa (MME; EPE, 2007, p. 32). A primeira refere-se às aplicações de arquitetura solar, sem recorrer a equipamentos e máquinas específicas para captar e armazenar energia. Porém, podem ser feitas alterações nas características dos elementos e dispositivos para as construções, de modo a captar, armazenar e distribuir por si só a energia solar em forma de calor. A classificação ativa comumente ramifica-se ao uso da energia solar em três grandes modalidades: energia solar térmica, energia solar fotovoltaica – PV (do inglês *photovoltaic*), e energia solar concentrada – CSP (do inglês *concentrated solar power*) (GREENPEACE BRASIL, 2013).

2.2.1 Energia solar térmica

A energia solar térmica consiste no aproveitamento dos raios solares como energia térmica usando tecnologias relativamente simples para temperaturas até 100 °C, conforme o esquema da Figura 2.4. Segundo REN21 (2018, p. 103, tradução própria), “A tecnologia solar térmica é usada para uma ampla gama de aplicações: água quente, aquecimento e resfriamento de ambientes, secagem de produtos, dessalinização de água, fornecimento direto de vapor para processos industriais e cozinhas comerciais.”

Figura 2.4 – Coletores solares com fluxo natural ou circulação forçada de água



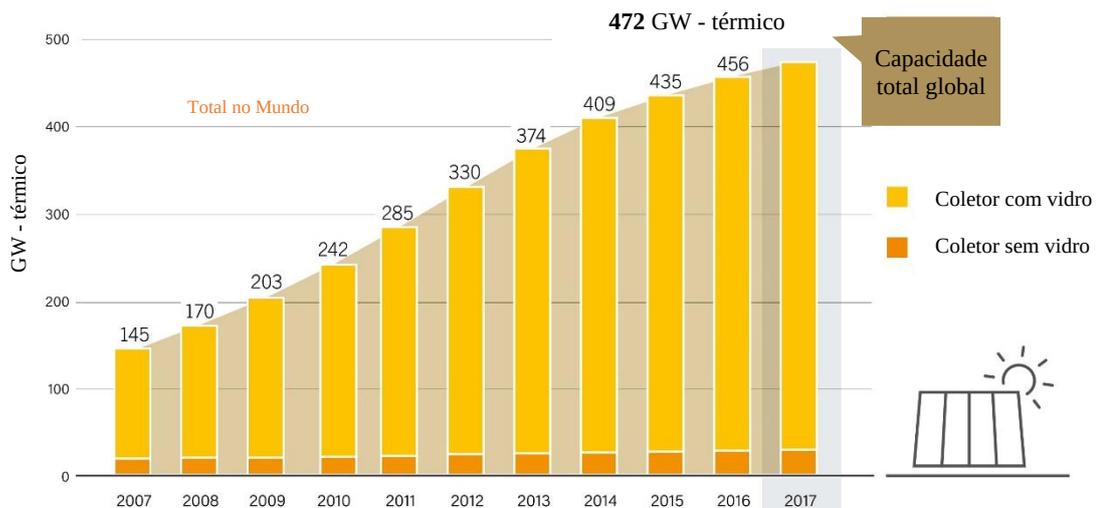
Fonte: Adaptado de Greenpeace Brasil (2013, p. 27).

A evolução do emprego desta tecnologia solar térmica entre os anos de 2007 e 2017 está ilustrada na Figura 2.5. No ano de 2018, a capacidade total global passou para 480 GW (REN21, 2019a). No ano de 2017, o Brasil ocupou o quarto lugar entre os países líderes em novas instalações de aquecedores térmicos solares (REN21, 2018).

No Brasil, o incentivo da tecnologia solar térmica para uso residencial tem um viés principalmente econômico para o consumidor, uma vez que o chuveiro elétrico é largamente adotado como meio para o aquecimento térmico da água. Para o sistema de energia elétrica nacional o viés é energético visto que os chuveiros elétricos possuem em média 6 kW de potência e seus usos são em grande parte justamente no horário de pico de demanda (PEREIRA et al., 2017). Além disso, Greenpeace Brasil (2013) complementa,

Um dos sistemas mais acessíveis é o de aquecedores solares, composto de placas que aquecem a água em um reservatório térmico, no qual ela é armazenada para consumo posterior. Essa aplicação é incluída entre medidas de eficiência energética, uma vez que os coletores solares não produzem eletricidade, mas dispensam o uso de chuveiros elétricos para o aquecimento de água, contribuindo, dessa forma, para a redução da demanda de energia no horário de pico.

Figura 2.5 – Capacidade global de coletores solares de aquecimento de água



Fonte: Adaptado de REN21 (2018, p. 103).

Com o aumento da conscientização ambiental pela população, a adesão à energia solar térmica deve tomar maiores dimensões com os coletores solares para aquecimento de água para uso residencial. Em se tratando de uma tecnologia simples, entre os fatores que ainda barram a expansão deste artifício são o alto investimento inicial em comparação ao chuveiro elétrico e a falta de conhecimento/informação/divulgação desta tecnologia pela população em geral. Segundo Greenpeace Brasil (2016), em 2050 a energia solar térmica cobrirá 5% do consumo total de energia no planeta.

2.2.2 Energia solar concentrada

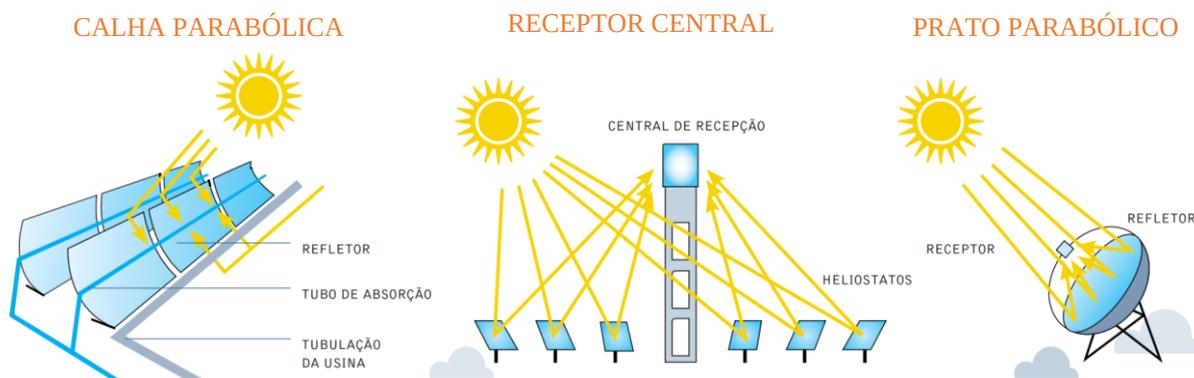
A energia solar térmica concentrada, também conhecida como energia heliotérmica, é uma proposta similar às usinas termoelétricas. Isto porque a energia térmica solar é concentrada ao ponto de gerar vapor ou gás em alta temperatura para impulsionar as turbinas geradoras de energia elétrica (GREENPEACE BRASIL, 2016). Esta tecnologia consiste basicamente em captar a energia solar incidente em uma área relativamente grande e concentrá-la em uma área

muito menor, de tal forma que a temperatura nesta pequena área aumente substancialmente (ANEEL, 2008). Segundo Pereira et al. (2017), a aplicabilidade adequada desta tecnologia é em locais com maiores índices de irradiação solar direta, principalmente se a irradiação solar anual for acima de 2 MWh/m², tal como acontece no semiárido nordestino do Brasil.

De acordo com REN21 (2018), a capacidade global de energia heliotérmica atingiu 4,9 GW em 2017, estando a Espanha e Estados Unidos no topo do *ranking* dos países que mais utilizam esta tecnologia. Segundo REN21 (2019a), em 2018 entraram em operação novos 550 MW, aumentando a capacidade global acumulada em 11%.

Entre as tecnologias mais promissoras destacam-se os coletores parabólicos e de Fresnel, discos parabólicos e torres centrais (PEREIRA et al., 2017). Algumas destas tecnologias estão ilustradas na Figura 2.6. Em 2017, a usina em operação que detinha a maior capacidade instalada possuía 392 MW (PEREIRA et al., 2017 apud Bright Source Energy, 2017).

Figura 2.6 – Principais tipos de concentradores solares



Fonte: Adaptado de Greenpeace Brasil (2013, p. 26).

2.2.3 Energia fotovoltaica

De maneira sucinta, a tecnologia fotovoltaica consiste de semicondutores dopados que reagem aos fótons da radiação solar, convertendo-os diretamente em energia elétrica. As aplicações são as mais variadas, uma vez que esta tecnologia pode ser empregada em qualquer escala, desde grandes usinas até algumas unidades de placas PVs em telhados (GREENPEACE BRASIL, 2016). Desta forma, o consumidor pode utilizar uma área ociosa de sua residência ou indústria (telhado, quiosque, estacionamento, etc.) para a instalação de módulos fotovoltaicos.

Assim, além de diminuir a fatura do consumo de energia elétrica também irá auxiliar o sistema elétrico com a redução do uso e perdas nas linhas de transmissão e distribuição.

Diante do potencial favorável em diversas regiões do mundo para a geração da energia PV, Figura 2.7, a expansão do uso da tecnologia fotovoltaica global tem sido exponencial, como mostra o gráfico da Figura 2.8. No final do ano de 2018, a estimativa da capacidade instalada mundial de módulos fotovoltaicos estava entre 505 GW (REN21, 2019b) e 512,3 GW (IEA, 2019c); e segundo IEA (2019d) estima-se que até 2024 a capacidade desta tecnologia esteja entre 697 GW e 877 GW. De acordo com IEA (2019e), se houver um crescimento médio anual na capacidade instalada global de 16%, em 2030 poder-se-á ter uma geração de energia elétrica fotovoltaica em torno de 3.268 TWh, tendo em vista a geração histórica em 2018 de 585 TWh.

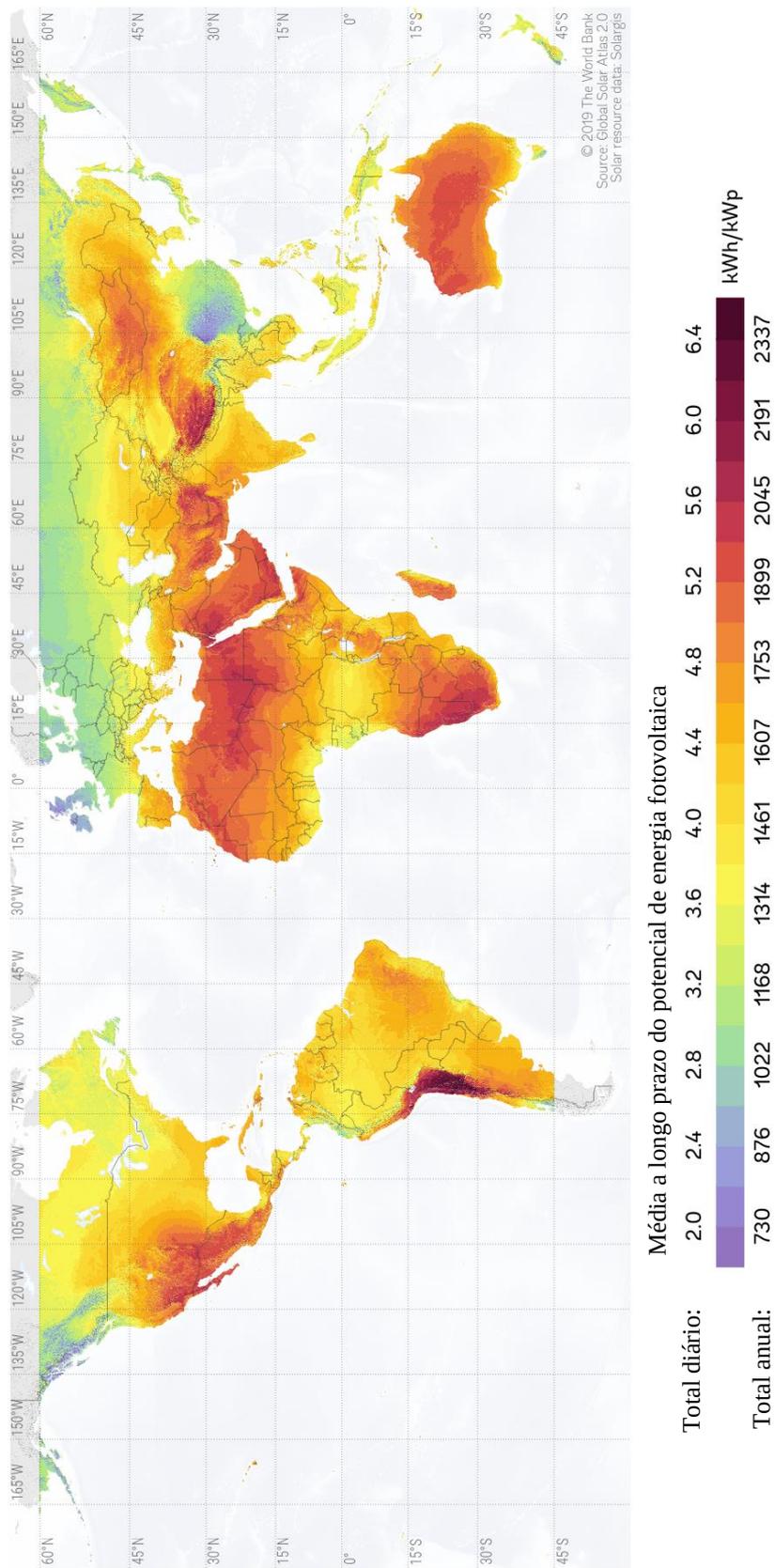
Se tratando do Brasil, EPE (2016, p. 311) salienta que “O Brasil está situado numa região com incidência mais vertical dos raios solares. Esta condição favorece elevados índices de irradiação em quase todo o território nacional.”. Além disso, Pereira et al. (2017, p. 58) destaca uma especificidade interessante do Brasil,

É importante notar que nos meses de verão, principalmente de dezembro a março, a geração é máxima nos estados do extremo Sul e Sudeste do Brasil e coincide com os máximos de demanda registrados pelo Operador Nacional do Sistema – ONS para essas regiões. Neste contexto e por sua natureza distribuída, a geração solar fotovoltaica tem também um grande potencial de contribuição para a redução dos picos de demanda dos sistemas de transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN.

O Brasil vem há alguns anos apostando na tecnologia fotovoltaica, dada a criação de regulamentações e regras para a melhor inclusão desta tecnologia no país. Em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) emitiu uma Resolução Normativa (REN 482/2012), e desde então tem feito revisões e melhorias nas bases legais, com a mais recente REN 687/2015 (PEREIRA et al., 2017).

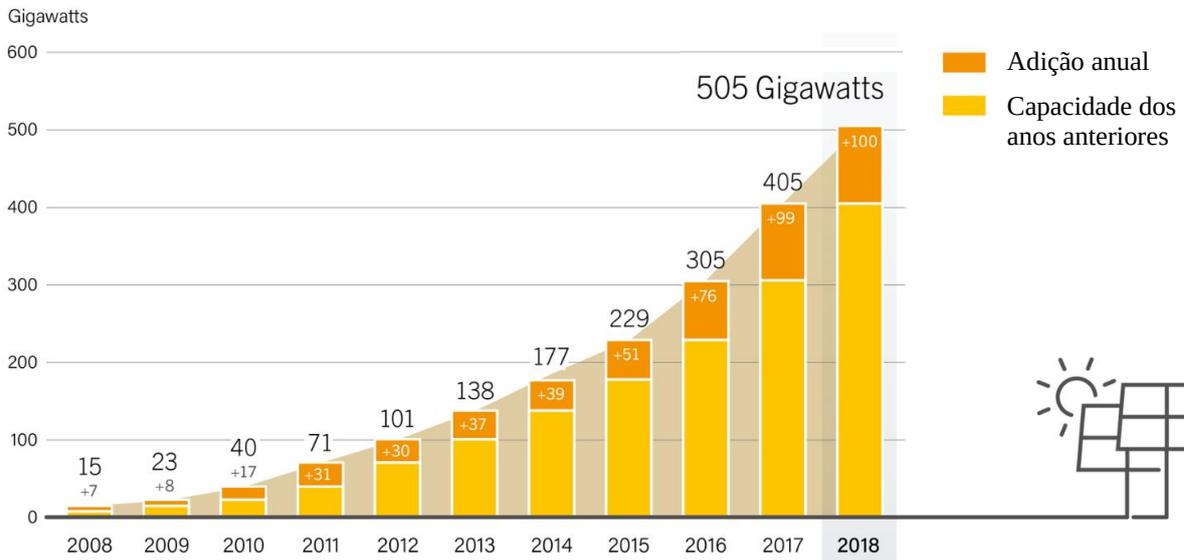
A capacidade instalada de módulos fotovoltaicos no Brasil em 2016 era de apenas 24 MW (EPE, 2018), em 2017 passou para 935 MW (EPE, 2019a), e no final de 2018 passou para 2,3 GW (IEA, 2019c). Isto deve-se principalmente pelas mudanças importantes nas políticas de incentivo, como a *net metering* (sistema de compensação de energia), levando a inclusão do Brasil ao *top 10* dos países que adquiriram números significativos de módulos fotovoltaicos em 2017 (incremento de, aproximadamente, 1 GW de 2017 para 2018) (IEA, 2019c). Segundo MME e EPE (2018), estima-se um montante de 11,9 GW em 2027 no Brasil para as micro e minigeração, o que deverá atender a 2,4% da carga total nacional neste horizonte.

Figura 2.7 – Potencial mundial de geração de energia fotovoltaica



Período de cálculos referente a anos mais recentes, 1994/1999/2007 (dependendo da região geográfica) a 2018.
Referente à média solar diária/anual para usinas PV conectadas a rede de 1 kW_p, com módulos PV de silício montados em posições fixas nos ângulos ótimos locais.

Figura 2.8 – Capacidade instalada global da tecnologia solar fotovoltaica



Fonte: Adaptado de REN21 (2019b).

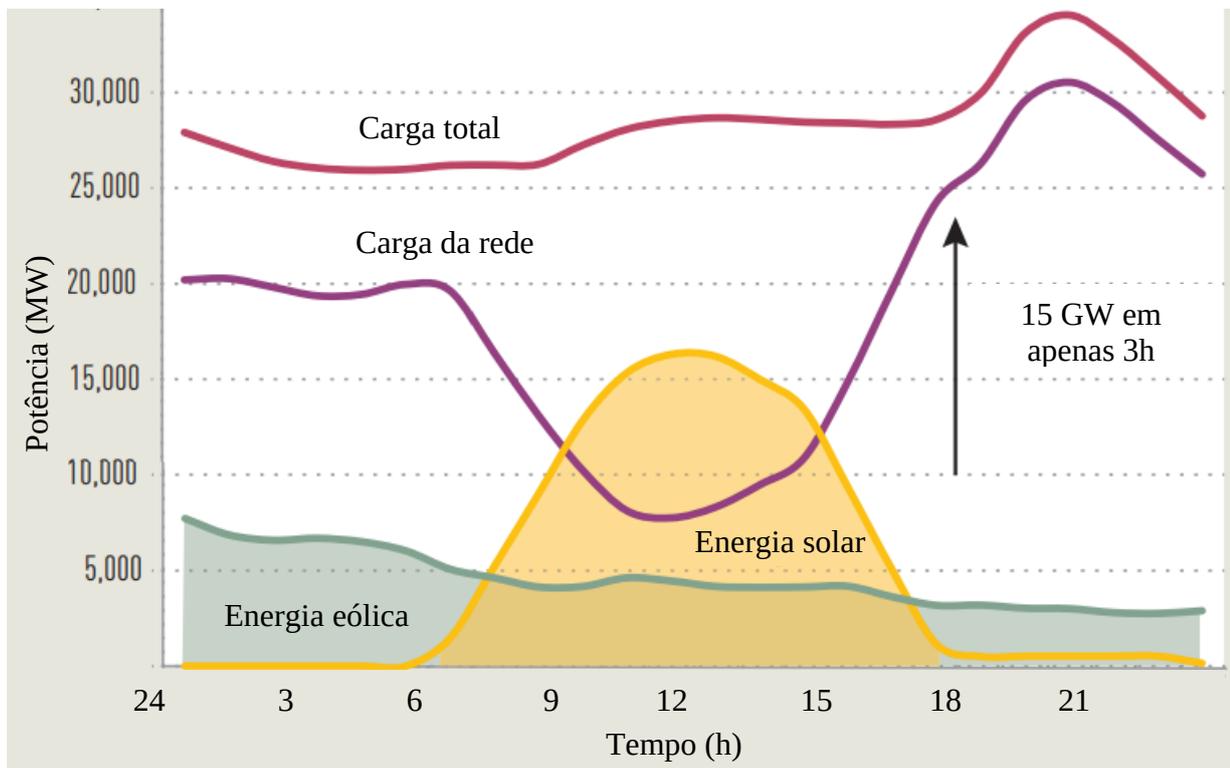
Com o cenário continuamente crescente de instalações fotovoltaicas conectadas na rede elétrica pelos consumidores residenciais e comerciais, somado às projeções promissoras de futuras adesões, a atual injeção livre de energia elétrica na rede de distribuição deve ser submetida a algumas adaptações ou restrições. Pois, além do impasse da geração solar/fotovoltaica ser intermitente, a participação significativa da energia fotovoltaica no sistema elétrico durante o período diurno é tema de debates pelo desequilíbrio na demanda de carga que o sistema elétrico atende entre o dia e a noite.

O desequilíbrio na demanda atendida pelo sistema elétrico foi denominado de curva de pato (do inglês, *Duck Curve*) em 2013 pelo Operador Independente do Sistema da Califórnia – CAISO (do inglês, *Independent System Operator California*) pela sua trajetória similar ao contorno de um pato (SHAH; AHMAD, 2019), conforme a Figura 2.9. O primeiro relato deste desequilíbrio foi em 2008 por uma equipe de analistas do Instituto Nacional de Energia Renovável – NREL (do inglês, *National Renewable Energy Laboratory*) em um estudo que estimava a integração em larga escala da geração fotovoltaica (NREL, 2018).

Além das perdas financeiras pelas usinas geradoras convencionais em cenários semelhantes ao da Figura 2.9 (JOVANOVIC; BAYHAN; BAYRAM, 2020), é desafiador o gerenciamento da geração de energia elétrica pelas fontes convencionais para atender um elevado acréscimo de demanda visto pelo sistema elétrico em um curto/curtíssimo período de tempo (KOSOWATZ, 2018). Pois, cada usina geradora de energia elétrica necessita de um

período diferente de tempo para alterar seu fornecimento de potência ao sistema elétrico, além daquelas que não admitem grandes variações de potência em curtos períodos.

Figura 2.9 – Forma da curva de pato em um dia típico de março na Califórnia



Fonte: Adaptado de Kosowatz (2018, p. 32).

A curva de pato torna-se mais crítica com o aumento da inclinação da curva de demanda da rede. Porém, outra ocorrência com o aumento da participação fotovoltaica é a geração de energia fotovoltaica exceder o montante de demanda do sistema elétrico, podendo causar instabilidades no fornecimento de energia elétrica e, por consequência, na confiabilidade da rede elétrica.

A solução proposta por diversos autores é o achatamento da curva, que pode ser obtido pelo gerenciamento do montante de energia fotovoltaica disponibilizada na rede elétrica. A forma como este controle é realizado estabelece as estratégias abordadas por diversas pesquisas. Uma delas refere-se às políticas e regulações de injeção na rede, como por exemplo, limites de energia elétrica disponibilizada à rede elétrica e transformação de consumidor passivo em cativo ou prossumidor (atuante no mercado livre de energia) (MILLER; SENADEERA, 2017). Outra forma de controle é utilizando armazenadores de energia híbridos, como baterias e

supercapacitores (SHAH; AHMAD, 2019), hidrogênio (MIOTTO et al., 2013), hidroelétrica reversível (HOWLADER et al., 2017); assim como carregamento programado de veículos elétricos (JOVANOVIC; BAYHAN; BAYRAM, 2020), entre outros.

Inevitavelmente, as opções apresentadas para o controle da curva de pato afetam o atrativo financeiro da tecnologia fotovoltaica, uma vez que acarretam em maiores investimentos iniciais e tempo de retorno. Por outro lado, possibilita ao consumidor uma nova postura frente ao sistema elétrico e alimentam as pesquisas de outros setores associados à tecnologia fotovoltaica na busca de soluções aprimoradas que valorizem ainda mais a energia solar pela sua disponibilidade e redução de danos ao meio ambiente em comparação às usinas movidas a combustíveis fósseis.

A energia solar é fundamental à vida na Terra e, relativamente, muito abundante. Portanto, o uso desta energia para facilitar e aprimorar a evolução humana não é somente inteligente, como também benéfica para o planeta. Isto porque trata-se de uma fonte de energia renovável e para qual as tecnologias de conversão apresentam níveis de poluição muito inferiores aos emitidos na operação das fontes tradicionais, como as que utilizam petróleo e carvão. Desta forma, o aproveitamento da energia do Sol para auxiliar no consumo térmico e elétrico traz inúmeros benefícios, como redução no uso de fontes poluentes de energia, redução no pico de demanda, redução da demanda no SIN, embora em excesso possa causar o efeito da curva de pato, entre outros.

Diante do significativo crescimento das tecnologias renováveis e, em especial da energia solar, esta dissertação aborda dois dos temas apresentados nesta sessão: predominantemente, o uso de módulos fotovoltaicos e brevemente o uso de módulos PV com aproveitamento térmico da água, semelhante aos chamados de PVT (do inglês, *photovoltaic thermal*). A tecnologia PV é o cerne deste estudo e, portanto, a sessão a seguir aborda esta tecnologia com maiores detalhes.

2.3 TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

Atualmente, a tecnologia fotovoltaica está melhor difundida devido às grandes preocupações ambientais e incentivos no setor. Entretanto, não se trata de uma tecnologia recente. O efeito fotovoltaico foi observado em 1839 por Edmond Becquerel (RAZYKOV, 2004). Segundo EPE (2016), as células fotovoltaicas (menor unidade em um módulo fotovoltaico) foram utilizadas inicialmente em aplicações espaciais. Em um segundo momento, na década de 70, a tecnologia tornou-se mais viável economicamente diante da crise do petróleo, sendo empregada junto com baterias no atendimento de áreas terrestres de difícil

acesso. No final da década de 90, com o estímulo de alguns países houve uma forte redução nos custos dos sistemas fotovoltaicos, alcançando a paridade tarifária na geração distribuída fotovoltaica. Mais recentemente, a energia fotovoltaica vem se tornando competitiva diante das fontes convencionais de geração centralizada.

2.3.1 Princípio de funcionamento

A tecnologia fotovoltaica geralmente é construída a partir de bolachas (*wafers*) de materiais semicondutores (amorfo, monocristalino ou policristalino), filmes finos ou orgânicas (IEA, 2019c). O silício cristalino é o material mais utilizado, devido a sua abundante disponibilidade na crosta terrestre (MME; EPE, 2007), representando atualmente mais de 97% da produção total de células fotovoltaicas (IEA, 2019c).

O silício possui quatro elétrons em sua camada de valência, caracterizando-se por um mau condutor elétrico. Entretanto, ao adicionar elementos como o fósforo (cinco elétrons livres na camada de valência) ou o boro (três elétrons livres na camada de valência) na rede cristalina do silício modificam-se suas propriedades físicas, formando estruturas doadoras ou aceitadoras de elétrons, respectivamente (EPE, 2016).

Denomina-se o processo de introduzir elementos na rede cristalina como dopagem e, dopante “tipo n” (doador de elétrons) quando um elétron está fracamente ligado ao átomo de origem e, portanto, é facilmente liberado para a banda de condução. Por outro lado, dopante do “tipo p” (aceitador/lacuna de elétrons) é a definição da existência de déficit de elétrons para satisfazer as ligações com a rede cristalina.

Ao dopar o silício separadamente com materiais do “tipo n” e “tipo p” e, posteriormente uni-los, obtém-se uma “junção pn” que quando exposta aos fótons da radiação solar incidente criam pares de lacunas e elétrons. Como resultado disto, a “junção pn” cria um campo elétrico diferente de zero, que por si começa a acelerar as cargas gerando uma corrente elétrica contínua (CC) através destes materiais, originando uma diferença de potencial conhecida como efeito fotovoltaico (EPE, 2016), conforme a Figura 2.10.

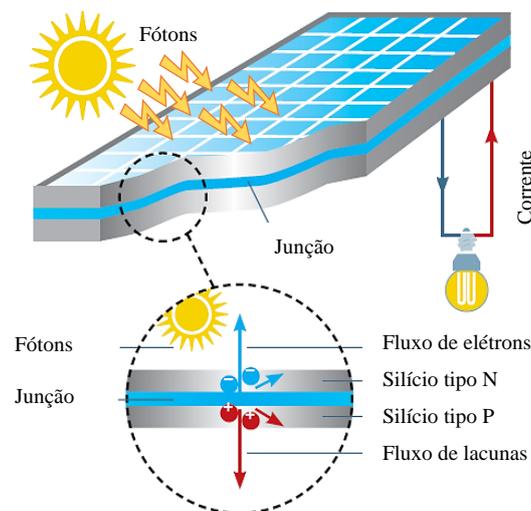
A célula fotovoltaica pode ser representada por modelos elétricos, sendo os mais comuns os de diodo único (SDM, do inglês *simple diode model*) ou de duplo diodo (DDM, do inglês *double diode model*) (KUMAR et al., 2020). A diferença básica entre os dois é que o DDM possui maior nível de precisão, mas em contrapartida exige o desenvolvimento de algoritmos e cálculos matemáticos mais complexos. Por este motivo, o modelo de diodo único é amplamente utilizado. Seu modelo equivalente, ilustrado na Figura 2.11, é regido pela

Equação (2.1) (CHAIBI et al., 2019, p. 1103; FARRET; SIMÕES, 2017, p. 133), sendo I_{PV} a corrente gerada pela radiação incidente, i_D a corrente de polarização do diodo, i_P a corrente de fuga nas extremidades da célula PV, e i_R a corrente de perdas na condução de carga entre o material semicondutor e o contato externo.

$$I = I_{PV} - I_0 \left(e^{\left(\frac{V + IR_S}{nN_{cel}v_T} \right)} - 1 \right) - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (2.1)$$

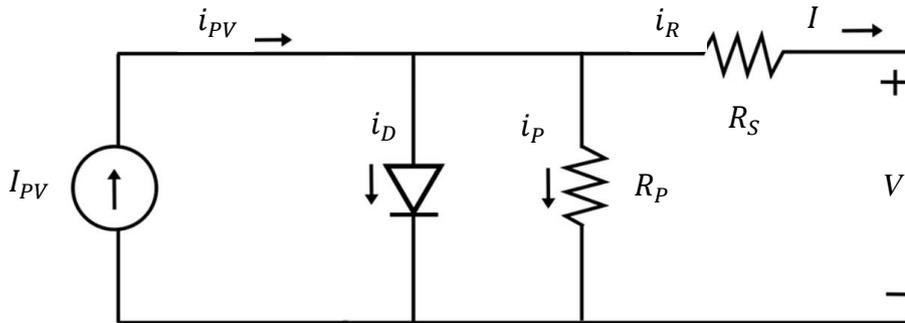
onde: I_{PV} – corrente gerada pela radiação incidente;
 I_0 – corrente de saturação do diodo;
 V – tensão nos terminais da célula;
 I – corrente de saída da célula;
 R_S – resistência série (perdas por condução);
 R_P – resistência paralelo (perdas por fuga de corrente);
 n – fator de idealidade do diodo;
 N_{cel} – número de células em série;
 v_T – tensão equivalente à temperatura da junção, $v_T = kT/q$, sendo k a constante de Boltzmann ($1,4 \times 10^{-23} \text{ JK}^{-1}$), q a carga do elétron ($1,6 \times 10^{-19} \text{ C}$), e T a temperatura absoluta em Kelvin.

Figura 2.10 – Efeito fotovoltaico



Fonte: Adaptado de Greenpeace Brasil (2013, p. 25).

Figura 2.11 – Circuito elétrico equivalente de diodo único da célula fotovoltaica



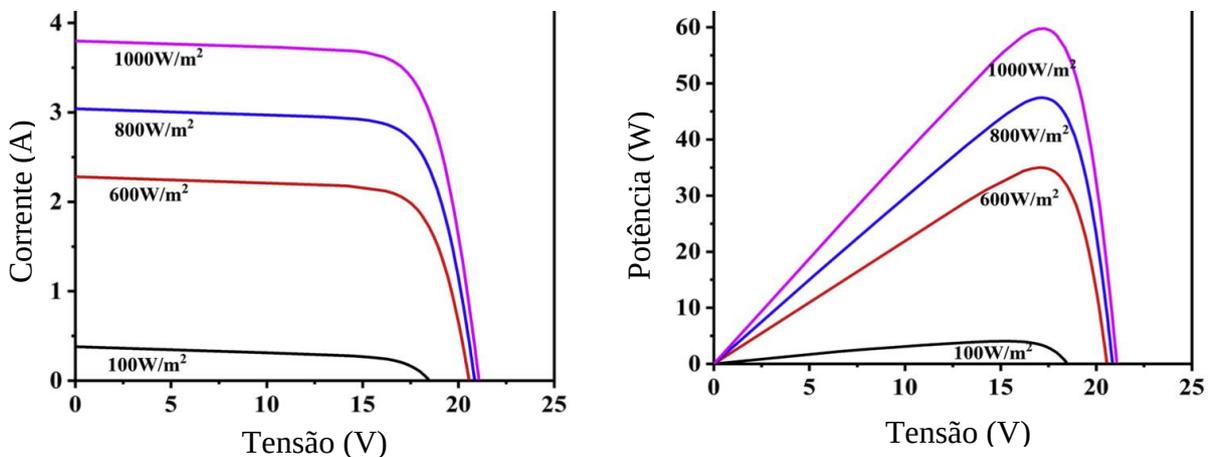
Fonte: Adaptado de Kumar et al. (2020, p. 2).

2.3.2 Características

A célula fotovoltaica possui três principais fatores que influenciam diretamente na sua potência de saída: a irradiação solar, a temperatura de operação e o sombreamento. De acordo com Ruviaro et al. (2018), a energia gerada é diretamente proporcional a irradiância solar e inversamente proporcional a temperatura de operação.

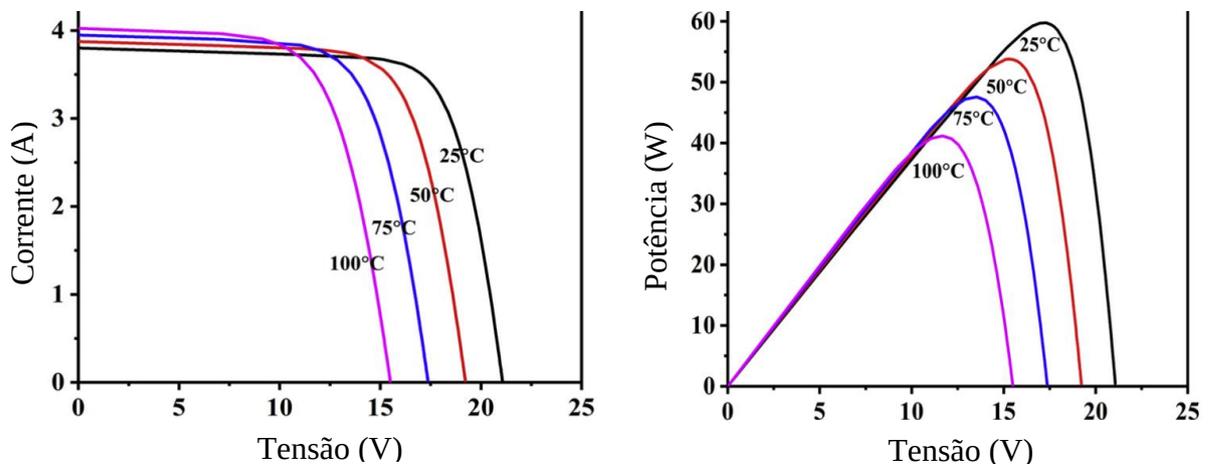
A irradiação afeta diretamente a amplitude da corrente na célula fotovoltaica, conforme ilustram as curvas da Figura 2.12 para uma temperatura constante. A temperatura de operação da célula não acarreta grande influência na amplitude da corrente, mas sim da tensão, inversamente proporcional, conforme a Figura 2.13, onde a irradiação é mantida constante.

Figura 2.12 – Curvas I-V e P-V para diferentes valores de irradiação



Fonte: Adaptado de Kumar et al. (2020, p. 6).

Figura 2.13 – Curvas I-V e P-V para diferentes valores de temperatura de operação



Fonte: Adaptado de Kumar et al. (2020, p. 6).

O sombreamento do módulo fotovoltaico, mesmo que em pequenas dimensões, pode provocar perdas significativas na geração: entre 11 e 35% dependendo da área sombreada (TRZMIEL; GŁUCHY; KURZ, 2020). Os autores ainda complementam que, a longo prazo, a vida útil do módulo é afetada e durante a operação pode-se ter dificuldades para detectar o ponto de máxima potência – MPPT (do inglês, *maximum power point tracking*) global.

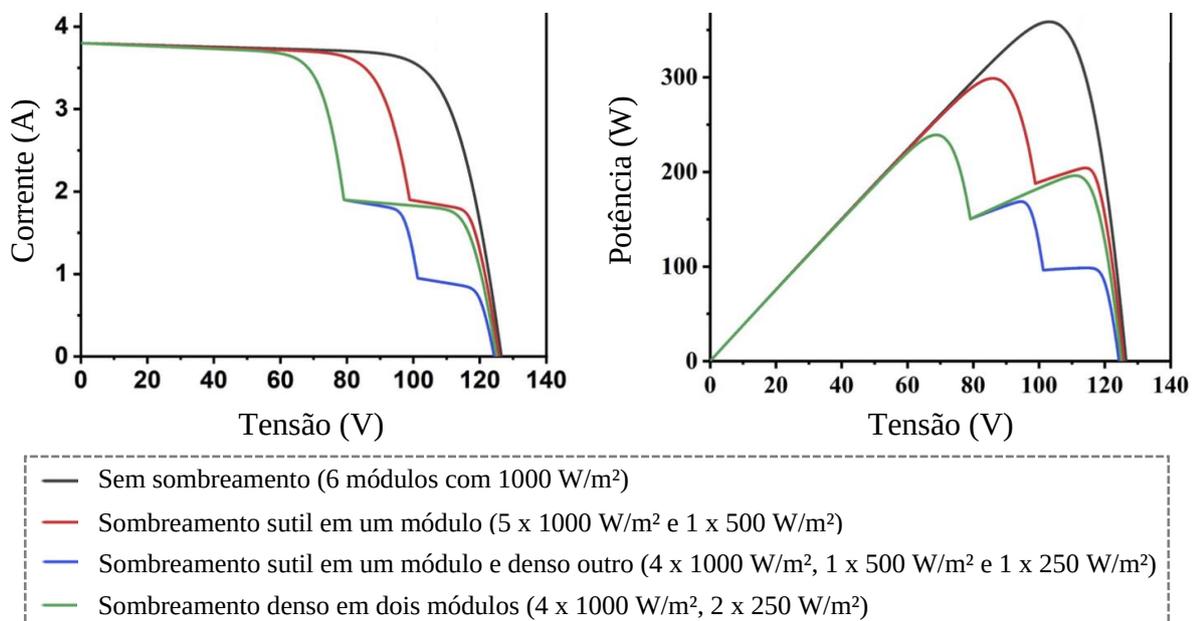
A célula sombreada possui menor irradiação incidente e, portanto, apresenta um menor valor de corrente elétrica em relação as células não sombreadas. As células apresentam o mesmo valor de corrente devido a suas conexões em série, fazendo com que a célula sombreada seja o único caminho para as correntes das células não sombreadas. Assim, a célula PV geradora de energia elétrica passa a atuar como carga elétrica (dissipação de calor).

A atuação sem controle da célula como carga elétrica pode acarretar no aumento drástico de sua temperatura de operação, causando um ponto quente que pode danificar ou até deixar a célula inoperante e, portanto, o módulo fotovoltaico (TRZMIEL; GŁUCHY; KURZ, 2020). Uma solução simples e eficiente adotada pelos fabricantes é a inserção de um diodo em paralelo (diodo de *by-pass*) com um conjunto de células fotovoltaicas em série. Quando o sombreamento de uma ou mais células desse conjunto acarretar em um valor de corrente inferior ao de outro conjunto (sem sombreamento) surgirá uma tensão sobre o diodo que irá ativá-lo, passando a conduzir a corrente dos demais conjuntos. Desta forma, a corrente limitada do conjunto sombreado circula somente no próprio circuito série, não interferindo na geração dos demais

conjuntos. Esta técnica acarreta em uma queda de produção do módulo PV, mas garante uma operação segura e maior vida útil em comparação à operação sem os diodos de *by-pass*.

Os gráficos da Figura 2.14 ilustram as respostas típicas de um conjunto de módulos PVs conectados em série sob sombreamentos parciais controlados. Percebe-se no gráfico I x V que os níveis de tensão praticamente não se alteram, enquanto que os de corrente apresentam reduções drásticas com as ativações dos diodos de *by-pass*. No gráfico P x V nota-se a presença de vários MPPTs locais para cada situação de sombreamento devido a ativação de um ou mais diodos de *by-pass*, dificultando o rastreamento do MPPT global com alguns algoritmos de rastreamento.

Figura 2.14 – Curvas I-V e P-V para diferentes sombreamentos parciais

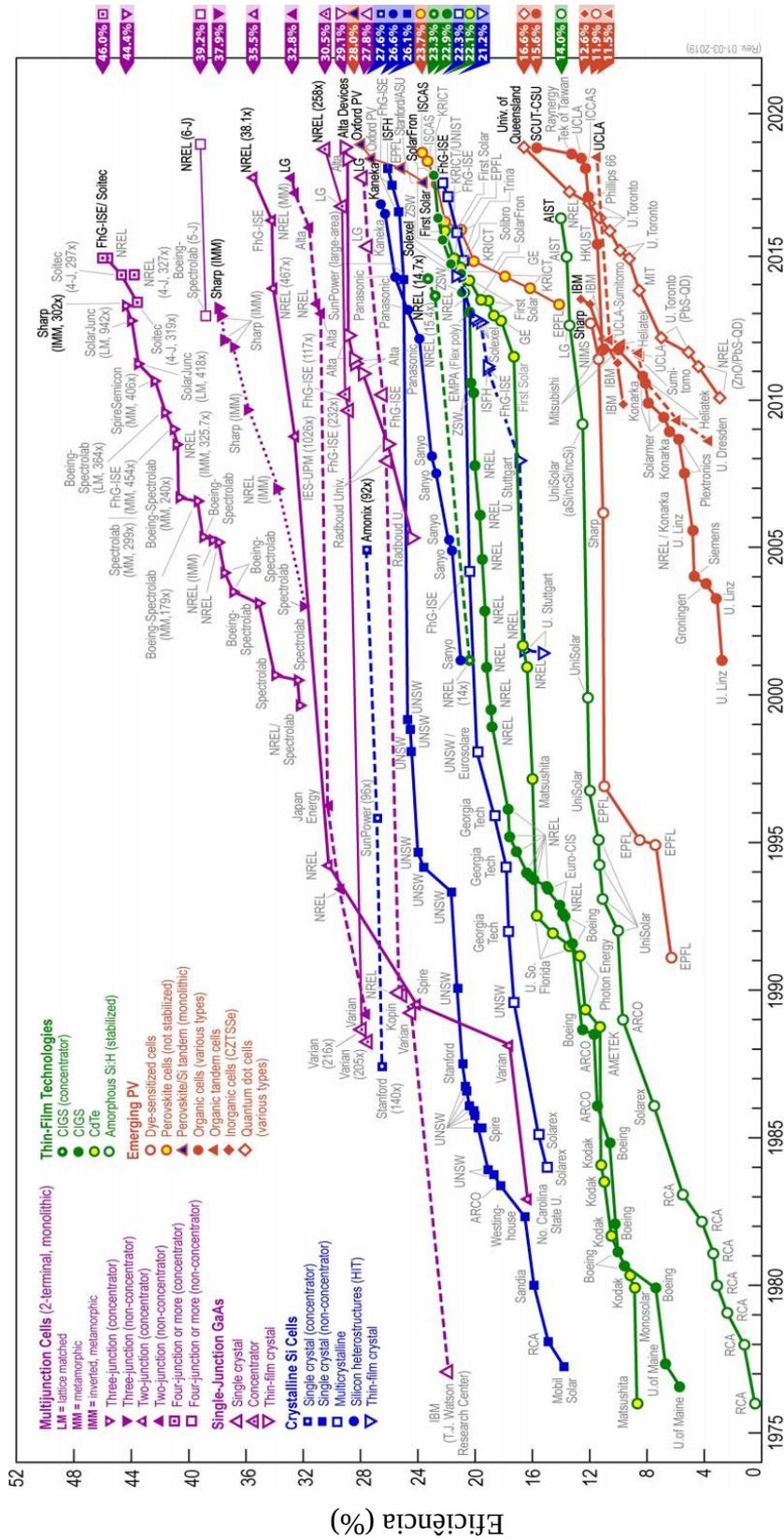


Fonte: Adaptado de Kumar et al. (2020, p. 8).

2.3.3 Eficiência

Junto à redução dos custos das células fotovoltaicas vieram as evoluções no desempenho destas tecnologias, principalmente nos últimos anos. Os melhores valores de eficiências de células fotovoltaicas obtidas em pesquisas até o momento estão elencados no gráfico da Figura 2.15, o qual apresenta a evolução histórica de até 28 subcategorias diferentes. Os mais recentes recordes mundiais estão representados pelas etiquetas na borda esquerda da imagem.

Figura 2.15 – Melhores eficiências de células de pesquisa



Fonte: Adaptado de NREL (2019).

Os valores das eficiências comerciais são menores em comparação com os valores das células ainda em pesquisa. Segundo os dados disponibilizados pela (IEA, 2019c), as células fotovoltaicas monocristalinas possuem eficiências comerciais entre 20 e 24% e com alto custo de produção; as multicristalinas possuem eficiências comerciais menores, entre 18 e 20%, mas por conta do seu processo produtivo ser mais simples elas possuem menores custos. Ainda segundo o autor, as células de filmes finos possuíam menores eficiências de conversão em relação às tecnologias de silício cristalino, mas atualmente possuem eficiências comerciais entre 25 e 30%. Por fim, a tecnologia de maior interesse, pesquisas e avanços nos últimos anos, a célula fotovoltaica orgânica. Elas ainda não estão disponíveis no mercado, mas possuem um processo produtivo de baixo custo e eficiências promissoras, como as células de Perovskitas baseadas em silício, que alcançaram 28% de eficiência no ano de 2019.

Os valores das eficiências de módulos comerciais referem-se às condições padrão de testes – STC (do inglês, *standart test conditions*), onde a irradiação e a temperatura às quais os módulos são submetidos são de 1000 W/m^2 e 25°C , respectivamente. Com as constantes variações climáticas essas eficiências tendem a se alterar, tal como tratado na seção 2.3.2. Para aumentar o desempenho dos módulos fotovoltaicos, há diversos estudos e técnicas sendo aplicadas à parte dos aspectos construtivos que focam no aumento da irradiação vista pelo módulo, na diminuição da temperatura de operação do módulo, nas diferentes técnicas de MPPT, nos meios para lidar com o sombreamento parcial, entre outros.

2.4 TÉCNICAS PARA AUMENTAR A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Entre as alternativas que buscam aumentar a geração de energia elétrica com os módulos fotovoltaicos, nesta dissertação destacam-se os meios para aumentar a irradiação incidente sobre o módulo e para reduzir a temperatura de operação dos módulos. Os métodos abordados são o rastreamento solar (em um e dois eixos), ângulos de posicionamentos de módulos fixos, arrefecimento dos módulos (redução da temperatura do módulo e aproveitamento térmico) e concentradores solares com placas planas.

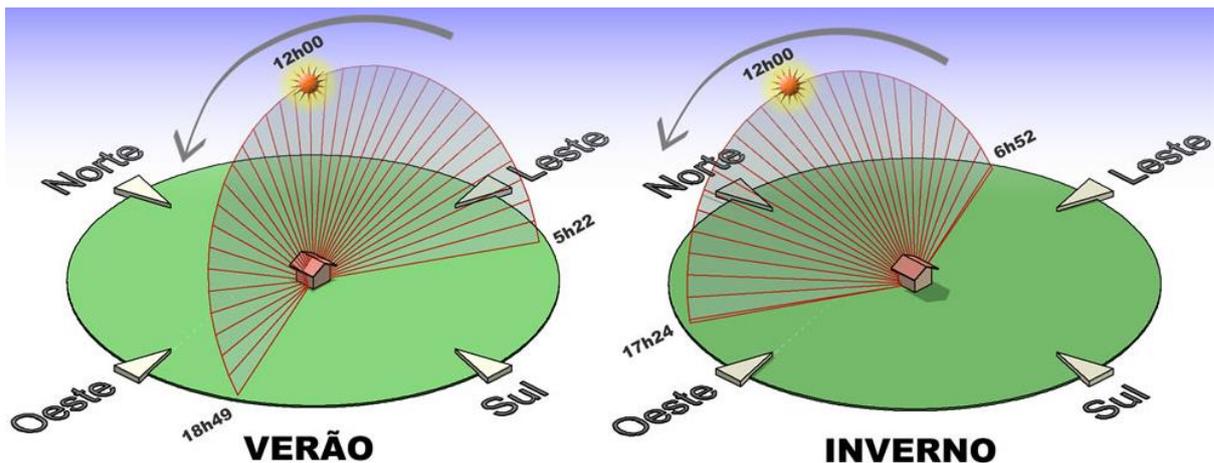
2.4.1 Rastreamento solar

Grande parte das instalações fotovoltaicas são estáticas, isto é, com ângulos fixos em direção ao céu, tanto em grandes parques ou usinas como também em telhados residenciais ou comerciais. Boa parte das motivações para a adoção deste tipo de instalação devem-se aos

reduzidos investimentos iniciais e a menores rotinas de manutenções em relação as instalações com dispositivos móveis.

O uso de módulos PVs em posições fixas apresentam um limitante significativo que é a restrição do potencial de geração de energia elétrica dos módulos. Isto deve-se a redução expressiva da irradiação direta incidente sobre os módulos, principalmente no amanhecer e no entardecer (KATRANZHZIEV; KARNOBATEV, 2019). De forma análoga na transição das estações do ano, sendo maior o impacto conforme aumenta a amplitude da latitude do local da instalação. As curvas típicas das variações angulares dada pela trajetória do Sol em relação a um objeto fixo estão ilustradas na Figura 2.16, tanto da movimentação solar diária quanto das estações do verão e do inverno.

Figura 2.16 – Trajetória solar nas estações de verão e inverno



Fonte: DTABACH (2006, p. 1).

Segundo Katrandzhiev e Karnobatev (2019), o emprego de módulos fotovoltaicos fixos reduz a sua exposição à componente direta de radiação do Sol, responsável por cerca de 90% da energia solar. O autor ainda apresenta a equação (2.2) que estima a perda de geração dos módulos fotovoltaicos associada ao seu desvio da perpendicularidade aos raios solares, onde θ é o ângulo do desvio, em graus. A Tabela 2.1 e a Figura 2.17 ilustram este fenômeno.

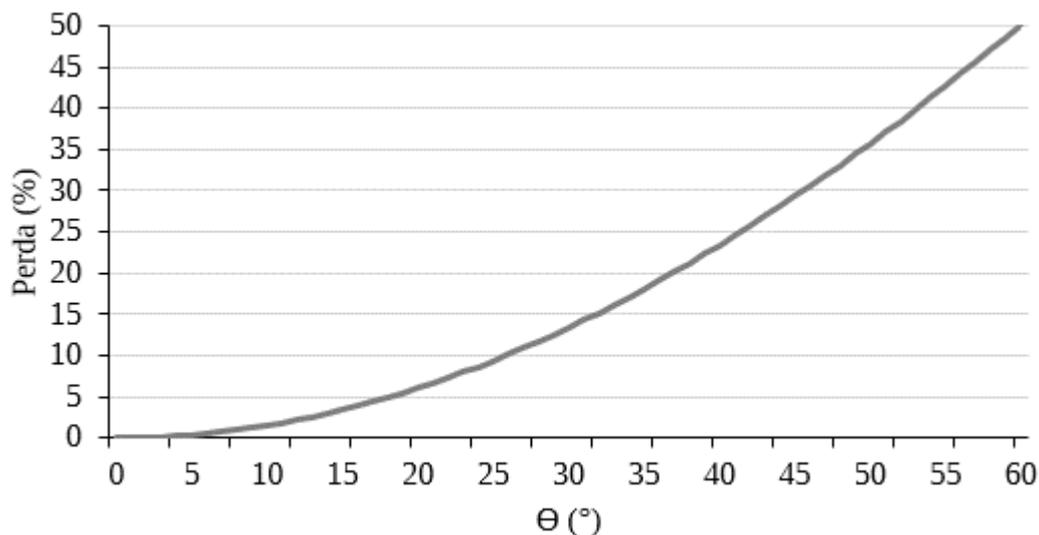
$$Perda = 1 - \cos \theta \quad (2.2)$$

Tabela 2.1 – Perdas na energia do solar incidente causada pelo desvio dos raios perpendiculares

Θ (°)	Perda (%)						
1	0,015	11	1,837	21	6,642	31	14,283
2	0,061	12	2,185	22	7,282	32	15,195
3	0,137	13	2,563	23	7,950	33	16,133
4	0,244	14	2,970	24	8,645	34	17,096
5	0,381	15	3,407	25	9,369	35	18,085
6	0,548	16	3,874	26	10,121	36	19,098
7	0,745	17	4,370	27	10,899	37	20,136
8	0,973	18	4,894	28	11,705	38	21,199
9	1,231	19	5,448	29	12,538	39	22,285
10	1,519	20	6,031	30	13,397	40	23,396

Fonte: Adaptado de Katrandzhiev e Karnobatev (2019, p. 2).

Figura 2.17 – Perdas de energia solar incidente causadas pelo desvio dos raios perpendiculares



Fonte: Adaptado de Katrandzhiev e Karnobatev (2019, p. 2).

Uma maneira de aumentar a radiação solar direta incidente aos módulos fotovoltaicos é com o implemento de rastreadores solares. Em síntese, utilizam-se mecanismos que movimentam os módulos PVs de modo a mantê-los perpendiculares à posição do Sol pelo maior tempo possível. Os rastreadores solares são implementados para dar suporte a diversas

tecnologias que usam a componente direta da radiação solar como fonte primária para a conversão em outras formas de energia, como a fotovoltaica e a térmica.

Conforme Mpodì, Tjiparuro e Matsebe (2019, p. 581, tradução própria), “O primeiro rastreador solar foi um sistema mecânico feito por C. Finster em 1962”. O primeiro rastreador solar ativo foi apresentado por McFee, em 1975, com erros de posicionamento entre 0,5 e 1° (HAFEZ; YOUSEF; HARAG, 2018). Atualmente, com o avanço tecnológico, Awasthi et al. (2020, p. 393, tradução própria) afirmam que “[...] os sistemas rastreados estão sendo amplamente utilizados, pois melhoram a eficiência da extração de energia e, de certa forma, otimizam o processo”. Além disso, segundo IEA (2019c, p. 8, tradução própria) a implementação de rastreadores é “[...] cada vez mais atraente para sistemas montados no solo, particularmente para utilização de PV em países com uma alta parcela de irradiação direta.”.

Os rastreadores solares podem ser classificados de diversas formas segundo: a sua malha de controle, modo de atuação, estratégias de rastreamento e graus de liberdade (AWASTHI et al., 2020). A malha de controle possui dois enquadramentos, malha aberta ou fechada. Na malha aberta não há sensores de realimentação para rastrear o Sol, podendo ser utilizado um algoritmo que determina a posição do astro para o movimentador seguir fielmente valores pré-estabelecidos, sem certificação sensorial da posição solar. Na malha fechada, utilizam-se sensores para a aferição da posição solar, realimentando a malha de controle de posicionamento (KATRANZHEV; KARNOBATEV, 2019). A vantagem do controle em malha aberta é a independência de um sensor físico para a realimentação. Em dias nublados, por exemplo, as indicações de posições com maiores irradiações pelos sensores podem estar incorretas, acarretando diversos reposicionamentos desnecessários ao longo do dia. Entretanto, o controle em malha aberta é dependente da precisão das equações e da correta calibragem da estrutura e dos mecanismos de movimentação.

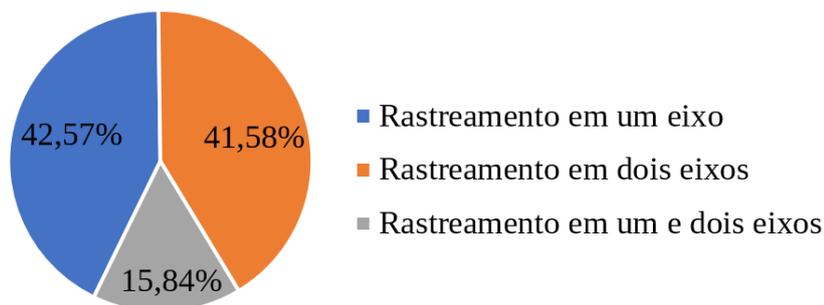
Os modos de movimentação classificam-se em ativos, passivos e manuais. Em síntese, os ativos são os mais populares e utilizam equipamentos elétricos para realizar a movimentação dos módulos, tais como motores, controladores e sensores. O modo de movimentação passivo utiliza apenas a expansão térmica de gases ou ligas de memórias, movendo-se segundo as variações de energia térmica recebida, similar a uma gangorra. Seu uso não é eficiente em regiões de baixas temperaturas (AWASTHI et al., 2020), porém são mais simples em comparação aos ativos e apresentam um ganho energético promissor em relação aos painéis fixos, entre 15 e 23% (AL-ROUSAN; ISA; DESA, 2018). Por fim, o modo de movimentação manual consiste em ajustes eventuais de posição da estrutura em direção ao Sol pelo homem, utilizado geralmente para as variações sazonais (MPODI; TJIPARURO; MATSEBE, 2019).

Entre as estratégias de rastreamento, destacam-se três: data e hora, microprocessadores com sensores ópticos e híbrido. O primeiro, data e hora, trata-se do uso de cálculos que determinam a posição do Sol a cada instante sem o uso de sensores, ou seja, malha aberta de controle. A segunda estratégia, microprocessadores com sensores ópticos, fazem o uso de sensores que detectam a posição do Sol e informam ao microprocessador, que trata os sinais e atua sobre os motores de movimentação dos módulos; portanto, implementa uma malha fechada. A estratégia de rastreamento híbrida une as duas estratégias anteriores, utilizando algoritmos de data e hora e verificando a posição do Sol com sensores de realimentação.

Por fim, a classificação dos rastreadores quanto ao seu grau de liberdade que, segundo Al-Rousan, Isa, e Desa (2018) é o fator mais importante para se lidar com rastreadores solar, refere-se ao número de direções nas quais podem ocorrer movimentos distintos. As duas principais classificações de rastreamentos são em um eixo ou em dois eixos de rotação. No gráfico da Figura 2.18 estão elencados os percentuais de pesquisas por tipos de rastreadores. Porém, também há outras classificações propostas com base no movimento dos módulos, sendo fixas ou de movimento, elucidada por Al-Rousan, Isa e Desa (2018, p. 2554, tradução própria),

Nos sistemas de rastreamento solar fixos, os módulos fotovoltaicos solares podem ser direcionados para uma direção específica por um longo período do ano, e algumas mudanças podem ser aplicadas, dependendo das situações climáticas. Nos rastreadores solares em movimento, os módulos solares fotovoltaicos podem ser controlados para seguir a posição do Sol durante o ano inteiro e o dia inteiro. O sistema de rastreamento fixo é mais barato e mais simples que o rastreador de movimento; no entanto, também é menos eficiente e ganha menos energia.

Figura 2.18 – Pesquisas por tipo de rastreadores



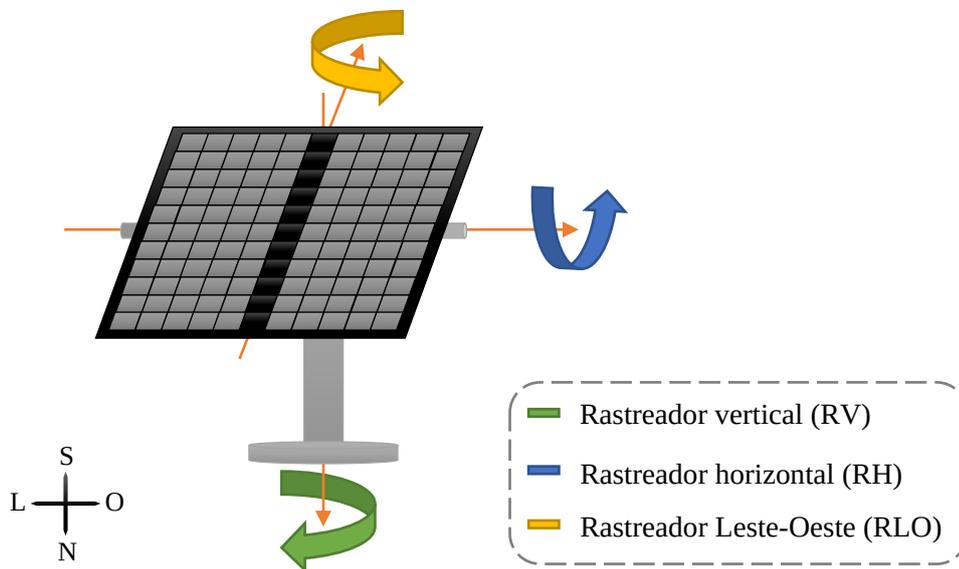
Fonte: Adaptado de Hafez, Yousef e Harag (2018, p. 760).

2.4.1.1 Rastreadores em um eixo

Os rastreadores em um eixo geralmente visam acompanhar a trajetória do Sol ao longo do eixo Leste-Oeste, dito eixo de rotação – ER, uma vez que a variação diária do Sol é maior e mais frequente em relação a variação sazonal. Para este tipo de rastreador a posição do módulo no sentido Norte-Sul, dito eixo de inclinação – EI, usualmente está com posicionamento estático na inclinação ótima local, que está situada entre 90 e 100% da latitude do local de instalação (KATRANZHEV; KARNOBATEV, 2019).

O rastreamento em um eixo pode ser classificado segundo seu tipo de rotação em relação à superfície, conforme a ilustração da Figura 2.19. Desta forma, o rastreador vertical (RV) movimenta-se verticalmente ao solo na direção Leste-Oeste, o rastreador horizontal (RH) movimenta-se horizontalmente ao solo e na direção Norte-Sul. O rastreador Leste-Oeste (RLO) está inclinado em relação ao solo e possui movimentação na direção Leste-Oeste (MPODI; TJIPARURO; MATSEBE, 2019).

Figura 2.19 – Rastreador solar de um eixo



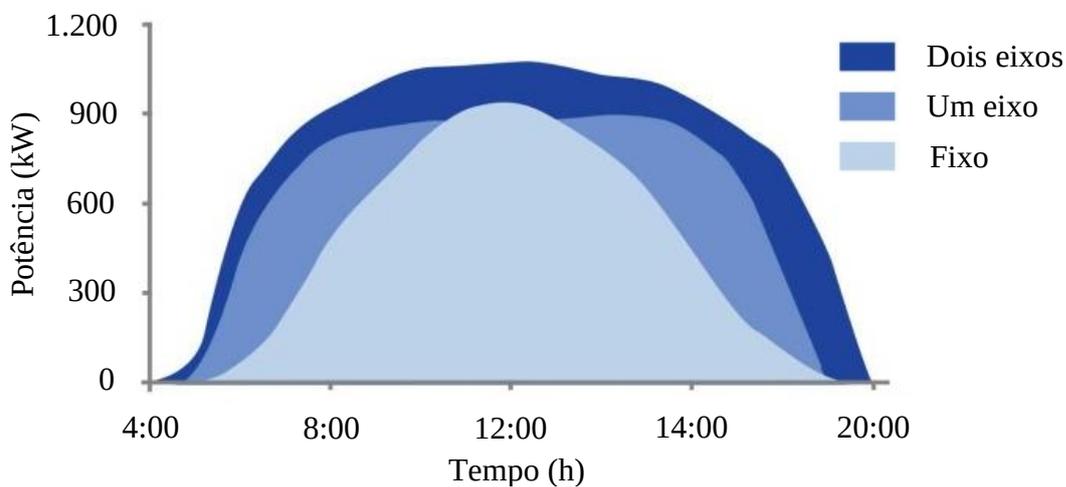
Fonte: Autor.

2.4.1.2 Rastreador solar em dois eixos

O rastreador solar de dois eixos possui dois graus de liberdade perpendiculares entre si que permitem acompanhar o movimento solar diário e sazonal, otimizando o ângulo de

incidência da componente direta da irradiação solar para todo o percurso do Sol (KATRANZHEV; KARNOBATEV, 2019). De modo geral, esta técnica de rastreamento propicia maior geração de energia elétrica em relação ao rastreador em um eixo ou ao fixo devido a maior perpendicularidade de incidência dos raios solares, conforme a ilustração da Figura 2.20. Porém, também há um aumento da temperatura de operação do módulo fotovoltaico, que além de prejudicar o incremento na geração de energia elétrica também pode causar deteriorações a longo prazo, reduzindo a sua vida útil (PIOTROWSKI; VAZ; FARRET, 2018).

Figura 2.20 – Curvas típicas de geração fotovoltaica com módulos fixos e com rastreador solar



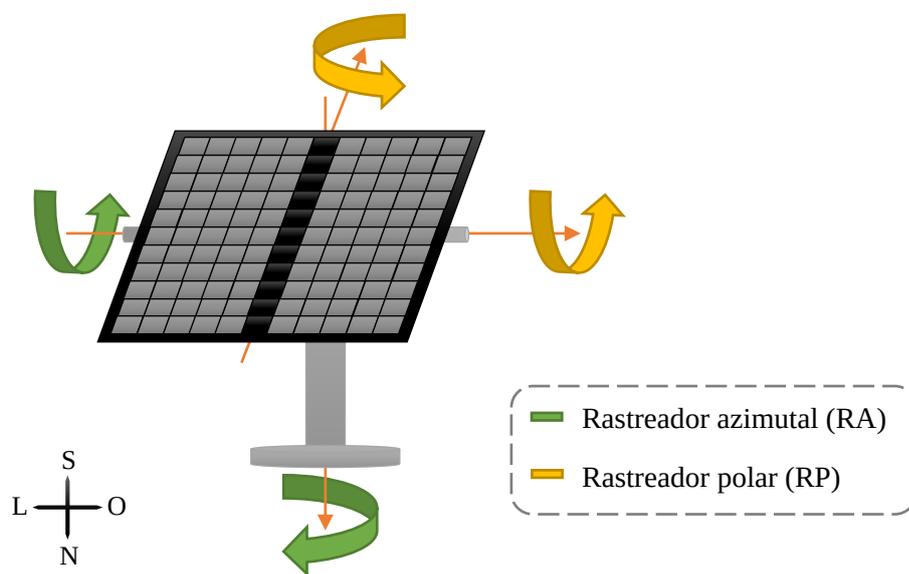
Fonte: Adaptado de ARZONSOLAR (2019).

De acordo com Alexandru e Pozna (2010), há dois tipos de rastreadores em dois eixos segundo suas posições relativas: o polar e o azimutal, conforme a ilustração da Figura 2.21. O primeiro possui um movimento diário em torno do eixo inclinado (ou polar). O azimutal possui um rastreo diário através do eixo vertical à superfície, similar à variação do ângulo de azimute. Tanto para o rastreador polar quando para o azimutal, o rastreo sazonal ocorre pela movimentação do eixo horizontal à superfície. Como a variação do ângulo sazonal ao longo do ano é lenta, essa movimentação pode ser dotada de mecanismos manuais de compensação afim de otimizar os custos.

O rastreador em dois eixos é mais caro (25% de acordo com Gabe et al. (2017) e 42% segundo Nóbrega et al. (2019)), necessita de maior manutenção devido a componentes rotativos, e de mecanismos de projeto e controle mais complexos em relação ao rastreador em

um eixo e de acomodações estáticas (AWASTHI et al., 2020). Todavia, conforme Katrandzhiev e Karnobatev (2019), o uso de rastreadores é uma alternativa cativante, pois o consumo de energia dos dispositivos de rastreamento é insignificante e ainda proporcionam um aumento considerável na geração de energia elétrica. Desta forma, em muitos casos o excedente de energia elétrica gerada pelos módulos fotovoltaicos devido ao rastreamento em dois eixos compensa suas incumbências, uma vez que o desempenho depende de muitos fatores físicos.

Figura 2.21 – Rastreador solar de dois eixos



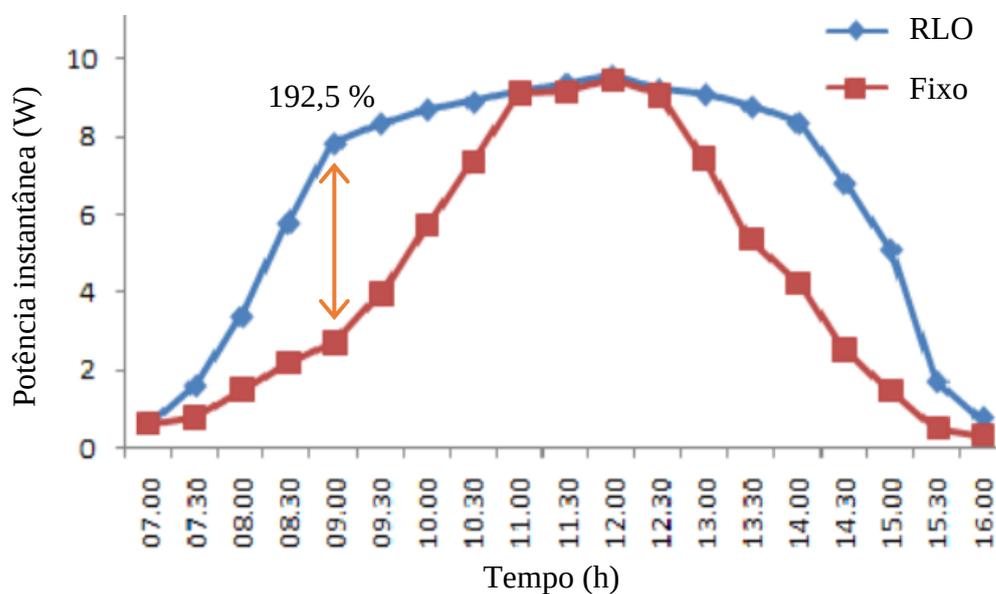
Fonte: Autor.

2.4.1.3 Desempenho de rastreadores de um e dois eixos

Nesta sessão apresentam-se os aumentos no desempenho da geração de energia elétrica dos módulos fotovoltaicos por conta do rastreamento solar em um e em dois eixos, conforme diversos trabalhos disponíveis na literatura. O intuito é demonstrar o quão voláteis são estes aumentos no rendimento pelas inúmeras variáveis que podem interferir em seu ganho, como por exemplo, a implementação em locais diferentes (KATRANZHZHIEV; KARNOBATEV, 2019). Dos valores percentuais de desempenho que estão elencados a seguir, toma-se como referência os módulos instalados estaticamente junto aos que possuam movimentações em um ou em dois eixos. Desta forma, as amostras (módulos fotovoltaicos) ficam expostas às mesmas condições. Os módulos fixos, tomados como referência, geralmente estão voltados às angulações ótimas locais, que são assumidas como a latitude da região.

Os experimentos de Abdallah (2004), na Jordânia, comparam módulos fotovoltaicos estáticos com os rastreados em um eixo (RLO, RV, RH) e em dois eixos (RA). Os incrementos na geração obtidos foram de 37,53%, 34,43%, 15,69% e 43,87%, respectivamente. O resultado do experimento realizado na Indonésia por Abadi, Musyafa e Soeprijanto (2014), utilizando um rastreador RLO, apresentou um ganho mais expressivo, em torno de 47% com máximo instantâneo de 192,5%, conforme o gráfico da Figura 2.22.

Figura 2.22 – Curva de potência fotovoltaica com módulos fixo e rastreado (RLO)



Fonte: Adaptado de Abadi, Musyafa e Soeprijanto (2014, p. 6).

O aumento na geração com o rastreamento em dois eixos (RP) foi de 39,43% no experimento de Rahimi et al. (2015), realizado no Irã em um único dia de teste. Hua et al. (2019) comparam diversos tipos de rastreadores e o ganho máximo de geração anual que obtiveram foi em torno de 28,4%. Consta no trabalho de Singh et al. (2018), que o rastreador RH instalado na Índia apresentou um acréscimo de 32% na geração, enquanto que nos EUA este aumento foi de 68%. Além disso, o autor lista que os rastreadores RV, RP, e RA em operação nos EUA apresentaram ganhos de 62%, 78%, e 82%, respectivamente.

Com as diversas aplicações de rastreadores analisadas por Singh et al. (2018), suas conclusões conduziram a incrementos no rendimento ao usar rastreador em um eixo na faixa de 12 a 25% e de 30 a 45% para o rastreador em dois eixos. As conclusões de Katrandzhiev e Karnobatev (2019) vão ao encontro, onde os rastreadores em um eixo geraram cerca de 20% a

mais de energia elétrica e os rastreadores em dois eixos em torno de 35%. Segundo os levantamentos realizados pela IEA (2017), o rendimento energético pode ser aumentado de 10 a 20% e de 20 a 30% para rastreadores em um e dois eixos, respectivamente.

Ao comparar diversos tipos de rastreadores na Nigéria, Bahrami, Okouye e Atikol (2017) concluíram que o aumento anual na geração de energia elétrica está na faixa de 1,63 a 22,12% e 12,52 e 29,58% para rastreadores de um e dois eixos, respectivamente. Mpodì, Tjiparuro e Matsebe (2019) levantaram dados do aumento de eficiência energética fotovoltaica devido aos rastreadores solares de dois eixos no período de 1997 a 2017, e estimaram que a faixa de desempenho encontra-se entre 33 e 43%.

No experimento realizado na Grécia por Fathabadi (2016a), o aumento de geração foi de 28,8% no inverno e de 43,6% no verão com o uso de rastreadores azimutais (RA). Yilmaz e Kentli (2015) observaram que a eficiência anual dos rastreadores em dois eixos (RA), na Turquia, chegou a 31,67%, com máximas de 70% e 11% nos meses de inverno e verão, respectivamente. Em outro trabalho, utilizando o mesmo rastreador (RA), Fathabadi (2016b) registrou ganhos médios diários de 27,7%, 32,5%, 37,3%, e 42,7% no inverno, primavera, outono e verão, respectivamente, sendo a média anual de 35,22% para o rastreamento com sensor de localização solar e, para o rastreamento sem sensor, os respectivos valores foram de 19,1%, 22,4%, 26,1%, 30,2% e 24,59%.

Nóbrega et al. (2019) simularam a geração de módulos fotovoltaicos no Nordeste brasileiro com rastreamento solar em um eixo (RV) e fixo, obtendo um aumento de 32% na geração média anual. Ortiz e Alves (2018) em dois dias de testes em Goiás / GO, utilizando um rastreador RA, alcançaram um aumento médio de geração de 26,1%. Na aplicação de Carvalho et al. (2013), em Viçosa / MG, utilizando rastreador de dois eixos (RA) no período de dois meses, o ganho registrado foi de 52,7%.

Andrade (2016) obteve um ganho de 43,55% na geração de energia elétrica utilizando rastreamento em dois eixos (RA) em São Carlos / SP. Na pesquisa de Cassares, Almeida e Zilles (2018), ao longo de um ano em São Paulo / SP, a produtividade de um seguidor solar RH concedeu ganhos na ordem de 17,4%. Para Alves e Cagnon (2010), que desenvolveram um protótipo para a comparação entre a geração fotovoltaica estática (latitude local) e com rastreamento em dois eixos (RP) na cidade de Bauru / SP, ao longo de 152 dias que englobaram períodos de verão, outono e inverno, apuraram um desempenho médio de 53%, e máximo de 70% em determinadas situações.

No protótipo de rastreador solar em dois eixos (RP) desenvolvido por Gabe et al. (2017), em Farroupilha / RS, o aumento de geração foi na faixa de 37%; e no período de 20 dias o aumento médio registrado foi na ordem de 25% (FROSI et al., 2018). Hoffmann et al. (2018), utilizando o mesmo tipo de rastreador (RP) no período de 152 dias (entre junho e novembro de 2016), em Santa Cruz do Sul / RS, obtiveram ganhos mensais entre 17,2 e 31,1%. Na análise de desempenho de um rastreador (RA) ao longo de outubro de 2014 e fevereiro de 2016, na cidade de Jaguari / RS, Nascimento et al. (2018) obteve um ganho da ordem de 30%.

Nesta dissertação, a pesquisa bibliográfica acerca dos rendimentos dos módulos fotovoltaicos com uso de rastreadores solares observou que os valores obtidos de fato apresentam variações significativas, conforme os dados da Tabela 2.2 que reúne todos os autores mencionados, organizados por tipo de rastreador que foi implementado em seus trabalhos. Estas divergências são esperadas devido às inúmeras variáveis que podem influenciar os testes realizados. De acordo com Hafez et al. (2018, p. 1192, tradução própria), alguns dos principais fatores para estas discrepâncias nos desempenhos são as “[...] condições climáticas nos testes, tipo de rastreamento, país, tipo de estudo (teórico ou experimental) e a principal aplicação do rastreamento usando sistema fotovoltaico, módulo ou célula.”.

Tabela 2.2 – Desempenho dos rastreadores organizados por tipo de rastreamento

Autor	Local	Rastreador	Desempenho (%)
Abdallah (2004)	Jordânia	RLO	37,53
Abadi, Soeprijanto, e Musyafa (2014)	Indonésia	RLO	47
Abdallah (2004)	Jordânia	RV	34,43
Singh et al. (2018)	EUA	RV	62
Nóbrega et al. (2019)	Brasil	RV	32
Abdallah (2004)	Jordânia	RH	15,69
Singh et al. (2018)	Índia	RH	32
Singh et al. (2018)	EUA	RH	68
Cassares, Almeida e Zilles (2018)	Brasil	RH	17,4
Abdallah (2004)	Jordânia	RA	43,87
Carvalho et al. (2013)	Brasil	RA	52,7
Yilmaz e Kentli (2015)	Turquia	RA	31,67
Fathabadi (2016a)	Grécia	RA	28,8 - 43,6
Fathabadi (2016b)	Grécia	RA	35,22
Fathabadi (2016b)	Grécia	RA	24,59
Andrade (2016)	Brasil	RA	43,55

Tabela 2.2 – Desempenho dos rastreadores organizados por tipo de rastreamento

(conclusão)			
Autor	Local	Rastreador	Desempenho (%)
Ortiz e Alves (2018)	Brasil	RA	26,1
Nascimento et al. (2018)	Brasil	RA	30
Singh et al. (2018)	EUA	RA	82
Alves e Cagnon (2010)	Brasil	RP	53
Rahimi et al. (2015)	Irã	RP	39,43
Gabe et al. (2017)	Brasil	RP	37
Frosi et al. (2018)	Brasil	RP	25
Hoffmann et al. (2018)	Brasil	RP	17,2 - 31,1
Singh et al. (2018)	EUA	RP	78
Bahrami, Okouye e Atikol (2017)	Nigéria	1 eixo	1,63 - 22,12
IEA (2017)	-	1 eixo	10 - 20
Singh et al. (2018)	EUA	1 eixo	12 - 25
Katrandzhiev e Karnobatev (2019)	-	1 eixo	20
Bahrami, Okouye e Atikol (2017)	Nigéria	2 eixos	12,52 - 29,58
IEA (2017)	-	2 eixos	20 - 30
Singh et al. (2018)	EUA	2 eixos	30 - 45
Katrandzhiev e Karnobatev (2019)	-	2 eixos	35
Mpodi, Tjiparuro e Matsebe (2019)	-	2 eixos	33 - 43
HAFEZ et al. (2018)	-	Vários	11 - 85
HAFEZ et al. (2018)	-	Vários	8 - 50
Hua et al. (2019)	-	Vários	28,4

Fonte: Autor.

Desmembrando os fatores que possam influenciar no desempenho dos rastreadores, bem como nos resultados apresentados na literatura, pode-se elencar:

- Local (latitude, temperatura ambiente, velocidade do vento, umidade, tipos de climas, irradiação, entre outros);
- Sombreamentos parciais e totais;
- Rotinas de manutenção (limpeza) dos módulos fotovoltaicos;
- Tecnologia fotovoltaica utilizada;
- Tipo de rastreador (RLO, RV, RH, RA e RP);
- Tempo da coleta de dados;

- Estudo teórico ou experimental;
- Passo (*step*) do rastreamento;
- Problemas no protótipo de rastreamento solar (algoritmos da trajetória solar, malha de controle de posicionamento, mecanismos físicos, calibração dos sensores, estruturas e módulos, entre outros);
- Coleta de dados (precisão e exatidão);
- Deterioração do módulo PV com o tempo;
- Ineficiência do inversor de frequência (rastreamento ponto de máxima potência de operação do módulo e injeção de energia na rede elétrica);
- Imperícia humana na análise dos dados coletados.

A pesquisa de Hafez et al. (2018) avaliou diversos estudos a respeito dos desempenhos que os sistemas de rastreamento solar proporcionam em relação aos módulos estáticos, e não estranha-se que suas conclusões sejam extremamente abrangentes diante da variedade de variáveis existentes. Os autores concluíram que o aumento no desempenho pode ocorrer de 11 a 85% e de 8 a 50% nos trabalhos experimentais e teóricos, respectivamente. Diante de tamanha variação de desempenhos é uma tarefa complexa analisar as correlações entre os rendimentos e os fatores vinculados à eles.

2.4.1.4 *Passo (step) do rastreador solar*

Quando se utilizam rastreadores solares para aumentar a geração de energia elétrica dos módulos fotovoltaicos, uma das definições importantes é o passo com o qual o movimentador irá atuar. O passo de rastreio reflete diretamente no erro de ortogonalidade admitido entre o módulo e a incidência dos raios solares. A variação deste passo de atuação denomina-se de rastreamento discreto e, segundo Smirnov, Vozmilov e Romanov (2019), pode ser classificado em três métodos principais:

- Rastreamento solar de três passos: emprega o menor número de passos, em geral três posicionamentos por dia (manhã, meio dia, e tarde). Gera um aumento na eficiência fotovoltaica relativamente significativa.
- Rastreamento solar discreto: utiliza o número máximo de passos possíveis, se aproximando de um rastreamento contínuo. Em geral, as movimentações são realizadas

quando a defasagem entre os módulos PV e o Sol é de 1 a 3° e, portanto, possui alta precisão. Caracteriza-se por ser o mais efetivo, mas também o mais complexo.

- Rastreamento solar de passos médios: é uma ação intermediária, que busca utilizar o número mínimo de passos (menor consumo energético) com desempenho próximo ao obtido com um rastreamento contínuo.

Batayneh et al. (2019) avaliaram o rastreamento em um eixo (RV) com apenas três movimentos angulares diários na temporada de verão, e notaram que a geração se encontra em torno de 91 a 94% em relação ao mesmo tipo de rastreamento com passo contínuo. Ma, Li, e Tang (2011), empregando o mesmo tipo de ensaio, concluíram que o RV com inclinação fixa anual gera em torno de 92% em relação ao rastreador de eixo duplo, e acima de 95% com o RV de inclinação ajustável sazonalmente.

Alexandru (2013) simulou o rastreio da trajetória diária do Sol (Leste-Oeste) em apenas 120° de abertura ($\pm 60^\circ$), para um dia de solstício utilizando um rastreador do tipo RLO, e obteve apenas 0,4% de energia a menos em comparação ao rastreamento da trajetória completa do Sol. A partir deste resultado, o autor definiu diversos passos de rastreios, de 2 ($\Delta 60^\circ$) a 12 ($\Delta 10^\circ$) passos. Os resultados obtidos estão apresentados na Tabela 2.3. Nota-se que não há variação significativa na geração de energia elétrica em relação ao rastreador contínuo, bem como em relação ao módulo estático.

Tabela 2.3 – Balanço de energia para o caso de rastreamento em passos distintos

Número de passos	Energia gerada [Wh/dia]	Energia consumida [Wh/dia]	ε [%] ¹	ε_T [%] ²
12	5.161,40	28,680	39,02	98,48
10	5.159,17	25,588	38,99	98,40
8	5.155,06	26,874	38,89	98,17
6	5.146,18	26,214	38,67	97,60
4	5.120,75	25,158	38,01	95,94
2	5.012,90	26,360	35,11	88,62
Fixo	3.692,18	-	-	-

Fonte: Adaptado de Alexandru (2013, p. 4).

¹ ε é o quão mais eficiente o rastreamento discreto foi em relação ao módulo fixo.

² ε_T é a representatividade da eficiência do rastreamento discreto em relação ao rastreamento contínuo.

2.4.1.5 *Rastreamento solar em condições de céu nublado*

Alguns pesquisadores buscam definir estratégias para o posicionamento dos módulos fotovoltaicos em situações de neblina ou céu nublado. Nestas circunstâncias, o rastreamento do Sol pode trazer um desempenho insatisfatório para a geração de energia elétrica. Além disso, o período com o céu nublado ao longo do ano é significativo. De acordo com os dados utilizados no trabalho de Quinn (2017), período de 24 meses no nordeste dos EUA, cerca de 43% dos dias foram de céu claro, 23% de céu parcialmente nublado, 31% de céu nublado, e 3% de outras situações ou não observado. Na cidade de Santa Maria / RS, as análises de Wollmann e Sartori (2010) no período de 1969 a 2005 apontaram que 30,1% dos dias foram de céu claro, 15,9% de céu parcialmente nublado e 54% de céu nublado.

Kelly e Gibson (2009, p. 2092, tradução própria) elucidam que “Em dias ensolarados, a luz solar direta representa até 90% da energia solar total, com os outros 10% de energia solar difusa (dispersa). No entanto, durante condições de nebulosidade, quase toda a irradiância solar é radiação difusa, que está distribuída isotropicamente em todo o céu.”. Ou seja, quando o céu está nublado praticamente toda a irradiação observada na superfície possui a mesma intensidade em todas as direções (difusa isotrópica).

Os resultados de Koussa et al. (2012) indicaram que o rastreamento solar em dias nublados, mesmo com diferentes tipos de rastreadores, produzem a mesma quantidade de energia, predominando a geração com os módulos posicionados horizontalmente. As análises de Kelly e Gibson (2009) vão de encontro às conclusões de Koussa et al. (2012), onde obtiveram um melhor desempenho com os rastreadores de dois eixos posicionados horizontalmente em relação à superfície quando o céu estava nublado, acarretando no aumento de até 50% na captura de energia solar.

Em outro trabalho de Kelly e Gibson (2011) estimou-se que a contribuição na geração energia elétrica anual com os módulos posicionados horizontalmente nos dias nublados é em cerca de 1%; Isto deve-se a intensidade da radiação, que é menos expressiva nos dias de céu nublado em relação aos dias de céu claro. No trabalho de Quinn (2017) a contribuição anual foi mais significativa, em torno de 2,41%.

2.4.2 **Módulos com posicionamentos estáticos**

As implementações típicas de módulos fotovoltaicos comumente recomendam posicionamentos estáticos devido aos menores investimentos iniciais em relação àqueles com

rastreamento solar. Na ilustração da Figura 2.23 apresenta-se o potencial de geração de energia fotovoltaica sazonal de todo o território brasileiro em doze mapas mensais, considerando gerações centralizadas (usinas e instalações no solo) e distribuídas (telhados e coberturas). Pereira et al. (2017) comentam que durante o verão no extremo Sul e Sudeste do Brasil conta-se com a máxima geração PV, coincidindo com as demandas máximas de cargas registradas nestas regiões, auxiliando, portanto, na redução do pico de demanda nestes períodos.

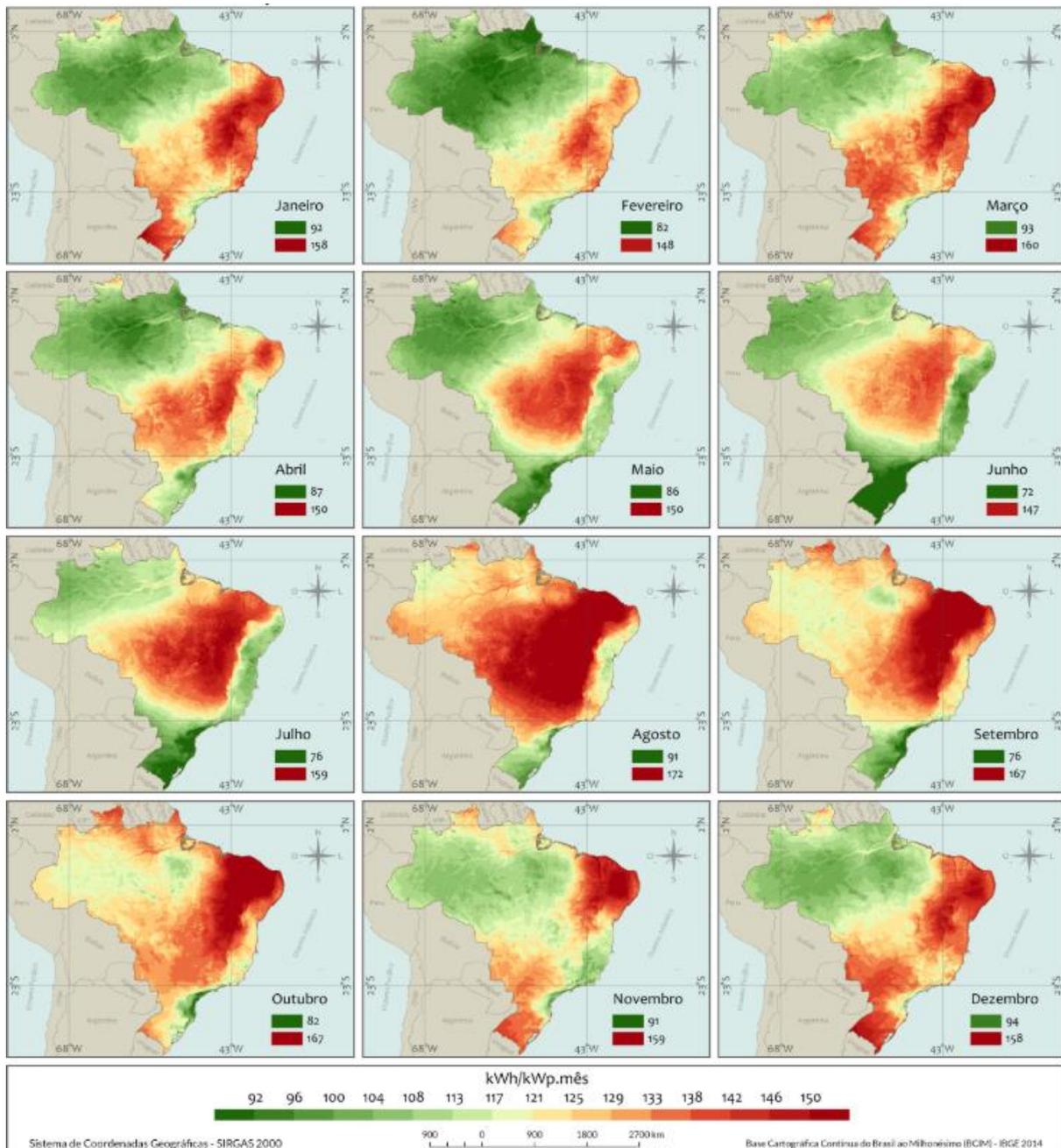
2.4.2.1 *Inclinação ideal versus latitude local*

Para maximizar a geração de energia elétrica diária dos módulos fotovoltaicos com posicionamentos fixos voltam-se as suas superfícies para o eixo Norte-Sul geográfico (módulos a Norte no hemisfério Sul, e módulos a Sul no hemisfério Norte). Nesta posição, os módulos estão expostos durante todo o dia (percurso do Sol no eixo Leste-Oeste) à uma maior parcela da irradiação solar direta em relação à outras posições estáticas. Em aplicações que priorizam a geração de energia elétrica, pela parte da manhã ou da tarde, a exposição do módulo à irradiação solar direta se dá por uma quantidade de tempo menor, referente a apenas metade do percurso solar diário, aproximadamente.

Além do alinhamento do módulo PV ao eixo Norte-Sul durante a trajetória diária do Sol (Leste-Oeste), outra orientação fundamental é quanto ao alinhamento do módulo para maximizar a geração de energia elétrica na variação angular dos raios do Sol ao longo do ano (Norte-Sul). Na Figura 2.24 estão elencadas as inclinações ótimas (sentido Norte-Sul) dos módulos fotovoltaicos em todo o mundo.

Entretanto, os módulos fotovoltaicos com inclinações igual à latitude do local de instalação e sob o eixo Norte-Sul comumente são tomadas como regras pelas indústrias prestadoras de serviços de instalação, visando maximizar a geração de energia elétrica anual; sendo também amplamente difundida em trabalhos científicos (MAMUN et al., 2017). Na análise de Madeti e Ahmad (2016) concluiu-se que a diferença da irradiação incidente entre o módulo inclinado à latitude local ($29,87^\circ$) e à inclinação ideal (com reposicionamento mensal da inclinação) teve o valor máximo de 6,14% no mês de julho, com média anual de 1,98%. No trabalho de Ullah et al. (2019), para Petrolina / PE, verificou-se que a radiação na superfície inclinada dos módulos com inclinação anual ideal (aproximadamente, 6°) é praticamente a mesma daquela constatada nos módulos com inclinação igual a latitude local ($9,39^\circ$, aproximadamente).

Figura 2.23 – Potencial de geração fotovoltaica sazonal em termos de rendimento energético anual para todo o Brasil ¹



Fonte: Pereira et al. (2017, p. 60).

¹ O mapa mostra o rendimento energético anual máximo (medido em kWh de energia elétrica gerada por ano para cada kWp de potência fotovoltaica instalada) em todo o território nacional, para usinas de grande porte (centralizadas e instaladas em solo) e para a geração fotovoltaica distribuída (telhados e coberturas). Considerando projetos adequados que utilizem equipamentos de boa qualidade e etiquetados pelo INMETRO, adotando taxa de desempenho médio anual de 80% para simplificar a análise.

Figura 2.24 – Inclinações ótimas de módulos fotovoltaicos em todo o mundo



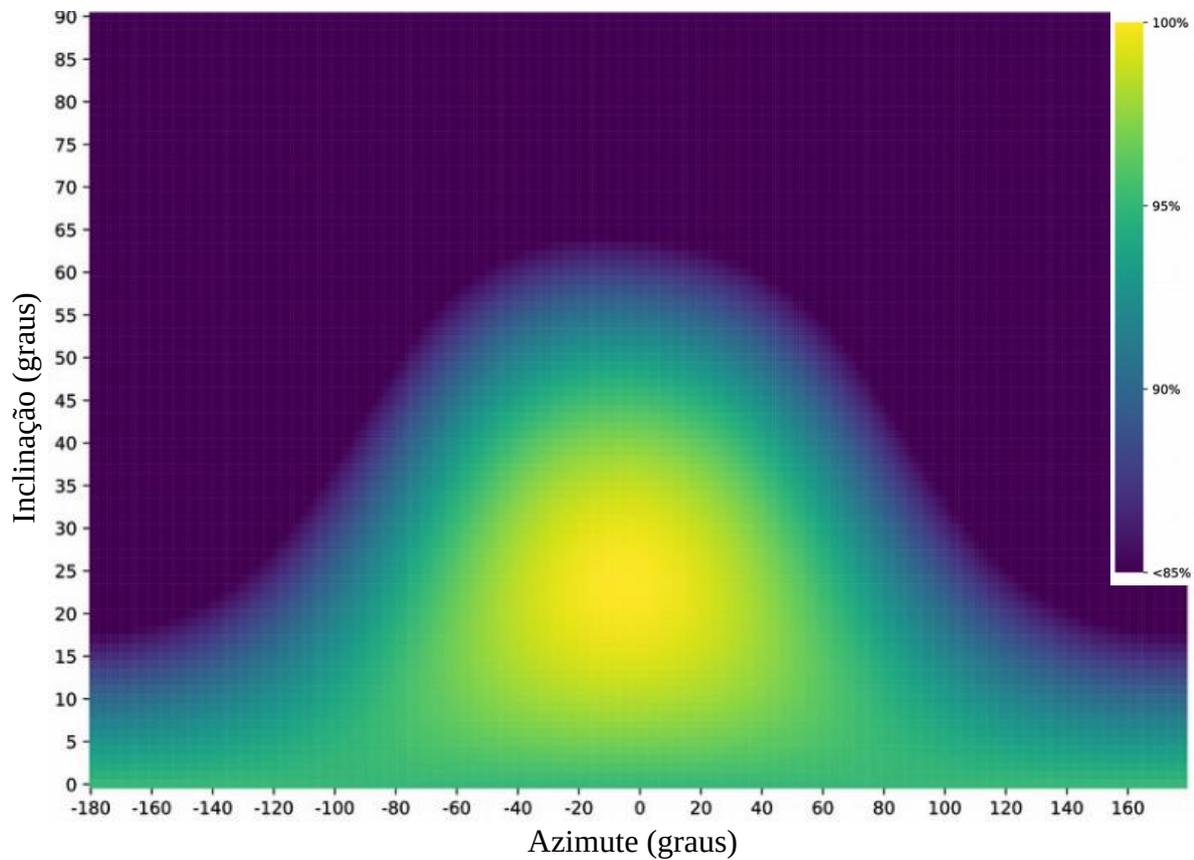
Fonte: Adaptado de SOLARGIS (2020).

Mamun et al. (2017) elencaram a relação entre o ângulo de inclinação ideal e a latitude local apresentada por diversos autores, e na maioria dos casos levantados recomenda-se o uso da latitude local $\pm 15^\circ$ (acréscimo para o inverno e decréscimo para o verão). Além disso, os resultados do autor estimam que os ângulos ótimos para as cidades de Bangladesh estão muito próximos à latitude local; Para Cox's Bazaar (latitude de $21,4^\circ$) o ângulo de inclinação ideal anual é de 26° , Chittagong ($22,3^\circ$) e Jessore ($23,1^\circ$) é 25° , Dahka ($23,8^\circ$) é 30° , Ishurdi ($24,1^\circ$) e Bogra ($24,8^\circ$) é 27° , Sulhet ($24,9^\circ$) é 28° , e Rangpur ($25,7^\circ$) é 29° . Ou seja, um aumento médio em relação a latitude local de $3,4^\circ$ ou 14,3%, aproximadamente.

Sehnm, Michels e Zimermann (2018) concluíram que a eficiência anual em função da inclinação dos módulos fixos é máxima com alinhamento ao Norte geográfico (azimute 0°) e com inclinação entre 17° e 35° para a região de Santa Maria / RS. Entre os modelos estudados, a Figura 2.25 ilustra a eficiência por inclinação e azimute no Modelo Isotrópico, e a Tabela 2.4 apresenta a faixa de inclinação por modelo simulado em que a eficiência esteve acima de 95%.

Na Figura 2.26 e na Figura 2.27 ilustram-se as estimativas de produção de energia elétrica média anual de módulos fotovoltaicos por orientação e inclinação em São Martinho da Serra / RS e Porto Alegre / RS, respectivamente. Percebe-se certa semelhança entre os levantamentos e inclusive nas estimativas apresentadas na Figura 2.25 e na Tabela 2.4.

Figura 2.25 – Eficiência anual para todos os azimutes em função do ângulo de inclinação no Modelo Isotrópico



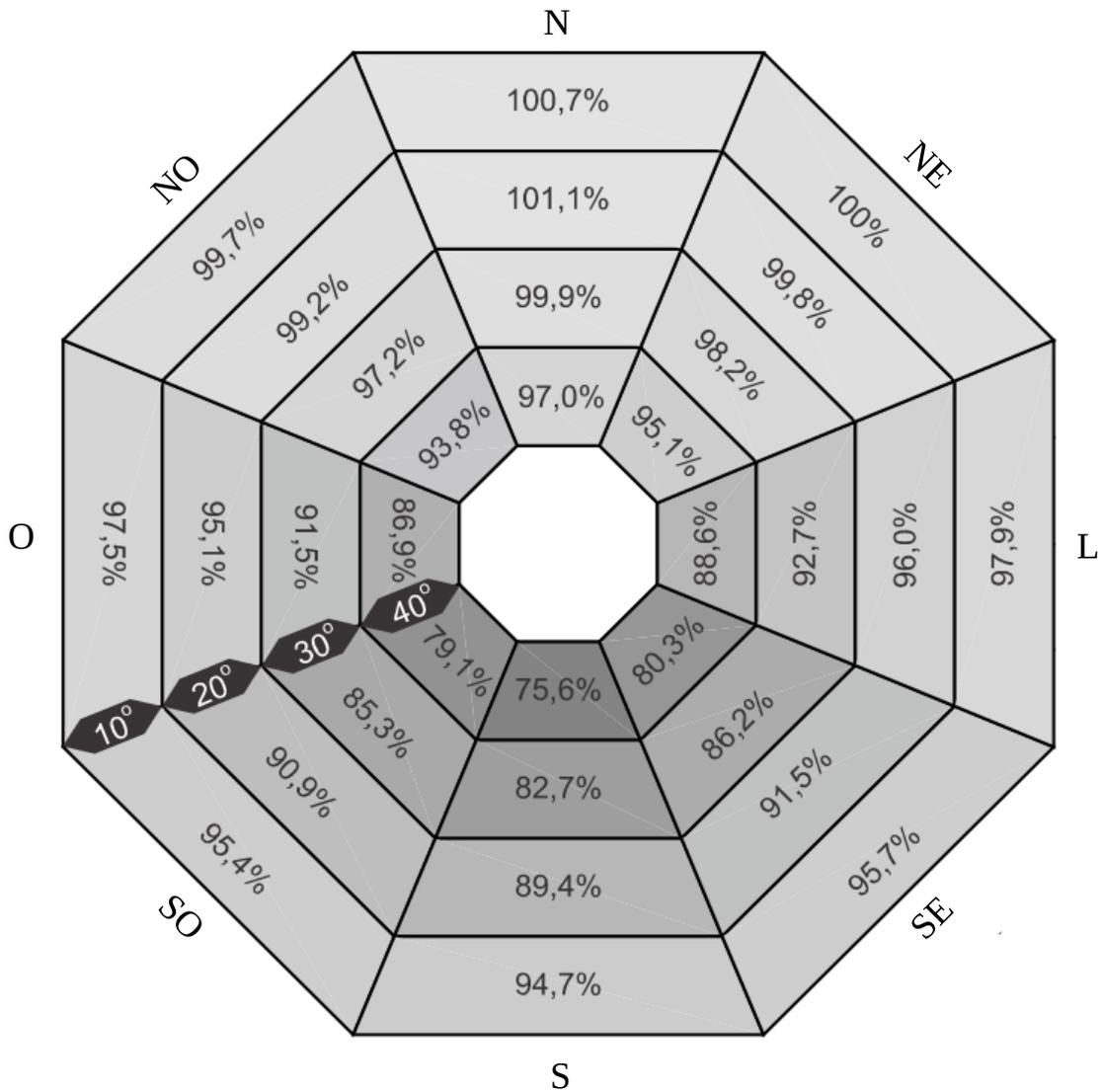
Fonte: Adaptado de Sehnem, Michels e Zimmermann (2018, p. 6).

Tabela 2.4 – Faixa de inclinação com eficiência acima de 95% por diferentes modelos

Modelo	Ângulo de inclinação (graus)
Isotrópico	0 - 45
Hay-Davies	5 - 45
Reindl	≈ 0 - 45
Perez	7 - 50

Fonte: Adaptado de Sehnem, Michels e Zimmermann (2018).

Figura 2.26 – Previsão de produção de energia média anual de módulos fotovoltaicos de silício cristalino por orientação e inclinação em São Martinho da Serra / RS.



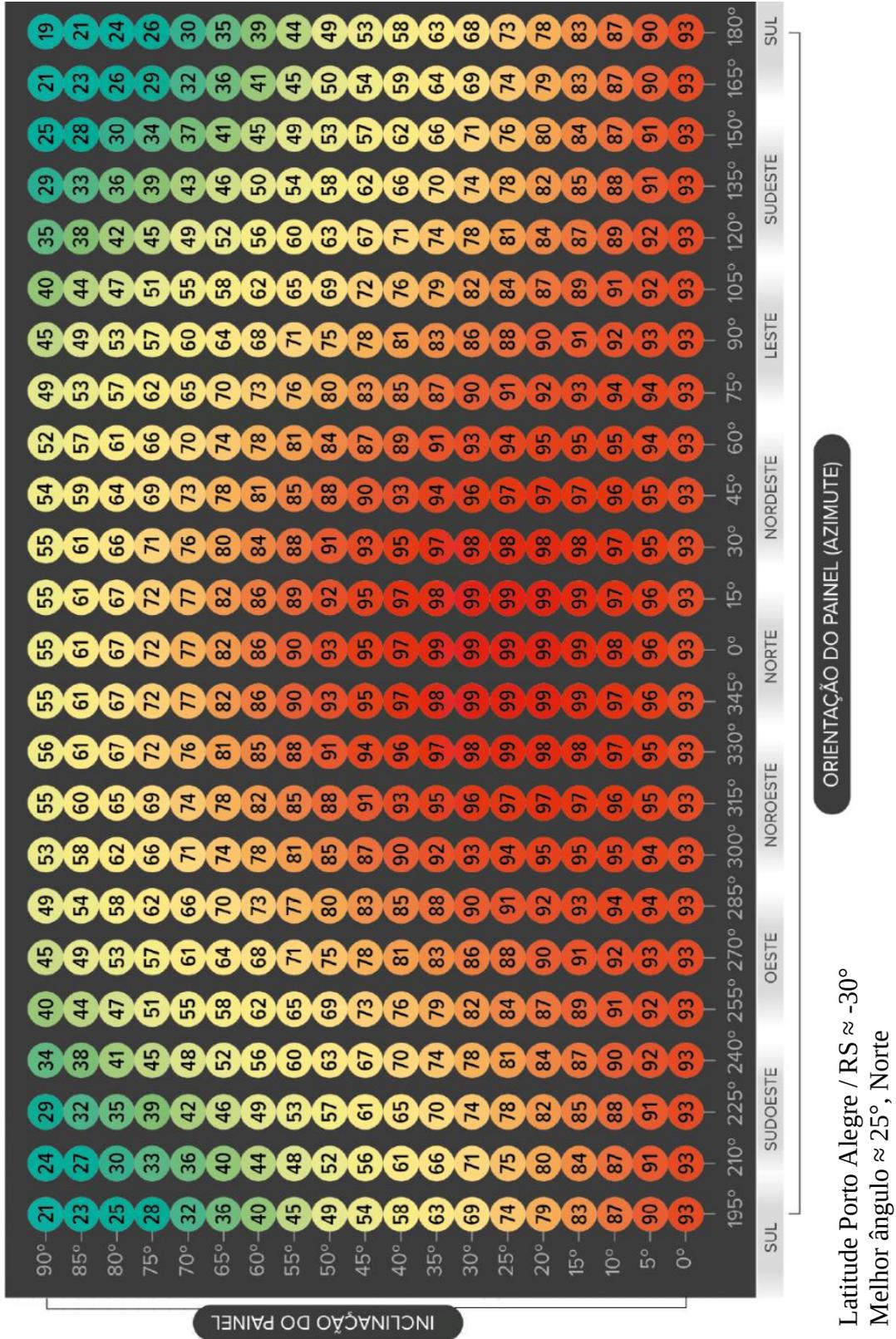
São Martinho da Serra / RS (Latitude: $-29,44^\circ$)

Orientação de referência	Orientação para máxima produção
Inclinação: 29°	Inclinação: 18°
Desvio Azimutal: 0° Norte	Desvio Azimutal: 4° Leste
Produção anual: 215,9 kWh (100%) ¹	Produção anual: 218,6 kWh (101,25%)

Fonte: Adaptado de Reiter (2014, p. 26).

¹ O autor adotou como 100% a produção anual de energia com o módulo fotovoltaico inclinado à latitude local da simulação e com sua face voltada para o Norte geográfico.

Figura 2.27 – Percentual de produtividade fotovoltaica anual em relação à produtividade máxima (ótimo local) em Porto Alegre / RS



Fonte: Adaptado de Secretaria de Minas e Energia (2018, p. 16).

Jacobson e Jadhav (2018) estimaram os ângulos ótimos para todos os países do mundo e compararam com as respectivas latitudes das cidades capitais de cada país. Em parte das suas análises pode-se observar que há muita dispersão nas correlações entre os dois ângulos, não garantindo uma boa representatividade em seu uso nem mesmo com uma equação de terceira ordem.

De acordo com Mamun et al. (2018), a aproximação do ângulo ideal pela latitude local pode estar equivocada para algumas regiões, pois desconsideram-se os fatores que influenciam na radiação solar de cada localidade, como a altitude acima do nível do mar e padrões de cobertura de nuvens. Além disso, a inclinação na qual o módulo estático será instalado deve considerar não somente a irradiação no plano inclinado, mas também o efeito da sujidade em sua superfície.

2.4.2.2 Sujidade em módulos fotovoltaicos

Os custos envolvendo a manutenção da sujidade em módulos fotovoltaicos podem ser elevados dependendo das condições climáticas da região e até mesmo do ambiente ao redor, como indústrias, rodovias, árvores, poeira, etc. Para reduzir os custos em manutenções e perdas na geração por conta da sujidade sugere-se a instalação de módulos com ângulo de inclinação superior a 10° (JACOBSON; JADHAV, 2018; OLIVEIRA; GÓMEZ-MALAGÓN, 2018).

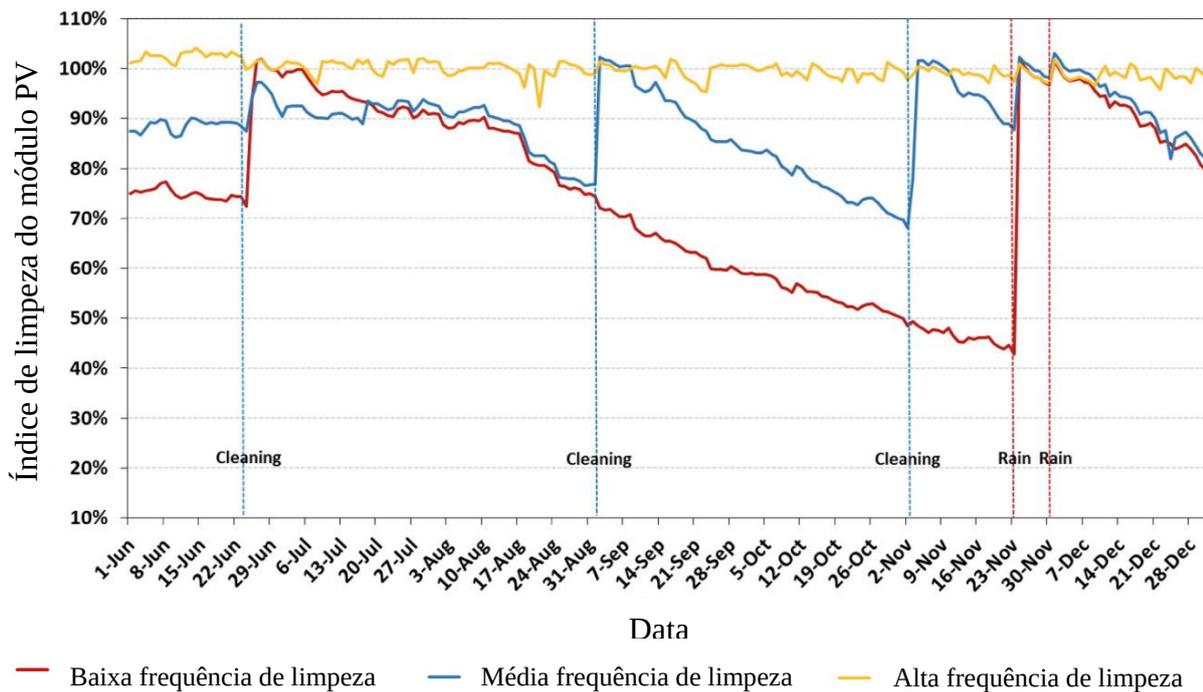
Segundo Júnior, Cruz e Amaral (2018) a falta de uma rotina de manutenção adequada nos módulos fotovoltaicos pode provocar grandes perdas de desempenho, chegando a uma redução média de até 20% pelo acúmulo de sujeiras em seus testes experimentais. Entretanto, os autores enfatizam que não há a necessidade de manutenções em intervalos inferiores a 15 dias, principalmente se for em períodos chuvosos, pois no período quinzenal observaram uma redução de apenas 2% na geração.

Sulaiman et al. (2014) analisaram o efeito que diversas partículas têm sobre o desempenho de um módulo fotovoltaico, e suas conclusões indicam que as partículas opacas são as que mais afetam o desempenho. A areia, o talco e a poeira afetam significativamente a geração, mas sua manutenção é natural com a chuva. O musgo, responsável pela maior redução na geração (até 83%), necessita de manutenção ativa para eliminá-lo completamente. Por fim, as gotículas de chuva pouco interferem no desempenho do módulo PV.

Guo et al. (2015) perceberam uma redução na geração de energia elétrica entre 10 a 20% ao mês devido a deposição de poeira sobre o módulo. Nos testes experimentais realizados pelos autores entre junho e dezembro, ilustrados na Figura 2.28, percebe-se que o conjunto de

módulos com baixa frequência de limpeza apresentam uma perda significativa no índice de limpeza, acarretando em uma perda significativa na geração. Além disso, nota-se em dois momentos que a chuva foi suficiente para restaurar o índice de limpeza dos módulos quando a sujeira era composta principalmente por poeira e não por musgo.

Figura 2.28 – Índice de limpeza dos arranjos de módulos fotovoltaicos com diferentes frequências de limpezas



Fonte: Adaptado de Guo et al. (2015, p. 3).

Babatunde, Abbasoglu e Senol (2018) constataram um aumento médio de 2,5% no desempenho dos módulos após procedimentos de limpeza. Alet et al. (2014) verificaram que mesmo após seis meses da manutenção de limpeza nos módulos há um aumento de 5,9% na geração de energia elétrica. Hammoud et al. (2019) obtiveram um aumento médio na geração, devido a limpeza quinzenal do pó acumulado, em 32,27%. De acordo com Ullah et al. (2019), as perdas de geração por conta da sujeira depositada sobre o painel podem variar de 10 a 40% dependendo da quantidade de sujeira acumulada. Os autores analisaram três usinas fotovoltaicas em locais distintos, e notaram que entre as variações de desempenhos observados, os principais motivos são: orientação, inclinação e local de instalação (telhado e estrutura ao ar livre). Além disso, os autores constataram aumento médio de 2,5% no rendimento dos módulos após procedimento de limpeza.

2.4.2.3 Módulos fotovoltaicos instalados em telhados

Em locais urbanos é muito comum a instalação de módulos fotovoltaicos em telhados ou locais afins pela baixa disponibilidade de áreas mais propícias para sua alocação. Nestes tipos de instalação a temperatura de operação do módulo pode ser influenciada pela distância entre o telhado e a superfície traseira do módulo, o que reduz seu desempenho e vida útil. Entretanto, ao instalar os módulos PVs em estruturas elevadas sobre os telhados horizontais a ponto de garantir certa circulação de ar natural estima-se uma redução de temperatura no telhado de 5,8°C (20%), aproximadamente (SUN et al., 2015).

Poulek et al. (2018) constataram que a instalação no telhado reduz a produção de energia anual em 3 a 5% dependendo do clima. Além disso, os autores registraram temperaturas muito altas em dias quentes, acima de 80°, que pode acelerar sua degradação sem ventilação traseira.

Beutner, Singh, e Stark (2017) expuseram três módulos fotovoltaicos a diferentes espaçamentos entre suas molduras e o telhado onde foram alocados: rente ao telhado, a 10 cm e a 18 cm. O módulo adesivado ao telhado apresentou um aumento de 10 a 15,6°C e redução de 5% na produção de energia elétrica em relação aos outros dois módulos. O aumento na geração entre os módulos afastados do telhado foi de apenas 1,5% para o módulo a 18 cm, com temperatura em torno de 1°C menor. Segundo os autores, na prática as instalações com espaçamentos superiores a 4 cm já garantem uma boa ventilação para redução da temperatura de operação dos módulos PV.

2.4.3 Arrefecimento e aproveitamento térmico

A temperatura de operação do módulo fotovoltaico possui grande influência em seu desempenho para a produção de energia elétrica, bem como pode acelerar sua degradação térmica e, conseqüentemente, reduzir sua vida útil (SANDHYA; STARBELL; WESSLEY, 2015). Colt (2016, p. 1, tradução própria) explana sobre a conversão e aproveitamento térmico relacionado aos módulos PV,

O desempenho de um módulo fotovoltaico (PV) depende fortemente de sua temperatura de operação. A maior parte da energia absorvida por um painel fotovoltaico é convertida em calor que geralmente é perdido. Ao extrair o calor do painel fotovoltaico, é possível melhorar sua eficiência elétrica e a energia térmica extraída pode ser usada em outras aplicações.

A potência térmica coletada pode ser medida através da equação clássica da termodinâmica (2.3).

$$Q_W = \dot{m} \cdot c \cdot \Delta T \quad (2.3)$$

onde: Q_W – potência térmica (W);

\dot{m} – fluxo de massa (kg/s);

c – calor específico (J/kg°C); água = 4.187 J/kg°C;

ΔT – variação da temperatura (°C), dada por ($T_{SAÍDA} - T_{ENTRADA}$);

Os módulos fotovoltaicos com mecanismos de refrigeração são conhecidos e abreviados pela sigla PV-T (ou PVT), derivado do inglês *thermal photovoltaic*. Entre as diversas classificações para estes mecanismos, os mais empregados baseiam-se no tipo de circulação ou fluídos utilizados. Segundo Da Rocha et al. (2014), há dois tipos de circulação: natural ou forçada (ativa). Quanto ao fluído de circulação há múltiplos, sendo os principais: água, ar, refrigerante e tubo de calor. Os dois últimos são os mais eficientes, mas também os mais caros e de difícil manutenção. Desta forma, a água e o ar são os mais empregados, apresentando eficiências muito próximas: elétrica de 9,1% e 8%, respectivamente, e térmica de 42% em ambas. A diferença na eficiência elétrica deve-se a maior taxa de condução de calor da água.

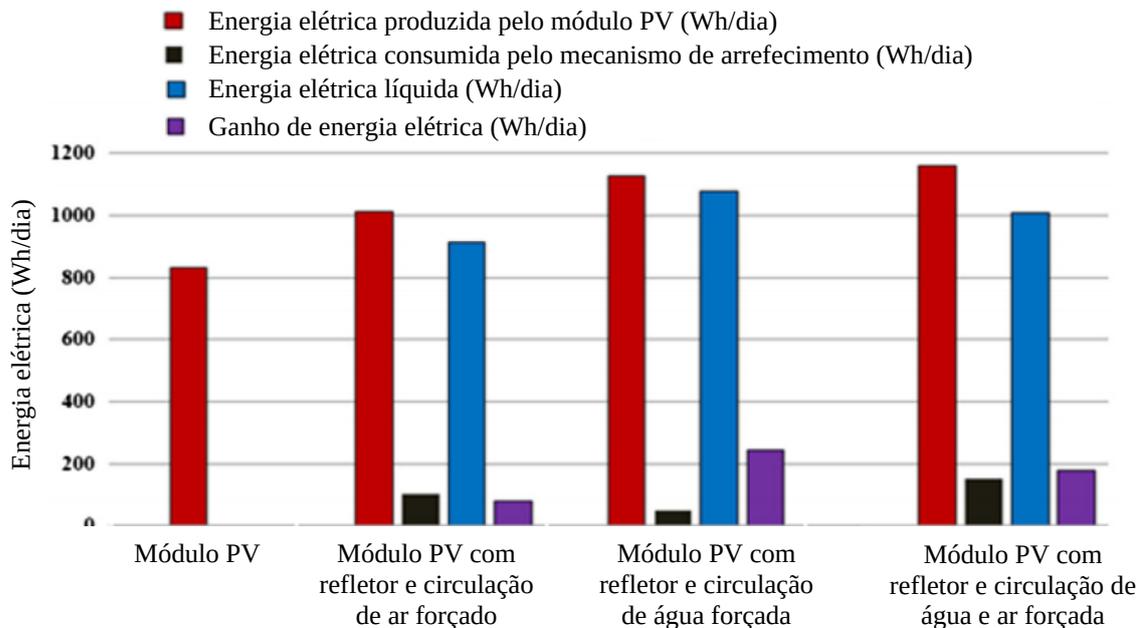
O aumento líquido no desempenho de módulos com arrefecimento em relação aos sem arrefecimento foi de 16,6% no trabalho realizado por Matias et al. (2016), considerando o consumo energético dos mecanismos elétricos e eletrônicos para o arrefecimento. Matias et al. (2016, p. 4, tradução própria) conclui em seu estudo que,

Este trabalho mostra que a diminuição da temperatura de operação do painel, quando submetida a aparatos de refrigeração, é o fator responsável pelo aumento da tensão e, conseqüentemente, pelo aumento da quantidade de energia produzida. Em condições iniciais, sem aparato de refrigeração, o painel fotovoltaico produzia 62Wh e, após usar um fluxo de água de 2 L/min, produzia cerca de 77Wh, um ganho de 24%.

De acordo com o trabalho de Colt (2016), ao empregar um trocador de calor com circulação forçada de água em um módulo PV, diminuiu-se a sua temperatura de operação em 32% (de 50 para 24°C). Na aplicação em questão, correspondeu a um aumento de 12,5% na eficiência elétrica do módulo em dias quentes (considerando também a energia consumida pelos dispositivos de bombeamento d'água). Adicionando a energia térmica adquirida, o ganho energético total é de 25%.

No trabalho proposto por Kabeel, Abdelgaied e Sathyamurthy (2019) confronta-se o módulo PV convencional com outros três sob diferentes técnicas de arrefecimento e refletor plano: circulação de ar forçado, circulação de água forçada, e circulação de água e ar forçados. A Figura 2.29 ilustra os resultados obtidos em seus testes. Nota-se que o arrefecimento que utiliza água, parcialmente ou unicamente, proporciona maior desempenho em relação ao que utiliza somente ar, de 10,7% e 18,1%, respectivamente. A comparação direta das eficiências em relação ao módulo convencional não é válida devido à inserção do refletor solar, que possui forte influência sobre o aumento no desempenho dos módulos.

Figura 2.29 – Energia elétrica envolvida na geração fotovoltaica com refletor solar sob diversas técnicas de arrefecimento



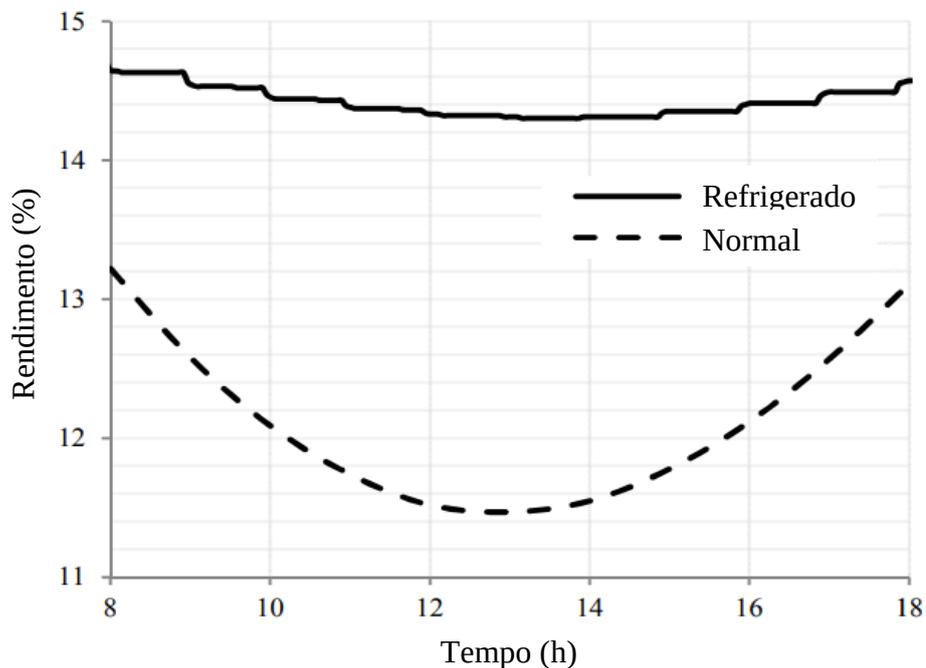
Fonte: Adaptado de Kabeel, Abdelgaied e Sathyamurthy (2019, p. 262).

Mohammed e Abdrahim (2014) implementaram um trocador de calor com circulação ativa de água na traseira de um módulo fotovoltaico que resultou em um aumento de 4,6% no desempenho elétrico em relação ao módulo sem arrefecimento. Além disso, o ganho médio de energia térmica foi de 23%. No trabalho desenvolvido por Fernandes et al. (2014) observou-se que o aumento na geração de energia elétrica do PV-T em relação ao módulo convencional foi de 20% durante um único dia de teste. Seus dados apontaram que, na média, enquanto o módulo PV operou a 65°C o PV-T manteve-se a 31°C com a circulação de água à uma temperatura de

22°C na entrada do módulo, aproximadamente. De acordo com Kianifard, Zamen e Nejad (2020, p. 17, tradução própria), “Um dos parâmetros importantes que afeta o desempenho do sistema é a temperatura do fluido de entrada. As eficiências térmicas e elétricas diminuem cerca de 10% e 1%, respectivamente, quando a temperatura de entrada aumenta de 20°C para 40°C.”

No trabalho de Saada, Kecili e Nebbali (2019), o módulo refrigerado atinge um máximo de 35,8°C enquanto o não refrigerado 87,2°C. Neste momento de máximas temperaturas registrou-se um pico de eficiência elétrica próximo a 25% no módulo refrigerado, conforme a Figura 2.30. Ainda no pico de temperatura, os autores verificaram que a distribuição de calor no módulo refrigerado é quase uniforme, variando de 33 a 39,3°C. A exceção é a área do módulo onde a caixa de conexões elétricas está localizada, Figura 2.31, na qual é feito o contato adequado do trocador térmico com o módulo PV, neste caso atingindo 44,7°C. Como as células fotovoltaicas são conectadas em série, o módulo pode ser significativamente afetado.

Figura 2.30 – Eficiência dos módulos PV com e sem refrigeração

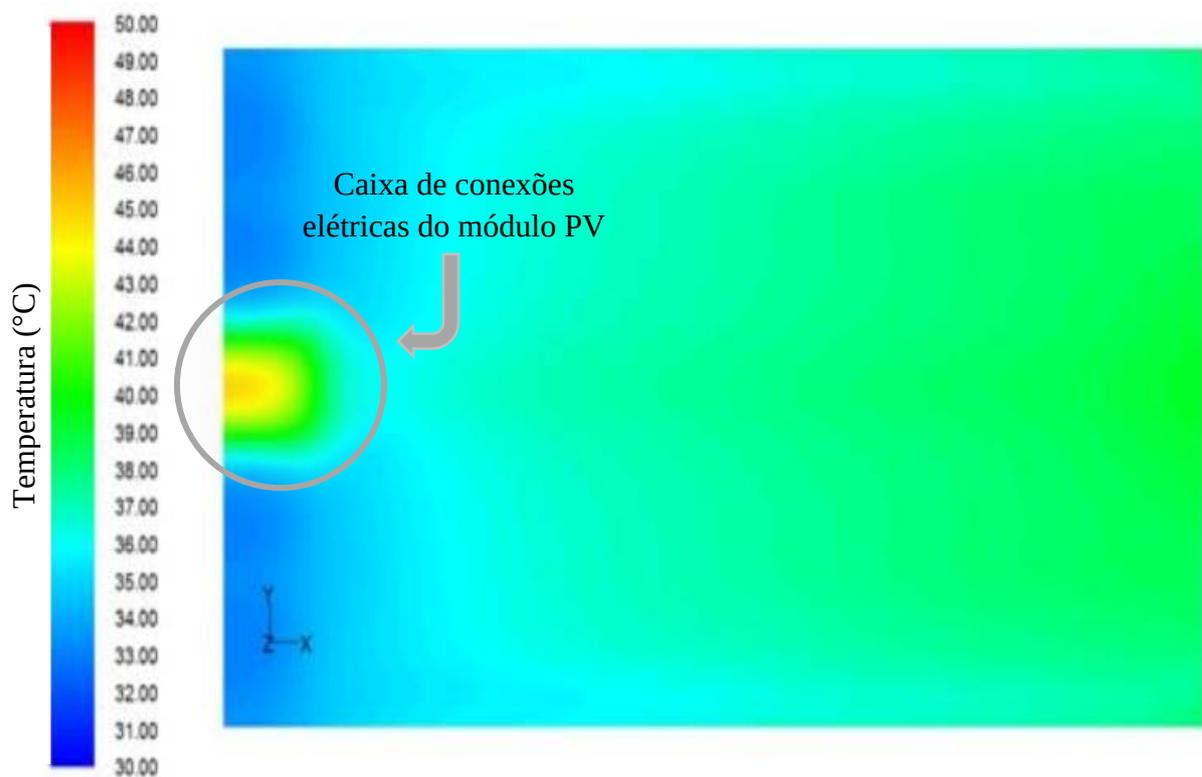


Fonte: Adaptado de Saada, Kecili e Nebbali (2019, p. 3).

Christandonis, Vokas e Skittides (2004) simularam módulos fotovoltaicos com arrefecimento e coletor solar convencional. Como resultado, o desempenho térmico do módulo PV-T foi cerca de 9% inferior ao coletor. O desempenho elétrico do PV-T em relação ao módulo

PV convencional foi 0,9% superior apenas. Sandhya, Starbell e Wessley (2015) utilizaram um arrefecimento diferenciado, que além de refrigerar o módulo também pode reduzir suas sujidades. Os autores refrigeraram um módulo fotovoltaico via borrifador de água, e obtiveram de 2,5 a 3% de melhoria no desempenho. Além disso, os autores comentam que a eficiência do módulo diminui 0,53% para cada acréscimo de grau celsius e que em 5 minutos é possível conduzir o módulo a sua temperatura de operação nominal com uma vazão de 1 L/min.

Figura 2.31 – Imagem térmica da distribuição da temperatura de um módulo PV refrigerado



Fonte: Adaptado de Saada, Kecili e Nebbali (2019, p. 3).

2.4.4 Concentrador solar fotovoltaico

O concentrador solar voltado à tecnologia fotovoltaica, dito CPV (do inglês, *concentrator photovoltaic*), tem muita relação com a sessão 2.2.2, que trata da energia heliotérmica. Ambas aplicações visam a geração mais eficiente de energia elétrica através da energia solar. Enquanto a energia heliotérmica concentra os raios solares para a geração de energia térmica e posterior conversão em energia elétrica, o uso de concentrador fotovoltaico

visa aumentar a concentração de radiação solar no módulo PV para a conversão direta em energia elétrica.

A principal motivação para o uso de concentrador solar em módulos fotovoltaicos é a redução do custo da geração de energia elétrica fotovoltaica por unidade de potência. Isto porque necessita-se de uma área fotovoltaica menor devido ao fator de concentração do CPV, proporcionando uma redução significativa no custo do sistema fotovoltaico (SANGANI; SOLANKI, 2007).

Santos e Costa (2018, p. 3-4) elencam algumas das principais vantagens e desvantagens no uso de concentrador solar fotovoltaico:

- Vantagens:
 - Maior eficiência para radiação direta normal;
 - Menor influência da temperatura;
 - Possibilidade de aproveitamento do calor gerado;
 - Modularidade;
 - Produção diária maior e mais estável devido ao uso de rastreadores solar;
 - Baixo tempo de *payback* energético;
 - Maior potencial para aumento da eficiência;
 - Menor sensibilidade ao custo dos semicondutores.

- Desvantagens:
 - Pouco proveito da radiação difusa;
 - Necessita um sistema de rastreamento para melhor aproveitamento;
 - Manutenção de limpeza frequente;
 - Uso indicado a regiões com elevada incidência de radiação direta;
 - Novas tecnologias sem histórico de produção;
 - Perdas ópticas adicionais;
 - Falta de padronização tecnológica.

Os CPVs podem ser classificados de diversas maneiras, tais como: forma de concentração, nível ou geometria (JIA; ALVA; FANG, 2019). Como há uma variedade muito grande de componentes e tecnologias associadas aos concentradores solares, um agrupamento abrangente é feito quanto ao nível ou fator de concentração (FC). O fator de concentração é definido como a proporção da radiação solar na superfície do concentrador e a incidente no

receptor, ou também como a radiação refletida (concentrador) em relação a radiação normal incidente sobre o módulo. De acordo com Kechiche, Hamza e Sammouda (2019, p. 1) há três classes principais de concentradores quanto ao fator de concentração, conforme a Equação (2.4).

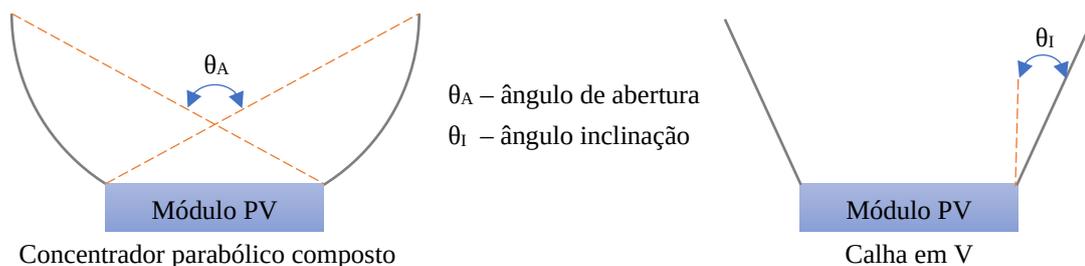
$$FC = \begin{cases} < 10 \text{ vezes,} & \text{baixa concentração} \\ \geq 10 \text{ vezes e } \leq 100 \text{ vezes,} & \text{média concentração} \\ > 100 \text{ vezes,} & \text{alta concentração} \end{cases} \quad (2.4)$$

O autor ainda menciona que é incomum fatores de concentração superiores a 1000 vezes. De acordo com Sangani e Solanki (2007, p. 453, tradução própria),

A alta taxa de concentração impõe restrições rigorosas à célula solar fotovoltaica, dissipação de calor e rastreamento solar. No entanto, é possível usar módulos fotovoltaicos solares disponíveis comercialmente com óptica de baixa concentração [...]. Com base nos conceitos acima, o concentrador calha-V é uma opção atraente para reduzir o preço da energia elétrica fotovoltaica usando células fotovoltaicas solares convencionais.

O concentrador do tipo calha em “V” (CCV) foi confrontado com o concentrador parabólico composto (CPC – do inglês *compound parabolic concentrator*) no estudo de Singh, Sabry e Redpath (2016), conforme a ilustração na Figura 2.32. Os autores concluíram que “O desenvolvimento do concentrador em calha-V deve ser preferido devido à maior produção de energia, menor complexidade, maior uniformidade de iluminação e menores custos de fabricação em relação aos CPCs.” (SINGH; SABRY; REDPATH, 2016, p. 1, tradução própria). Além disso, os resultados destes autores indicaram que a potência elétrica do CCV é 17,2% superior à CPC, sendo que ambas possuem razão de concentração de 2,2 vezes.

Figura 2.32 – Geometria dos concentradores parabólico composto e calha em V

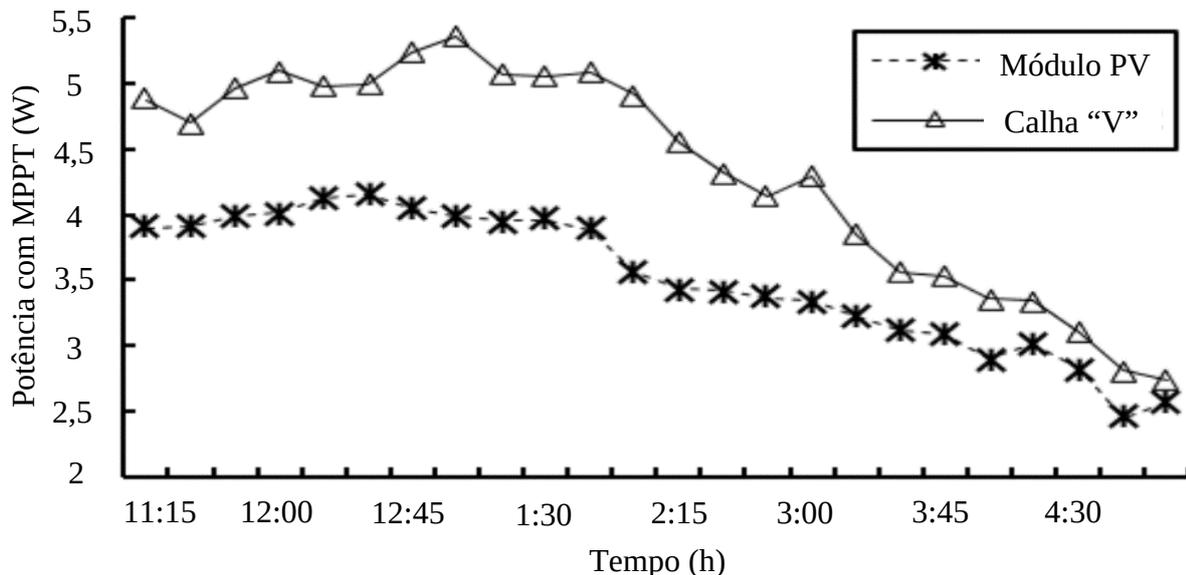


Fonte: Autor.

Sangani e Solanki (2007) compararam a geração de energia elétrica de módulos fotovoltaicos com e sem CCV. O aumento no desempenho foi de 40%. O custo de geração de energia elétrica fotovoltaica por unidade de potência reduziu 24% (de 7,72 para 5,88 \$/W). Reddy et al. (2016) realizaram o mesmo experimento, e os desempenhos de potência elétrica e temperatura na superfície dos módulos fotovoltaicos estão ilustrados na Figura 2.33 e na Figura 2.34, respectivamente. O máximo ganho de potência elétrica instantânea foi de 38%.

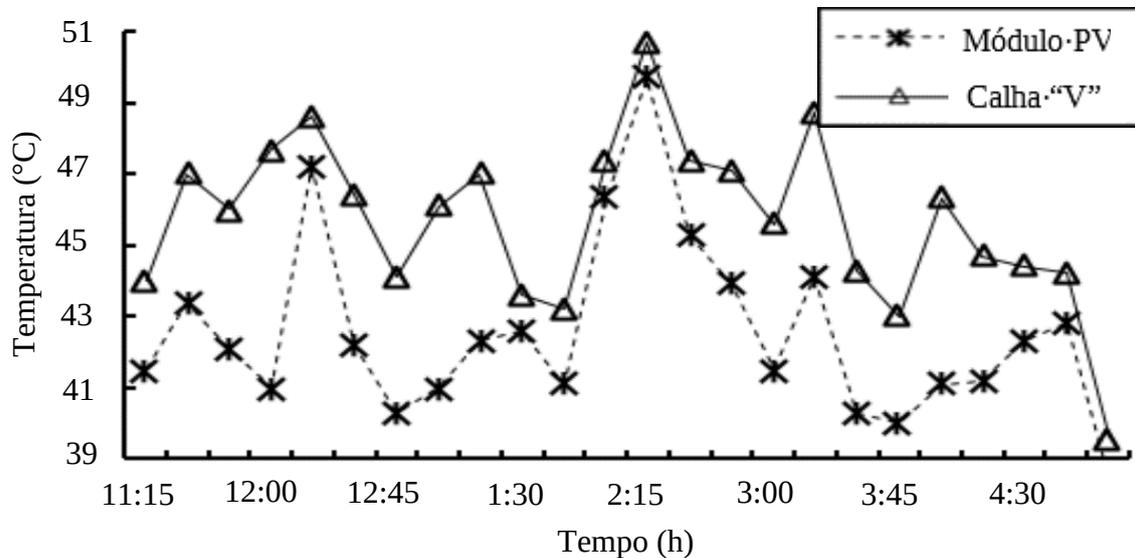
Abella et al. (2005) utilizaram CCV com FC de 2 vezes associado ao rastreador solar de dois eixos em uma planta fotovoltaica de 1,2 MW com o intuito de reduzir o custo da geração de energia elétrica. Os resultados apontaram ganhos de irradiação incidente e potência máxima de 1,95 e 1,5 vezes, respectivamente. Mohring e Gabler (2002) utilizaram CCV com FC de 2 vezes e obtiveram um aumento na geração de energia elétrica entre 1,5 e 1,7 vezes. Ao utilizar rastreamento solar em dois eixos obteve um incremento na geração entre 1,25 e 1,30 vezes. Quando juntaram os dois sistemas, o desempenho alcançou 1,8 a 2,2 vezes. Faiman et al. (2003) constataram um aumento de irradiação incidente de 57% e 23% nos módulos fotovoltaicos com rastreamento em um eixo (Leste-Oeste) com e sem CCV, respectivamente.

Figura 2.33 – Comportamento da potência elétrica com e sem concentrador solar



Fonte: Adaptado de Reddy et al. (2016, p. 5).

Figura 2.34 – Variação da temperatura na superfície do módulo PV com e sem concentrador



Fonte: Adaptado de Reddy et al. (2016, p. 3).

O aumento da irradiação solar sobre o módulo fotovoltaico melhora consideravelmente seu desempenho elétrico. Entretanto, o uso de concentrador solar também aumenta a temperatura de operação do módulo, que tende a reduzir sua eficiência elétrica e vida útil (KECHICHE; HAMZA; SAMMOUDA, 2019). Entretanto, o uso combinado de concentradores e dispositivos de refrigeração tendem a ser muito promissores e com aumento significativo da eficiência térmica (JIA; ALVA; FANG, 2019).

Baig et al. (2018) implementaram um CCV com arrefecimento, o que incrementou a produção de energia elétrica em 35% na média, com valor máximo de 63%. Bahaidarah, Tanweer e Gandhidasa (2013) utilizaram um CPC com FC de 2,3 vezes e arrefecimento ativo, e obtiveram um aumento na geração de energia elétrica fotovoltaica de 49,4%. Zhang et al. (2019) confrontaram a geração de energia elétrica e térmica de módulos PV com rastreamento solar e arrefecimento a outro que ainda contempla o CPC com FC de 4 vezes. Os resultados mostraram que os incrementos nas gerações elétrica e térmica ao implementar o CPC foi de três e duas vezes, respectivamente. Os autores ainda complementam que se o objetivo for aumentar o desempenho térmico, o concentrador solar de baixa concentração não é adequado; mas sim, se o objetivo for melhorar o desempenho elétrico.

2.5 RESUMO DO CAPÍTULO

Neste capítulo foi realizada uma revisão bibliográfica sobre o aumento da participação de energias renováveis no mercado de energia elétrica com ênfase na fonte solar para a geração de energia elétrica através de módulos fotovoltaicos. Foi estudada a tecnologia fotovoltaica, desde seu princípio de funcionamento e principais características até as eficiências de conversão de células em pesquisas e de módulos fotovoltaicos comerciais.

Reuniram-se, também, pesquisas que buscam melhorar o rendimento de módulos fotovoltaicos sem manipular a tecnologia fotovoltaica, mas aprimorando suas condições de operação com destaque para os meios que proporcionem o aumento da irradiação incidente sobre o módulo e a redução de sua temperatura de operação. Os métodos abordados foram o rastreamento solar em um e dois eixos, ângulos de posicionamentos de módulos fixos, arrefecimento dos módulos para a redução da temperatura do módulo e aproveitamento térmico, e concentradores solares com placas planas.

Caracterizaram-se os rastreadores solares em um eixo e em dois eixos segundo seus tipos de rotação em relação a superfície e verificou-se o incremento no desempenho dos módulos fotovoltaicos que essas tecnologias proporcionam pelo aumento da perpendicularidade de incidência da irradiação solar sobre os módulos. Entretanto, como os resultados de desempenhos energéticos apresentaram muitas oscilações reuniram-se diversas variáveis que podem influenciar no aumento de geração de cada configuração. Levantaram-se, também, a influência dos passos de atuação dos mecanismos de rastreamento solar no desempenho dos módulos fotovoltaicos, assim como do uso de rastreamento em dias de céu nublado.

Reuniram-se, ainda, pesquisas que avaliam o desempenho anual de módulos fotovoltaicos com ângulos fixos de instalação com a perspectiva de averiguar a geração dos módulos com orientações igual a latitude de cada região e ao ângulo ótimo, que proporcionará a máxima geração de energia elétrica anual. Além disso, nesta revisão bibliográfica apresentaram-se a influência das sujidades no desempenho dos módulos PVs e o impacto na geração de energia elétrica dos módulos em instalações sobre telhados ao aumento de sua temperatura de operação.

Apresentaram-se estudos sobre uso de arrefecimento e aproveitamento térmico em módulos fotovoltaicos convencionais. Por fim, reuniram-se pesquisas a respeito de implementações de concentradores solares fotovoltaicos, suas vantagens e desvantagens e aumento de desempenho dos módulos fotovoltaicos.

3 CENTRAL EXPERIMENTAL FOTOVOLTAICA

Para maximizar a geração de energia elétrica dos módulos fotovoltaicos à parte de seus aspectos construtivos, o Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência – CEESP da Universidade Federal de Santa Maria – UFSM, em uma parceria com a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, desenvolveu uma Central Experimental Fotovoltaica - CEF. Esta central foi elaborada para a realização de testes e pesquisas com a inserção de novas tecnologias junto ao módulo PV convencional, analisando a viabilidade técnica destas configurações, suas vantagens e desvantagens.

A CEF está em operação há mais de um ano, realizando diversos testes experimentais. Entretanto, maior parte de seu desenvolvimento esteve contido de forma predominante no período de pesquisa desta dissertação, demandando parcela significativa de atividades integralmente concentradas em sua finalização. Portanto, ao apresentar esta central como parte essencial para estabelecer as condições físicas e operacionais nas quais os testes e pesquisas foram submetidos, também são detalhadas as suas principais características como parcela dos resultados finais deste trabalho.

A apresentação da CEF está feita em três momentos principais. O primeiro aborda as características mecânicas e construtivas do protótipo, como os concentradores solares, distanciamentos entre os módulos PVs e entre as estruturas, movimentador do rastreador solar e arrefecimento. O segundo momento trata das grandezas controladas e monitoradas quanto ao rastreador solar, refrigeração e medição da geração dos módulos PVs. Por fim, apresentam-se as validações práticas destes dispositivos em operação.

3.1 CARACTERÍSTICAS MECÂNICAS E CONSTRUTIVAS

A Central Experimental Fotovoltaica do CEESP está situada no Campus Sede da UFSM e é composta por 48 unidades de módulos fotovoltaicos policristalinos, totalizando a capacidade instalada máxima de 12,24 kW_p. Os principais dados técnicos dos módulos estão elencados na Tabela 3.1. Os 48 módulos PVs estão distribuídos em 4 estruturas individuais, com 6 pares de arranjos tecnológicos distintos em cada uma, conforme a ilustração da Figura 3.1.

Entre as tecnologias empregadas na CEF, duas delas são os concentradores solares com espelhos planos e o arrefecimento dos módulos fotovoltaicos com condicionamento via circulação de água geotérmica ou armazenamento d'água (aproveitamento térmico). Na Figura 3.1, a ilustração dos módulos fotovoltaicos com abas laterais largas de cor cinza

representa os concentradores e as bordas de cor azul representam os módulos com arrefecimento. Além destas, outra tecnologia agregada na CEF foi o rastreamento solar.

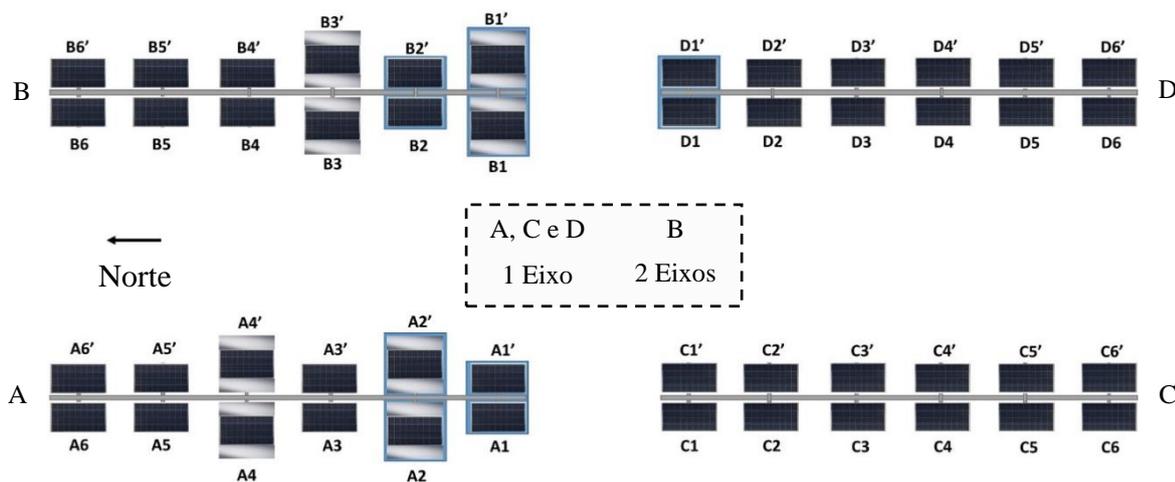
Tabela 3.1 – Características técnicas do módulo fotovoltaico CS6P-255P ¹

Característica	Descrição
Máxima Potência (P_m)	255 W
Voltagem de Máxima Potência (V_m)	30,2 V
Corrente de Máxima Potência (I_m)	8,43 A
Voltagem de Circuito Aberto (V_{oc})	37,4 V
Corrente de Curto-Circuito (I_{sc})	9,0 A
Temperatura de operação	-40°C a 85°C
Eficiência do Módulo	15,85%
Número de células	60
Coeficiente de Temperatura da Potência (P_m)	-0,43%/°C
Coeficiente de Temperatura da Corrente (I_{sc})	0,065%/°C
Coeficiente de Temperatura da Voltagem (V_{oc})	-0,34%/°C
Temperatura Nominal de Operação de Célula (TNOC/NOCT)	45±2°C

Fonte: Adaptado de CanadianSolar (2013).

¹ Condições de teste padrão (STC): irradiância de 1000 W/m², espectro AM 1,5 e temperatura da célula de 25°C.

Figura 3.1 – Topologias implementadas na Central Experimental Fotovoltaica



Fonte: Adaptado de Miotto (2019, p. 60).

A Figura 3.2 e a Figura 3.3 apresentam diferentes vistas da Central Experimental Fotovoltaica em plena operação e distintos experimentos em curso. Notam-se as diferentes condições de operação de cada par de configuração diante dos diversos ângulos de inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos, bem como da inserção de arranjos combinatório de tecnologias ao módulo fotovoltaico convencional conforme ilustrado na Figura 3.1.

Figura 3.2 – Estruturas fixas e com rastreamento solar em um e em dois eixos



Fonte: Autor.

Figura 3.3 – Módulos fotovoltaicos fixos em diferentes ângulos de orientação e inclinação



Fonte: Autor.

Cada par de módulos fotovoltaicos possui diferentes pontos de operação em relação aos demais devido à influência das tecnologias usadas nos arranjos para a geração de energia elétrica dos módulos. Portanto, para adequar os níveis de tensão e frequência dos módulos fotovoltaicos aos da rede de distribuição e, principalmente, realizar o rastreamento do ponto de máxima potência – (MPPT) individual de cada módulo foi necessário o uso de microinversores. O arranjo de módulos PVs sob um mesmo MPPT inviabilizaria o confronto entre as diferentes configurações, pois a operação de um módulo influenciaria na geração dos outros. As principais características técnicas dos microinversores utilizados estão listadas na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Características técnicas do microinversor MI-500

Característica	Descrição			
<i>Dados da entrada (DC)</i>				
Faixa de tensão MPPT (V)	27 a 48			
Faixa de tensão de operação (V)	16 a 60			
Tensão máxima (V)	60			
Corrente máxima (A)	10,5			
<i>Dados de saída (AC)</i>	<i>208 V</i>	<i>220 V</i>	<i>230 V</i>	<i>240 V</i>
Potência nominal (W)	500	500	500	500
Corrente nominal (A)	2,40	2,27	2,17	2,08
Faixa para tensão nominal (V)	180 a 275	180 a 275	180 a 275	180 a 275
Frequência nominal / intervalo (Hz) ¹	60 / 58 a 62	50 / 45 a 55	50 / 45 a 55	60 / 58 a 62
Fator de potência	> 0,99	> 0,99	> 0,99	> 0,99
Distorção harmônica da corrente (%)	< 3	< 3	< 3	< 3
<i>Dados gerais</i>				
Eficiência de pico do inversor (%)	96,70			
Eficiência ponderada CEC (%)	96,50			
Eficiência nominal MPPT (%)	99,80			
Temperatura ambiente (°C)	-40 a +65			
Temperatura de operação (°C)	-40 a +85			
Dimensões [L × L × A] (mm)	250 * 180 * 28			
Massa (kg)	3,00			
Resfriamento	Convecção natural			

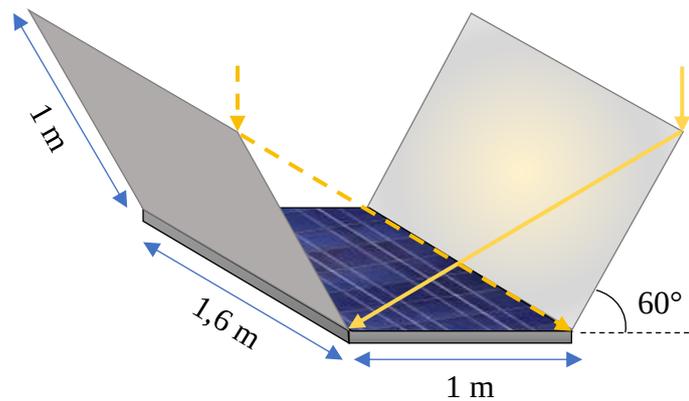
Fonte: Adaptado de Hoymiles (2020).

¹ O microinversor utilizado possui frequência nominal de operação de 60 (57,5 a 62,5) Hz para 220 V.

3.1.1 Concentrador solar plano

Para a concepção do concentrador solar plano utilizou-se chapas de inox polido, que garantem uma alta refletância e resistência mecânica, além de serem de fácil instalação quando comparados aos espelhos de vidro. Os procedimentos para o projeto das dimensões e inclinações das chapas estão detalhados em Gonzatti et al. (2017). A área de cada espelho foi dimensionada para que ele direcione uma área solar equivalente a 50% da área do módulo PV, dobrando a irradiação solar incidente. Este valor é obtido adotando as mesmas dimensões dos módulos fotovoltaicos para as chapas e as inclinando à 60° em relação à horizontal, Figura 3.4. Desta forma, o concentrador solar encontra-se muito próximo ao ponto de máximo aproveitamento do Sol com a mínima área de concentrador estipulado por Gonzatti et al. (2017).

Figura 3.4 – Dimensão e inclinação do concentrador solar plano (vista frontal)

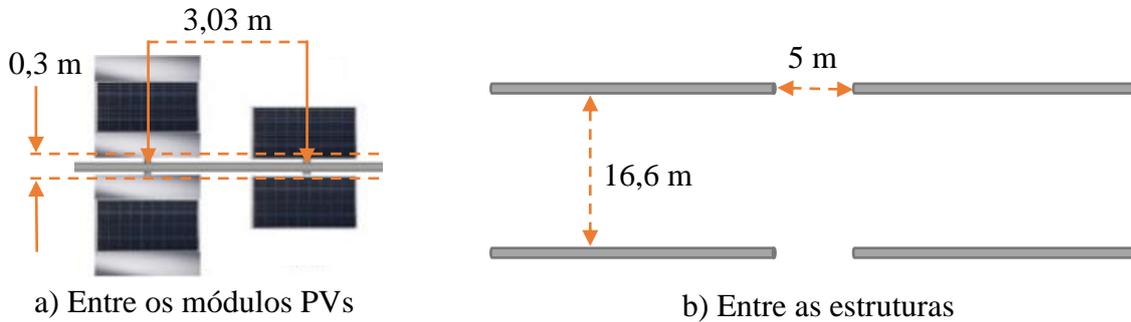


Fonte: Autor.

3.1.2 Distanciamentos entre os módulos PVs e entre as estruturas

O desenvolvimento teórico é minuciosamente detalhado em Gonzatti et al. (2017) a respeito das distâncias entre os módulos PVs instalados sobre uma mesma estrutura e entre as estruturas no sentido Leste-Oeste e Norte-Sul de modo a evitar sombreamentos. Considerando o uso de módulos fotovoltaicos com espelhos planos, em que as sombras assumem maiores proporções em área, seus distanciamentos estão representados na Figura 3.5.

Figura 3.5 – Distanciamento obtido entre dispositivos da CEF

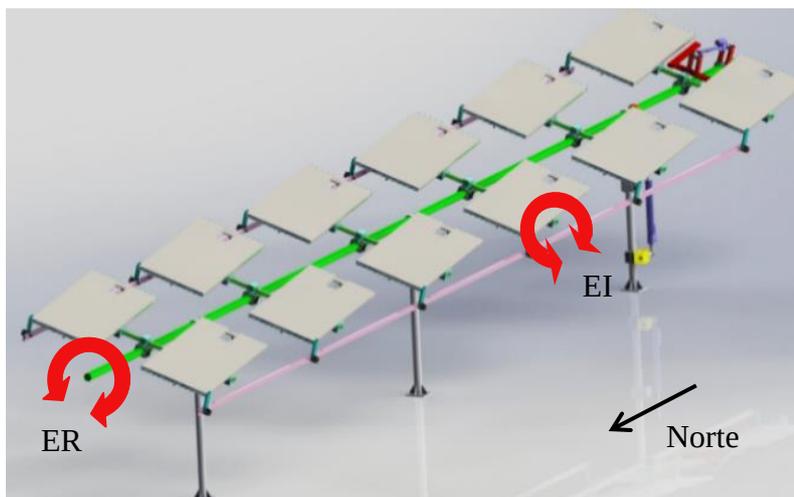


Fonte: Autor.

3.1.3 Movimentador

O rastreamento do Sol no sentido Leste-Oeste, dito Eixo de Rotação (ER), está automatizado em todas as 4 estruturas para atuações independentes em cada uma delas. O rastreamento no sentido Norte-Sul, dito Eixo de Inclinação (EI), é automático e igual para todos os módulos PVs de uma estrutura (B), similar a ilustração da Figura 3.6, enquanto que nas demais os ajustes são manuais para cada par de módulos através de barras roscadas.

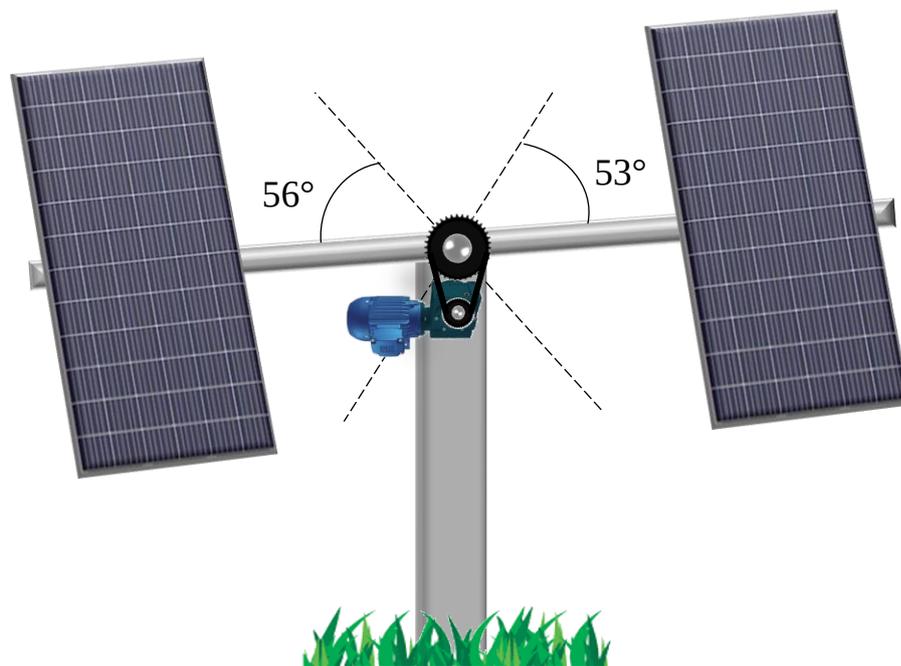
Figura 3.6 – Mecanismo para movimentação dos módulos PVs em dois eixos



Fonte: Adaptado de Kuhn et al. (2017, p. 2).

O mecanismo individual que cada estrutura possui para movimentá-las no ER é composto por uma engrenagem fixa ao eixo central (eixo de cor verde na Figura 3.6), com relação de 3,174:1, unida ao motorreductor por uma correia de transmissão, conforme a ilustração da Figura 3.7. O motorreductor, com dados técnicos elencados na Tabela 3.3 possui relação de 12.251:1 e torque nominal de 840 Nm. A relação total deste conjunto é de 38.884:1 e torque de 2.520 Nm, sendo 1.005 Nm o torque necessário para movimentar a estrutura.

Figura 3.7 – Detalhe de acoplamento do conjunto motorreductor à estrutura de movimentação



Fonte: Autor.

Tabela 3.3 – Dados técnicos do conjunto motorreductor e motor

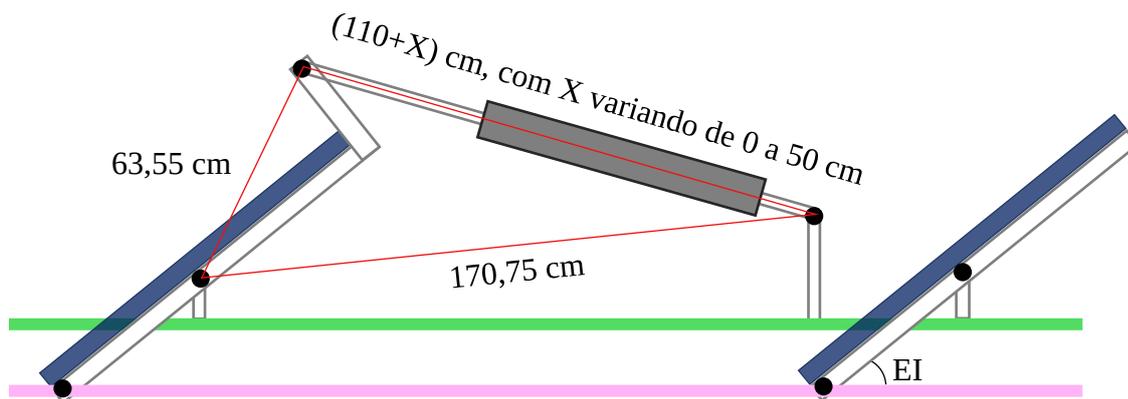
Motorreductor		Motor Trifásico	
Torque Nominal (Nm)	840	Tensão (V)	220/380-440
Redução Exata	12251:1	Moto-Freio (V)	220
Rendimento (%)	89	Potência (W)	120
		Número de polos	4

Fonte: Autor.

Os limites de atuação do ER são de -53° e 56° , decorrentes das restrições mecânicas que a estrutura impõe (haste cor rosa na Figura 3.6). Desta forma, o motor necessita de 11.773 voltas para percorrer a amplitude de 109° , ou 108 voltas por grau. Todas as estruturas possuem sensores de fim-de-curso que cessam imediatamente a alimentação do motor quando acionados, garantindo a integridade física dos dispositivos em caso de falha na comunicação, operação externa inadequada, ou falha adversa.

Excepcionalmente, a estrutura “B” da Figura 3.1 possui movimentação automática em dois eixos. Portanto, além dos mecanismos para movimentação no ER a estrutura também possui atuação no EI, realizada por meio de um atuador linear. O acoplamento do atuador linear com a estrutura e os módulos fotovoltaicos estão ilustrados na Figura 3.8, e os dados técnicos estão descritos na Tabela 3.4.

Figura 3.8 – Detalhe do mecanismo para movimentação do EI com o atuador linear



Fonte: Autor.

Tabela 3.4 – Dados técnicos do atuador linear

Descrição	Valor
Tensão (V_{CC})	12
Corrente máxima (A)	15
Curso da haste (mm)	500
Carga dinâmica (N, mm/s)	4500, 15
Sensor de posição	Potenciômetro linear
Modelo	DA12-20B65M50-M0NPO

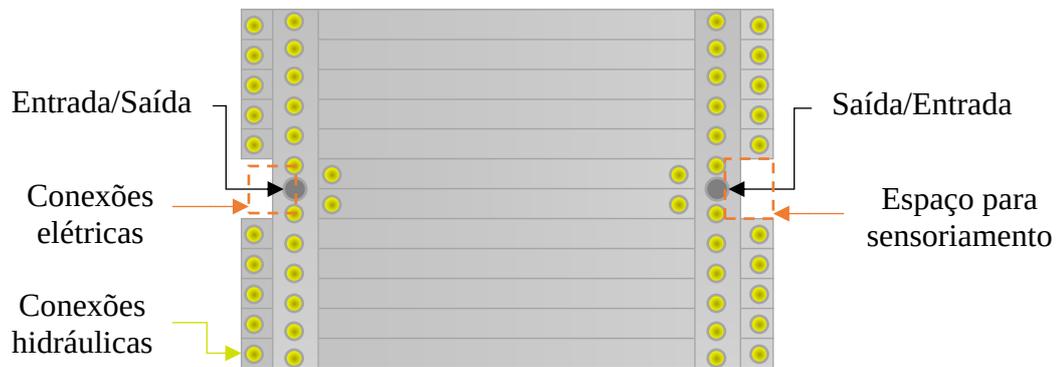
Fonte: Adaptado de Thomson (2015).

A variação da inclinação angular dos módulos está entre 2 e 51° devido ao curso da haste do atuador linear ser de 500 mm. A transmissão de movimento do atuador para os módulos é realizada pela haste de cor rosa na Figura 3.8. Além disso, neste eixo de atuação também há sensores de fim-de-curso para segurança operacional dos dispositivos.

3.1.4 Arrefecimento

O arrefecimento dos módulos fotovoltaicos foi realizado por meio da circulação de água no interior de tubos retangulares de alumínio acoplados por contato direto no verso dos módulos. A Figura 3.9 ilustra a composição do trocador de calor projetado. Cada tubo horizontal do trocador de calor conta com duas conexões rápidas, e conforme a ligação entre os tubos horizontais e verticais pode-se configurar diferentes estratégias de circuitos de fluxo d'água, como série ou paralelo. Na conexão em paralelo pode ocorrer variações no fluxo de água se os módulos estiverem inclinados no ER e, portanto, adotou-se a configuração série para garantir fluxo de água contínuo por todos os tubos. Como as configurações estão instaladas em pares iguais, a circulação entre os dois módulos PVs também é em série.

Figura 3.9 – Trocador térmico dimensionado para a parte traseira dos módulos fotovoltaicos



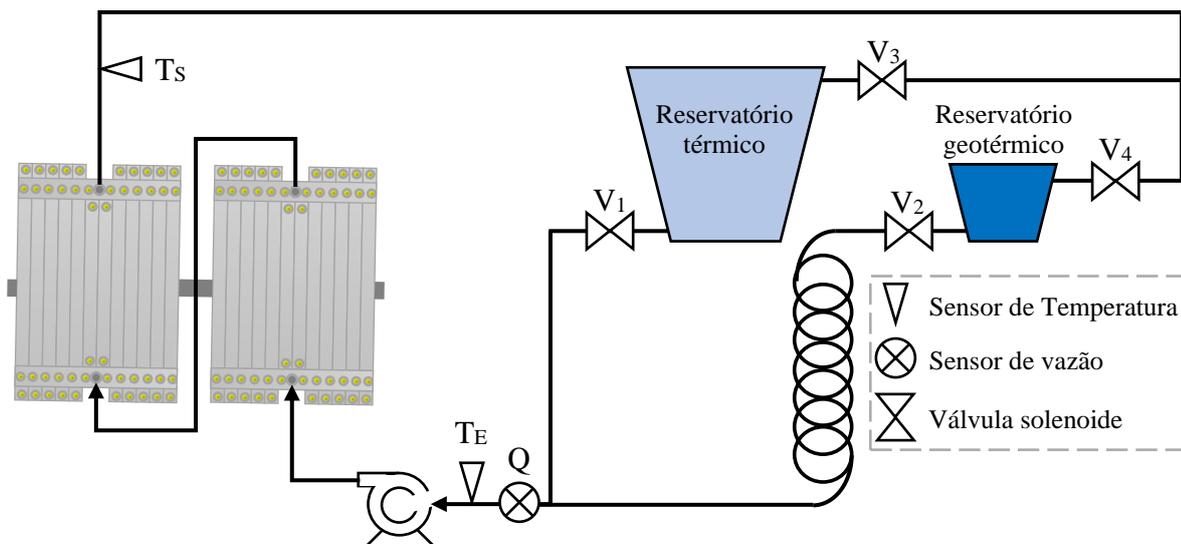
Fonte: Autor.

Um grande problema ao utilizar módulos convencionais para a adaptação de trocadores de calor deve-se a existência de uma caixa de conexões elétricas, na parte traseira dos módulos, que impossibilita o acoplamento uniforme do trocador em todas as superfícies das células do módulo. Com isto, o desempenho elétrico do módulo convencional é comprometido em relação ao uso de trocadores que estão em contato com toda a superfície do módulo, como mencionado na sessão 2.4.3, especificamente a Figura 2.31. Diante do fato incontornável para este tipo de

módulo PV, decidiu-se determinar também uma área equivalente na outra extremidade do trocador para a instalação de um sensor de temperatura no módulo.

As propostas de uso do trocador térmico foram para o arrefecimento do módulo fotovoltaico com energia geotérmica ou com o aproveitamento térmico da água para outros fins (residencial ou empresarial), conforme a ilustração da Figura 3.10. O primeiro visa somente a redução da temperatura de operação do módulo fotovoltaico e o segundo propõe além da refrigeração do módulo o aproveitamento térmico da água aquecida. O circuito geotérmico é composto por 700 m de mangueira de polietileno enterradas a uma profundidade de 3,5 m da superfície do solo. Além disso, usou-se um reservatório d'água com capacidade de 0,25 m³, utilizado como *buffer* para suprir as perdas no circuito. O reservatório do circuito de armazenamento térmico possui capacidade de 5 m³.

Figura 3.10 – Circuito com circulação de água para arrefecimento dos módulos



Fonte: Autor.

A seleção entre a circulação de água pela tecnologia geotérmica ou armazenamento térmico ocorre pelo acionamento de válvulas solenoides; o fluxo de água é forçado por uma motobomba dedicada a cada par de módulos PVs. As principais características técnicas das motobombas estão elencadas na Tabela 3.5. Além disso, monitoram-se as temperaturas da água na entrada e na saída dos trocadores de calor e as temperaturas dos módulos fotovoltaicos.

Tabela 3.5 – Dados técnicos da motobomba

Descrição	Valor
Tensão (V_{CC})	12
Corrente ($A / A_{MÁX}$)	6 / 10
Pressão máxima (PSI / bar)	60 / 4,2
Vazão máxima (L/min)	11,5
Tipo	Pressurização
Pressurização	Diafragma
Ciclo de trabalho	Contínuo
Modelo	SFDP1-030-060-51

Fonte: Adaptado de Seaflo (2017).

3.2 COMUNICAÇÃO, GRANDEZAS MANIPULADAS E CONTROLE

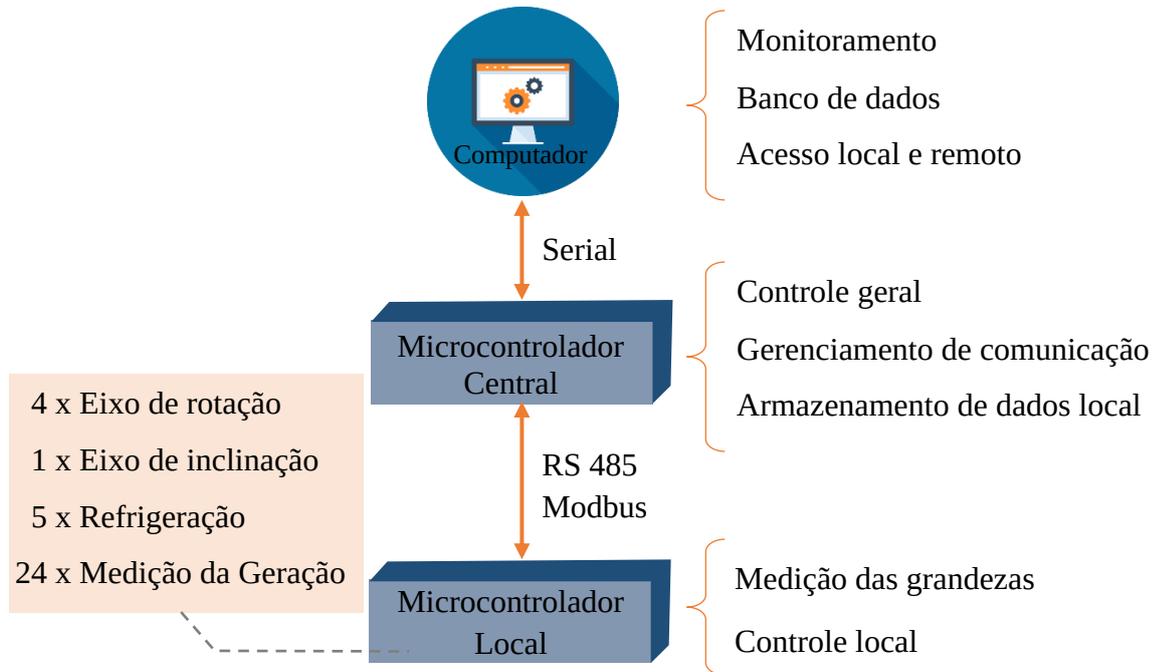
As variáveis monitoradas em centrais fotovoltaicas convencionais limitam-se às grandezas elétricas por não possuírem outros dispositivos acoplados à tecnologia PV. Entretanto, em uma central que possua rastreador solar e refrigeração dos módulos surgem diversas outras variáveis de interesse para serem monitoradas e/ou controladas. Torna-se, portanto, fundamental a criação de protocolos de comunicação entre os diversos dispositivos que compõem a central, como microcontroladores, sensores, atuadores, etc. O detalhamento completo do protocolo e das regras de comunicação que garantem a interação e operação confiáveis entre os dispositivos para esta central estão descritos na dissertação de mestrado de Miotto (2019).

A fundamentação da comunicação entre os dispositivos da CEF está ilustrada na Figura 3.11, sendo o barramento RS485 e o protocolo Modbus a principal interface entre eles. Os Microcontroladores Locais – MLs estão instalados próximos aos locais de monitoramento e atuação, adquirindo dados de interesse e/ou necessários para o controle local dos dispositivos. Os dados coletados pelos MLs são reportados ao Microcontrolador Central – MC por ser o dispositivo responsável pelo controle de todas as funções da CEF, tais como cálculos da posição solar, vazão de arrefecimento, gerenciamento da comunicação, entre outros.

Além das atividades cruciais que o MC possui, ele também envia as informações com menor periodicidade à um computador localizado no laboratório da CEF. Neste computador há um supervisor para monitoramento das variáveis de geração, rastreamento e arrefecimento da CEF. Este dispositivo também possui a função de servidor, armazenando todos os dados

coletados. Além disso, por meio deste computador realizam-se as modificações diretas ao microcontrolador central da CEF, local ou remotamente via Internet.

Figura 3.11 – Comunicação entre microcontroladores e suas funcionalidades



Fonte: Autor.

As sessões a seguir apresentam as variáveis monitoradas, a forma como comunicam-se com os MLs e como são realizados os controles dos dispositivos da CEF em cada uma das classes de microcontroladores locais. Inicialmente, apresentam-se a operacionalidade dos rastreadores solares, seguidos pela refrigeração e geração (medição de tensão, corrente e temperatura dos módulos fotovoltaicos).

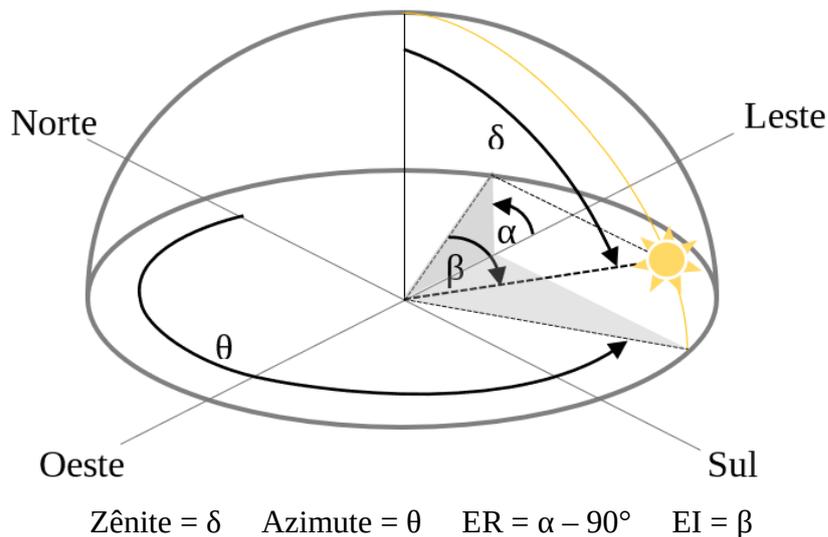
3.2.1 Rastreador solar

Entre as metodologias disponíveis para rastrear a posição do Sol descritas na sessão 2.4.1 utilizou-se o método de data e hora para a central experimental fotovoltaica, pois permite determinar a posição do Sol em relação à um ponto na Terra a cada instante usando apenas um conjunto de equações. A Administração Oceânica e Atmosférica Nacional (National Oceanic and Atmospheric Administration - NOAA) dos Estados Unidos, a equacionaram a partir da

data, horário e posições globais: latitude e longitude (NOAA, 2010), resultando nos valores dos ângulos de azimute e zênite do Sol para qualquer horário, dia e ano.

A movimentação dos módulos PVs da CEF foi desenvolvida para o deslocamento físico rotacional de dois eixos, um no sentido Norte-Sul (EI) e outro no sentido Leste-Oeste (ER). Esta movimentação pode ser interpretada em coordenadas polares ou pseudo-azimutal, enquanto que os ângulos resultantes do algoritmo de NOAA (2010) referem-se a coordenadas esféricas ou azimutal, Figura 3.12. O desenvolvimento teórico da relação entre estes ângulos pode ser acompanhado em Miotto (2019) que resultam em (3.1) e (3.2).

Figura 3.12 – Conversão dos ângulos Zênite e Azimute para ER e EI



Fonte: Autor.

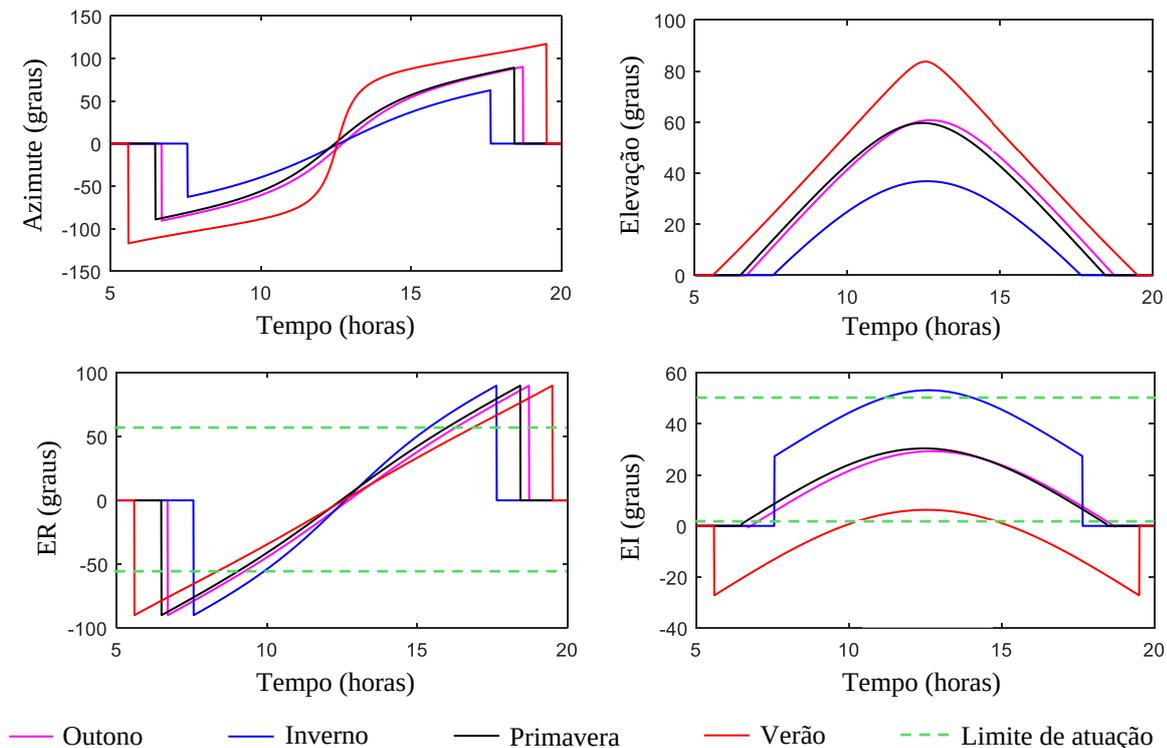
$$ER = \tan^{-1}[\sin(-Azimute)/\tan(90^\circ - Zênite)] \quad (3.1)$$

$$EI = \sin^{-1}[\cos(90^\circ - Zênite) \times \cos(-Azimute)] \quad (3.2)$$

A partir destes equacionamentos, simulou-se as trajetórias dos módulos PVs nas transições sazonais dos ângulos envolvidos (zênite, azimute, ER e EI) para o primeiro dia de cada estação: 20 de março (outono), 21 de junho (inverno), 23 de setembro (primavera) e 22 de dezembro (verão), conforme a Figura 3.13. Nota-se que a atuação no ER é regular para as quatro estações do ano, enquanto no EI as variações acentuam-se segundo a época do ano, com o ângulo máximo no horário do ápice solar. Além disso, destaca-se o limite de atuação nos

gráficos do ER e EI pelas características estruturais que afetam principalmente o alcance do EI no verão, onde a inclinação da posição solar é predominantemente a Sul.

Figura 3.13 – Variação dos ângulos nas transições sazonais



Fonte: Autor, com base em Miotto (2019).

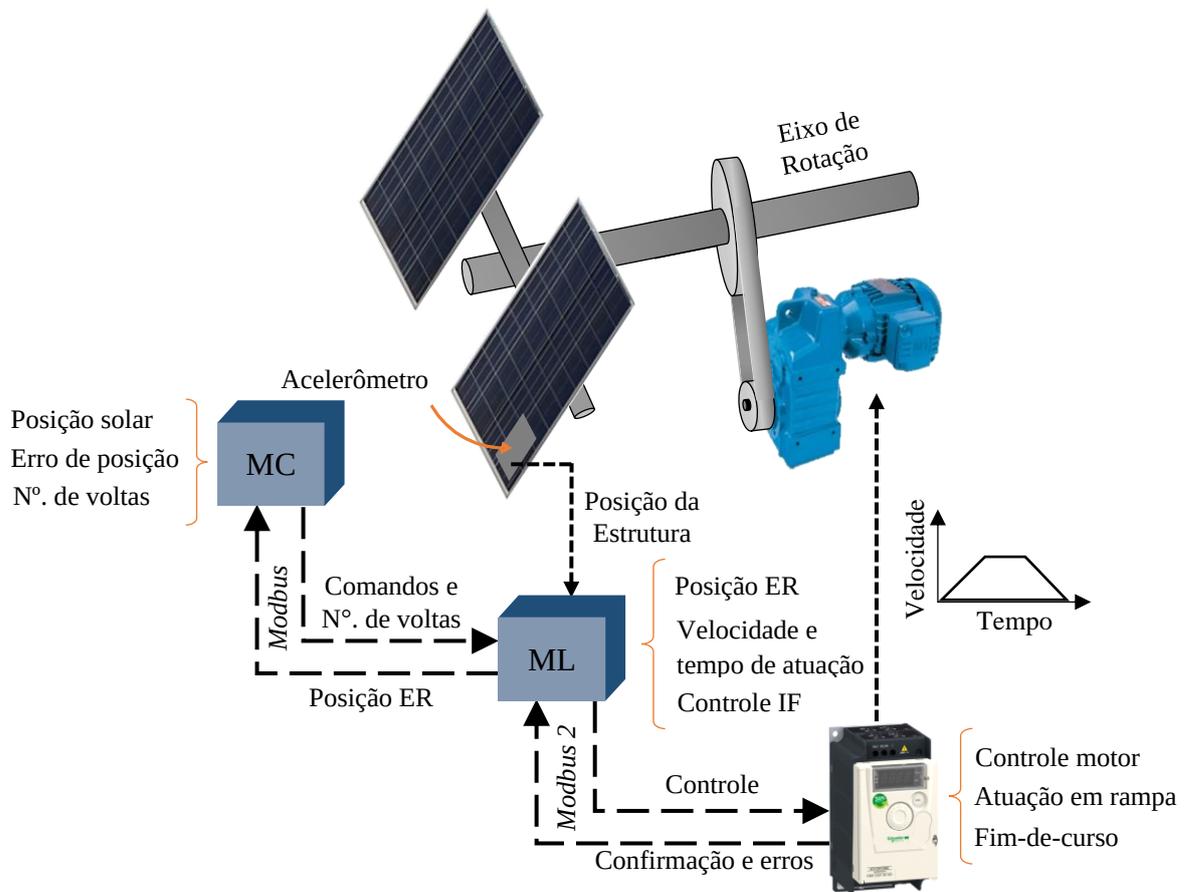
3.2.1.1 Eixo de Rotação

O controle do movimentador do Eixo de Rotação depende da atuação em conjunto dos Microcontroladores Central e Local para o posicionamento adequado dos módulos PVs, conforme a ilustração da Figura 3.14. O MC calcula ciclicamente a posição atual do Sol e a converte em ER e EI; solicita do ML o valor da posição atual da estrutura fotovoltaica e então determina o erro de posicionamento. O ML realiza a coleta dos dados do acelerômetro instalado no verso do módulo PV e informa ao MC após convertê-los em ER.

Com o valor da diferença entre as posições atuais do Sol e da estrutura, referentes ao ER, o MC determina o sentido de giro e o número de voltas necessárias para corrigir o posicionamento. As regras de posicionamentos estabelecidas estipulam uma nova referência de posição à estrutura fotovoltaica sempre que o erro de posicionamento for maior que 2° , sendo

que a nova referência ainda antecipará 2° em relação à posição atual do Sol (ER), Figura 3.15. Desta forma, o passo de atuação da estrutura no ER é de 4° . Além disso, após definida esta nova referência para a estrutura fotovoltaica, ela deverá manter-se a uma histerese de $\pm 1^\circ$ em relação a referência. Todas estas regras podem ser redefinidas a qualquer momento, mas assumem-se como regras padrões de movimentações para condições normais de rastreamento solar.

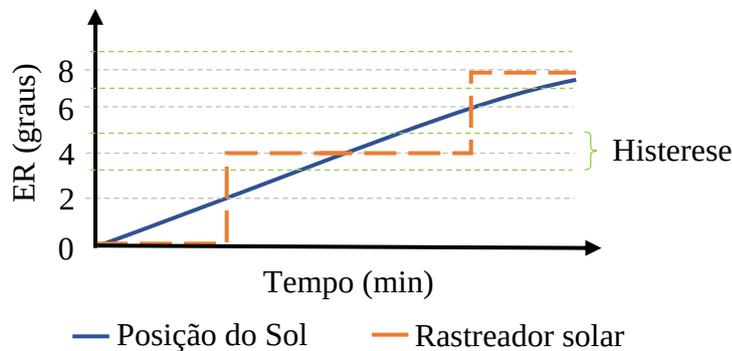
Figura 3.14 – Mecanismo de movimentação, comunicação e malha de controle do ER



Fonte: Autor.

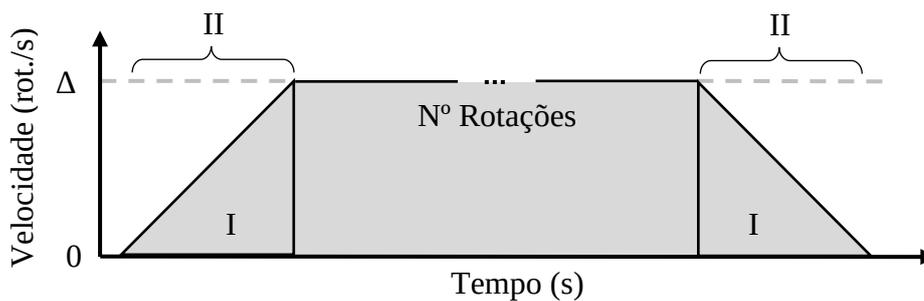
Quando o ML recebe do MC o número de rotações e o sentido de giro, ele deve imediatamente adequar a atuação do inversor de frequência – IF às três rampas de atuações descritas na Figura 3.16. Essas rampas alteram o tempo e a velocidade de rotação do motor de indução segundo os graus de atuação necessários em cada reposicionamento, tanto na partida/parada quanto na operação contínua. Desta forma, garante-se maior precisão no posicionamento, redução na corrente de partida e alteração suave do estado inercial da estrutura.

Figura 3.15 – Metodologia para rastreamento do Sol no Eixo de Rotação



Fonte: Autor.

Figura 3.16 – Estratégia para a atuação do ER



Legenda:

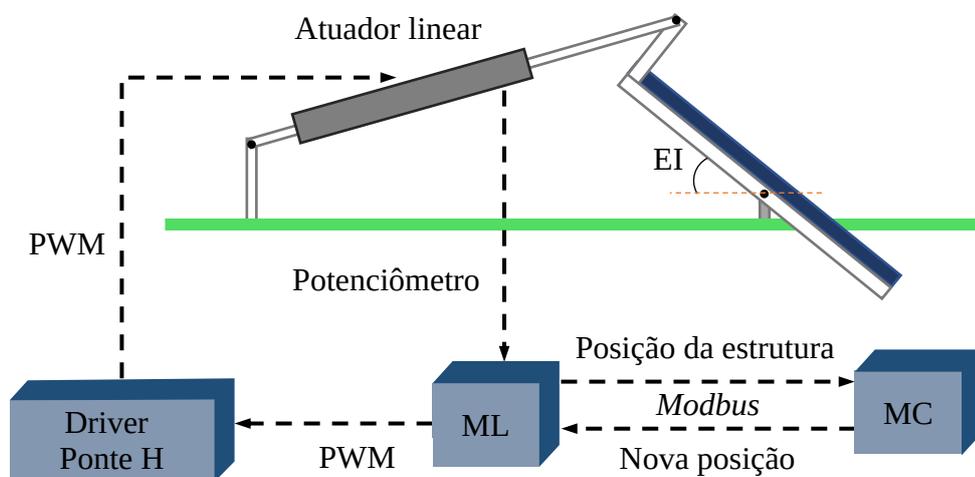
Atuação (°)	I (rot.)	II (s)	Δ (rot./s)
≥ 1 e < 2	37	5	15
≥ 2 e < 4	66	6,67	20
≥ 4	150	10	30

Fonte: Autor.

3.2.1.2 Eixo de Inclinação

A interação entre o MC e o ML para o posicionamento adequado do EI é semelhante à apresentada para o ER. Há três diferenças principais: o sensor de posicionamento, a regra de posicionamento e a técnica de controle do atuador linear, Figura 3.17. O sensor utilizado para informar a posição da estrutura no EI é o potenciômetro linear do atuador, uma vez que há uma relação estabelecida entre os ângulos de inclinação do eixo e os valores do potenciômetro. As regras de posicionamento do EI atualizam sua posição em relação à posição do Sol (EI) sempre que o erro de posicionamento for maior que 1°, sendo a nova referência a posição atual do Sol.

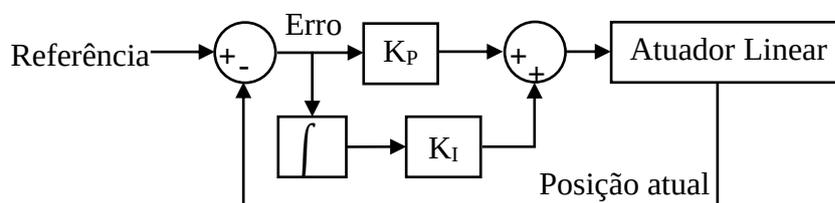
Figura 3.17 – Mecanismo de movimentação, comunicação e malha de controle do EI



Fonte: Autor.

Como o atuador é um motor de corrente contínua, sua manipulação consiste em alterar o nível da tensão que chega em seus terminais. Utiliza-se um *driver* Ponte-H para determinar a polaridade e o nível de tensão no motor usando uma modulação por largura de pulso – PWM (do inglês, *pulse width modulation*). O controlador implementado para posicionar a estrutura no EI é um proporcional integral, conforme a Figura 3.18. Os respectivos fatores, proporcional (K_P) e integral (K_I), foram obtidos heurísticamente como sendo os valores 0,05 e 0,55, respectivamente.

Figura 3.18 – Malha de controle da posição do atuador linear



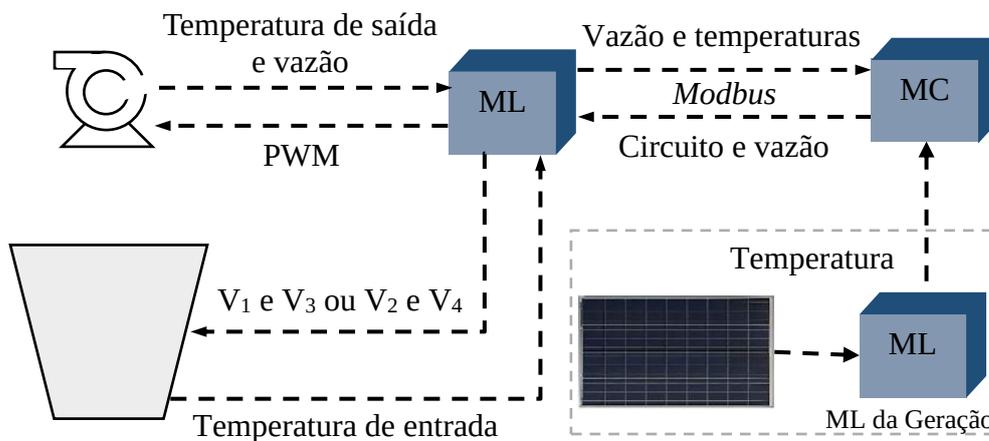
Fonte: Adaptado de Kuhn et al. (2017, p. 5).

3.2.2 Refrigeração e aproveitamento da energia térmica

O ML do arrefecimento reúne todas as grandezas do circuito hidráulico e térmico de cada par de módulos, tais como os de fluxo e temperaturas de entrada e saída da água,

Figura 3.19. Todas estas variáveis são enviadas ao MC para que ele administre o valor do fluxo de água respectivo a cada par de módulos. Determinado o circuito de circulação (geotérmico ou aquecimento d'água) e o valor do fluxo de água, o ML aciona as respectivas válvulas solenoides e administra o sinal PWM para controlar a velocidade da motobomba e, consecutivamente, a vazão.

Figura 3.19 – Fluxo de dados para o circuito de arrefecimento



Fonte: Autor.

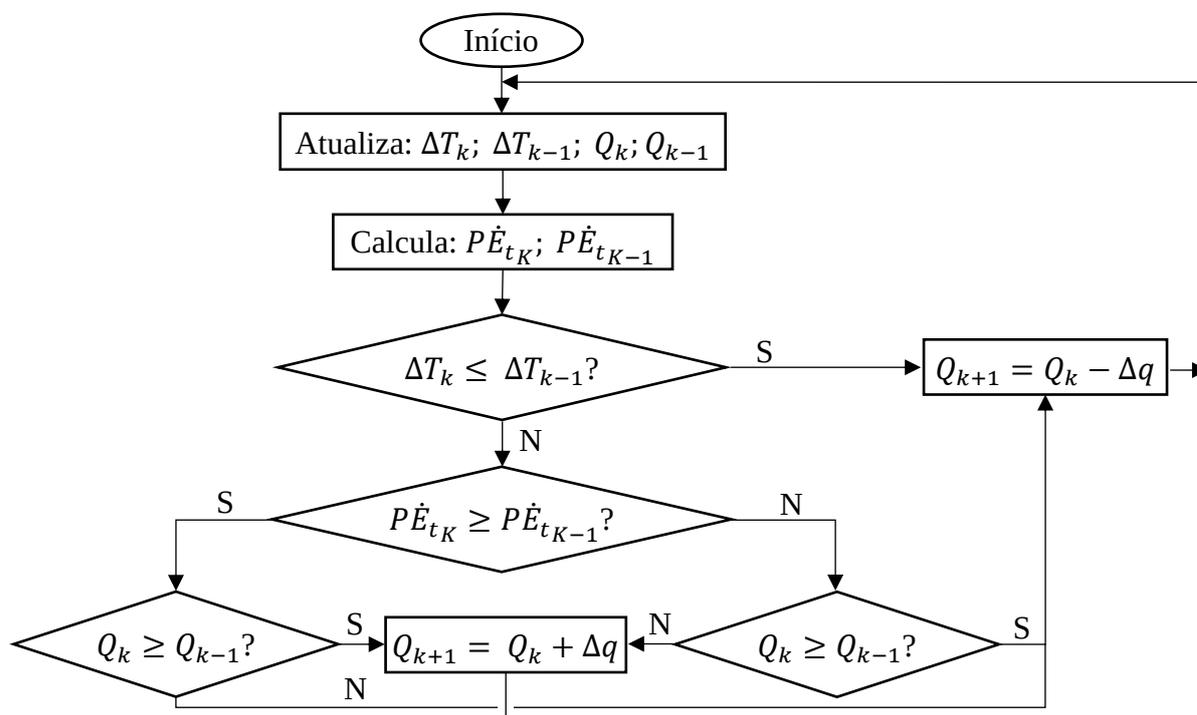
As duas regras iniciais para começar a circulação de água no circuito hidráulico são de que a temperatura do módulo fotovoltaico esteja acima de 30 °C e que seja um horário diurno. Satisfeitas estas condições, iniciam-se a execução das regras para estipular o aumento ou diminuição do fluxo de água. Entre as várias possibilidades estratégicas para controlar a vazão optou-se pelo algoritmo Perturbação e Observação – P&O, Figura 3.20, que busca garantir a máxima troca de calor com o menor fluxo de água e, portanto, um menor gasto energético com a motobomba. Este fluxo ótimo é obtido pela maximização da Equação (3.3) (GONZATTI et al., 2016).

$$P_t \cdot \dot{E}_t = \dot{m} \cdot c \cdot \Delta T^2 \quad (3.3)$$

onde: P_t – potência térmica retirada do módulo PV (W);

\dot{E}_t – energia térmica extraída pelo trocador térmico através do fluxo de água (J/kg/s);

Figura 3.20 – Fluxograma da técnica de controle P&O



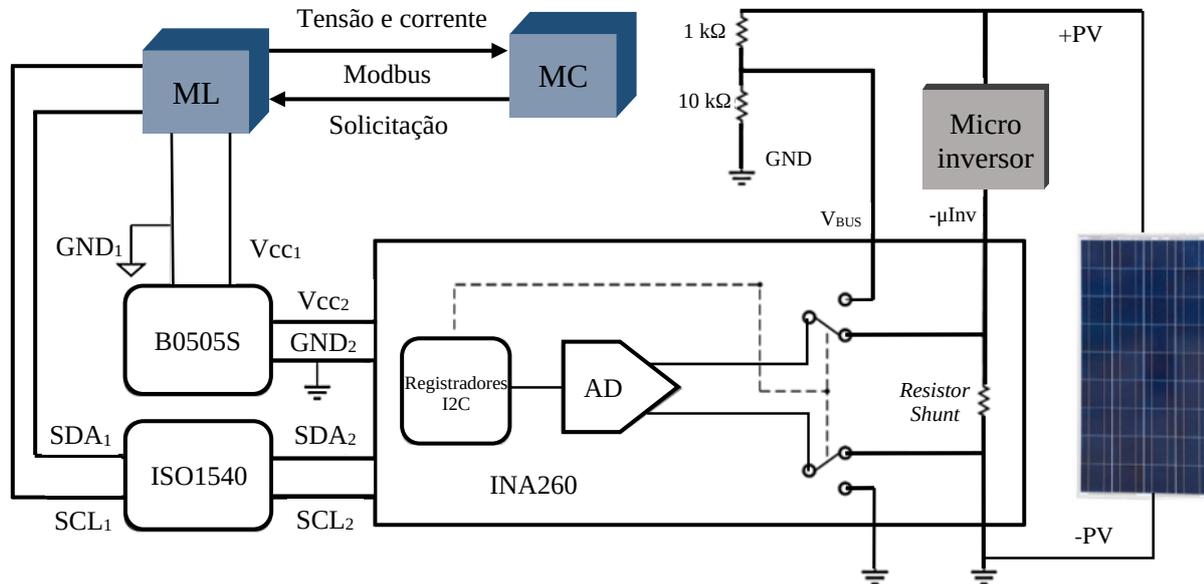
Fonte: Adaptado de Gonzatti et al. (2016, p. 311).

3.2.3 Medição da geração elétrica

Cada módulo fotovoltaico possui um microinversor para adequar seus níveis de tensão e frequência aos da rede elétrica de distribuição, além de rastrear o ponto de máxima potência de operação. Entretanto, este dispositivo não armazena nenhuma informação e nem disponibiliza suas medições/dados para a comunicação externa. Desta forma, para realizar as análises dos rendimentos obtidos com a inserção das diferentes tecnologias à fotovoltaica agregou-se em todos os módulos um medidor individual de tensão e corrente.

Os medidores de grandezas elétricas foram elaborados com base no sensor INA260, que possui como principais características o conversor analógico/digital de 16 bits e faixas de operação de tensão e corrente compatíveis com o módulo PV utilizado. Além disso, este dispositivo detém registradores configuráveis para alterar seus parâmetros de funcionamento. A Figura 3.21 mostra o circuito completo para a medição das grandezas do módulo PV e envio das informações para seu armazenamento. Para garantir a segurança da rede de comunicação durante as medições isolou-se eletricamente o seu contato com o INA, o qual está diretamente ligado aos níveis de potência. Efetuou-se a isolação pelos circuitos integrados B0505S e ISO1540 para o circuito de alimentação e barramento I2C, respectivamente.

Figura 3.21 – Esquemático do circuito de medição desenvolvido



Fonte: Adaptado de Miotto (2019, p. 87).

3.3 VALIDAÇÃO

Para avaliar os desempenhos mecânico, elétrico, de comunicação e de controle dos dispositivos apresentados foram realizados testes específicos para cada categoria na dissertação de mestrado de Miotto (2019). Os resultados desta validação são apresentados a seguir, iniciando pela movimentação, refrigeração e, por fim, o medidor da geração dos módulos PVs.

3.3.1 Movimentação

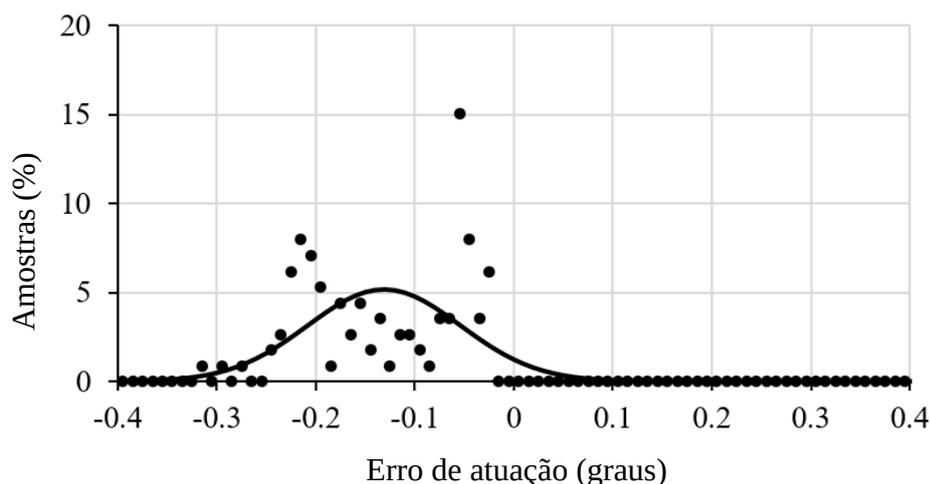
Os testes para a movimentação das estruturas ocorreram independentemente para os eixos de rotação e inclinação. Os experimentos foram realizados em campo, avaliando seus desempenhos sob condições reais de operação.

3.3.1.1 Eixo de Rotação

O movimentador do Eixo de Rotação foi avaliado sob diferentes números de rotações do motor de indução, sendo eles 110, 200, 300, 400 e 500. Os erros médios para 30 atuações de avanço e de retorno foram de 0,04, 0,06, 0,19, 0,19, 0,17, respectivamente. A Figura 3.22 apresenta a distribuição dos erros de posicionamento deste eixo. O tempo necessário para o

posicionamento da estrutura depende diretamente da amplitude da atuação, demandando aproximadamente 12 segundos para atuações de $1,08^\circ$, 19 segundos para atuações menores que 2° e 27 segundos para atuações entre 2 e 4° .

Figura 3.22 – Distribuição normal do erro de posicionamento do ER



Fonte: Miotto (2019, p. 125).

3.3.1.2 Eixo de Inclinação

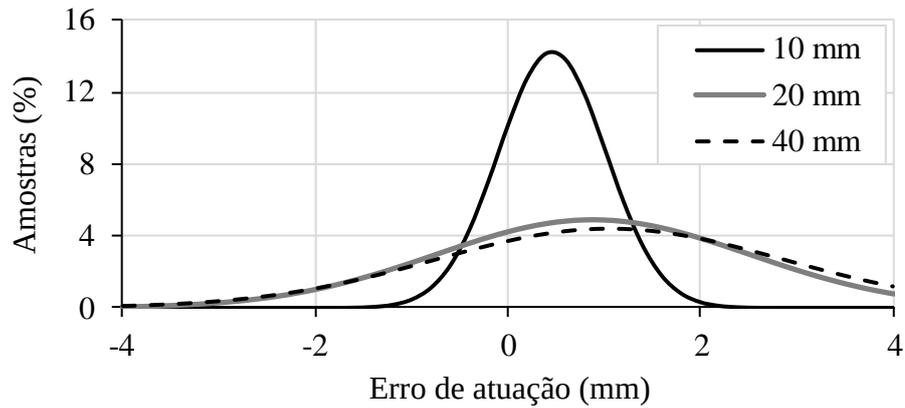
A operação do atuador linear que movimenta o EI foi experimentada com atuações lineares de avanços e retornos de 10, 20 e 40 mm. As distribuições dos erros de posicionamento para os três passos de atuação estão reunidas na Figura 3.23. Os valores dos erros médios de cada atuação foram de 0,046, 0,088 e 0,105 mm, respectivamente, que representam um erro de 0,36% em relação ao curso total do atuador (500 mm) ou menor que $0,2^\circ$ no EI.

3.3.2 Refrigeração

Os testes para a refrigeração dos módulos fotovoltaicos visaram analisar a operação do algoritmo P&O e a redução na temperatura de operação dos módulos utilizando o trocador térmico desenvolvido. A Figura 3.24 mostra as diferenças de temperatura entre dois módulos, um com trocador térmico e outro sem, e a variação do PWM da motobomba que reflete diretamente na vazão do fluido. Nota-se que quando houveram diminuições na diferença de temperatura também haverá redução da razão cíclica na motobomba, otimizando seu consumo. A Figura 3.25 apresenta a superfície térmica instantânea desses dois módulos. Percebe-se uma

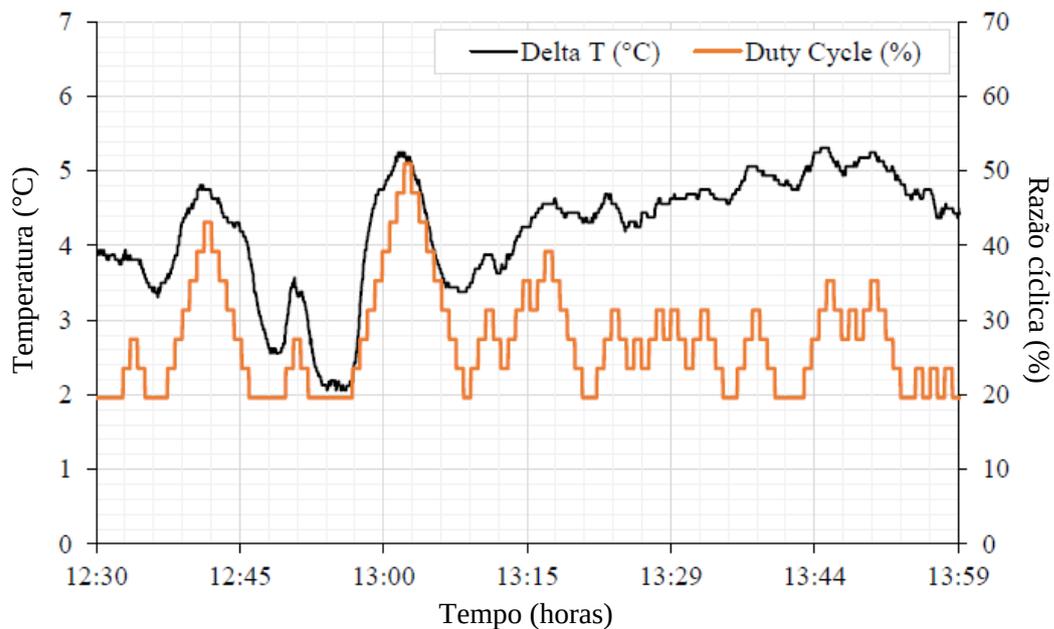
diminuição de temperatura no módulo com arrefecimento. Os pontos de maior temperatura estão localizados na região da caixa das conexões elétricas, Figura 3.26.

Figura 3.23 – Distribuição normal do erro de posicionamento do EI



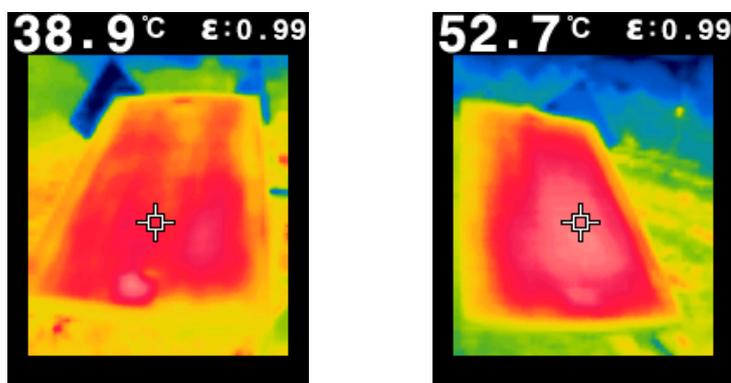
Fonte: Miotto (2019, p. 129).

Figura 3.24 – Algoritmo P&O no controle da razão cíclica da motobomba para arrefecimento do módulo fotovoltaico



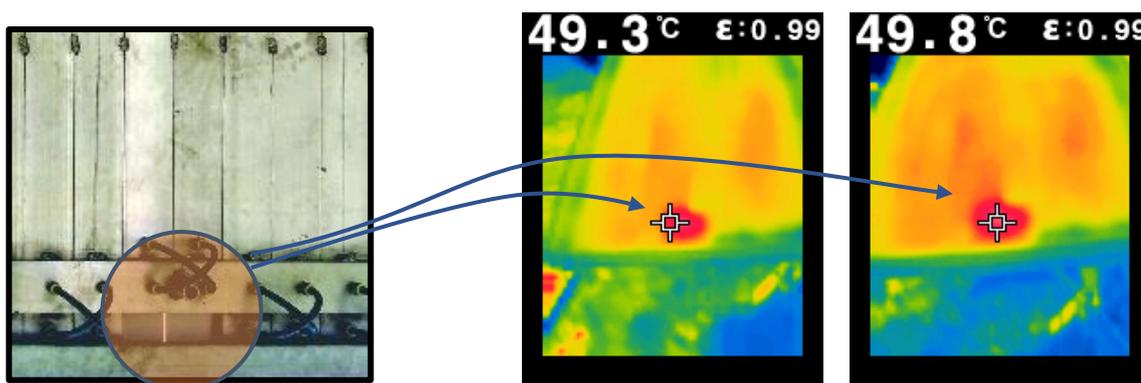
Fonte: Miotto (2019, p. 134).

Figura 3.25 – Imagem térmica da superfície do módulo durante o teste de arrefecimento



Fonte: Miotto (2019, p. 135).

Figura 3.26 – Imagem da superfície térmica do módulo durante teste de arrefecimento



Fonte: Adaptado de Miotto (2019, p. 136).

O trocador de calor desenvolvido para ser acoplado aos módulos fotovoltaicos convencionais apresentaram diversos desafios ao longo do período de experimentos desta pesquisa. O primeiro trata-se da caixa de conexões elétricas, representada na Figura 2.34. Os demais desafios concentram-se em:

- Mau contato entre a superfície traseira do módulo PV e o trocador de calor: as irregularidades do trocador de calor e da estrutura de fixação do módulo fotovoltaico não garantem um adequado contato entre os dispositivos;

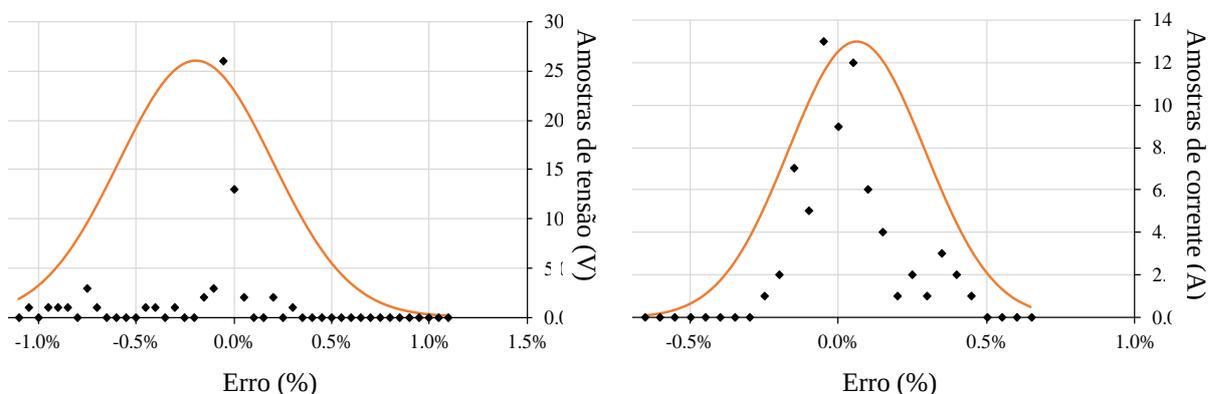
- Vazamentos: com as constantes variações na dilatação do trocador de calor ao longo da operação diária e sazonal surgiam novos vazamentos nos dutos do trocador de calor;
- Bolsões de ar: os vazamentos do trocador de calor formaram bolsões de ar internos que acarretaram distribuições de valores de temperatura heterogêneos na superfície do módulo fotovoltaico, diminuindo o desempenho da troca térmica.
- Infiltração nos sensores de temperatura: mesmo utilizando sensores apropriados para a aferição submersa de temperatura da água houve a necessidade de algumas rotinas de manutenção nos sensores por excesso de umidade em seu interior.

Para minimizar os impactos das problemáticas vivenciadas com o trocador de calor implementado foram realizadas constantes manutenções corretivas e algumas preventivas. Reduziu-se, ainda, a vazão máxima da motobomba para evitar maiores esforços no interior dos dutos. Nenhuma medida solucionou efetivamente as limitações regidas pela caixa de conexões elétricas e mau contato entre o trocador e o módulo fotovoltaico.

3.3.3 Medição da geração

Para avaliar o desempenho do circuito de medição da geração dos módulos fotovoltaicos aplicaram-se diferentes níveis de tensão (0 a 30 V) e corrente (0 a 10 A) em laboratório para emular sua operação na aplicação específica em módulos PV. O INA foi configurado para computar a média de 4 amostras no período de amostragem de 8,244 ms, e os erros médios constatados foram de -0,19% e 0,06% para a tensão e corrente, respectivamente, alcançado máximos de até 1%. A Figura 3.27 apresenta a distribuição normal dos erros de tensão e corrente nos testes realizados. Salienta-se que as referências de tensão e corrente para o experimento foram adquiridas através do multímetro Fluke 189, que possui erro máximo de 0,04% e 0,52%, respectivamente (FLUKE, 2002).

Figura 3.27 – Distribuição normal da tensão e corrente



Fonte: Adaptado de Miotto (2019, p. 139-140).

3.4 RESUMO DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram descritas as principais características mecânicas, construtivas e elétricas que constituem a Central Experimental Fotovoltaica. Apresentaram-se, também, as características técnicas dos equipamentos utilizados e suas conexões físicas com a CEF. Além disso, descreveram-se as comunicações entre os equipamentos, as grandezas manipuladas e de controle, assim como as estratégias adotadas para a automação do rastreamento solar no ER e no EI, arrefecimento e medição da geração elétrica. Por fim, apresentaram-se os resultados dos testes experimentais individuais para a validação mecânica, hidráulica, elétrica, de comunicação e de controle dos dispositivos conectados à CEF.

Todas estas informações são fundamentais para uma boa compreensão das características e funcionamentos da Central Experimental Fotovoltaica como subsídios para os experimentos de pesquisa que são propostos nesta dissertação. Da mesma forma, a importância de se estabelecer as restrições e possibilidades que a CEF disponibiliza como protótipo.

4 METODOLOGIA DA PESQUISA

Os testes experimentais realizados para esta dissertação empregaram a Central Experimental Fotovoltaica do CEESP – UFSM como protótipo para avaliação da capacidade de geração de energia elétrica dos seus módulos PVs sob diferentes condições. Segundo a configuração em que o módulo está condicionado foram padronizadas as nomenclaturas específicas conforme a Tabela 4.1. Salienta-se que, os eixos com articulações automáticas podem aderir às posições estáticas conforme o teste, adequando suas nomenclaturas.

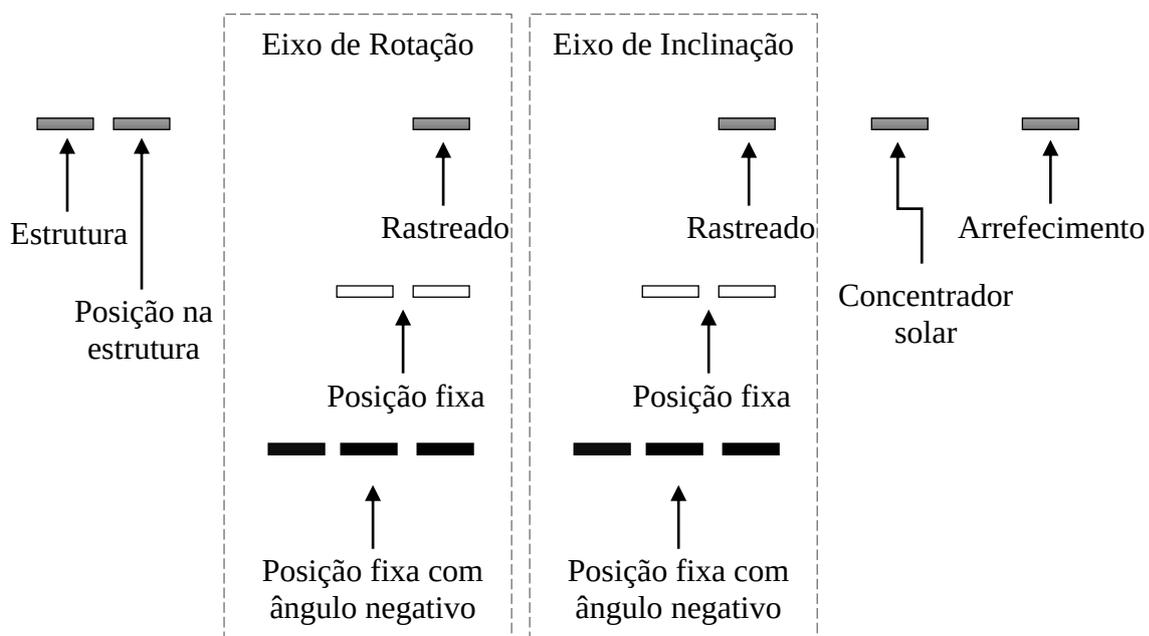
Tabela 4.1 – Configurações dos módulos fotovoltaicos na CEF

Nomenclatura	Par de módulos	Eixo de Rotação	Eixo de Inclinação	Concentrador solar	Arrefecimento
A1R30NA	A1	R	30	N	A
A2R30CA	A2	R	30	C	A
A3R30NN	A3	R	30	N	N
A4R30CN	A4	R	30	C	N
A5R15NN	A5	R	15	N	N
A6R45NN	A6	R	45	N	N
B1RRC A	B1	R	R	C	A
B2RRNA	B2	R	R	N	A
B3RRCN	B3	R	R	C	N
B4RRNN	B4	R	R	N	N
B5RRNN	B5	R	R	N	N
B6RRNN	B6	R	R	N	N
C1R00NN	C1	R	0	N	N
C2R15NN	C2	R	15	N	N
C3R30NN	C3	R	30	N	N
C4R45NN	C4	R	45	N	N
-	-	-	-	-	-
C6R-15NN	C6	R	-15	N	N
D1R30NA	D1	R	30	N	A
D2R30NN	D2	R	30	N	N
D3R00NN	D3	R	0	N	N
D4R15NN	D4	R	15	N	N
D5R45NN	D5	R	45	N	N
D6R-15NN	D6	R	-15	N	N

Fonte: Autor.

As nomenclaturas definidas para as configurações dos módulos fotovoltaicos da CEF utilizam entre seis e dez algarismos, conforme a Figura 4.1. Os dois primeiros algarismos referem-se à estrutura na qual o par de módulos está instalado e os seis seguintes referem-se ao rastreamento solar. Quando a estrutura rastreia o Sol adota-se um algarismo, “R”, dois algarismos quando estiver com ângulo estático, ou três se os módulos fixos estiverem orientados 15° a Sul, “-15”. Os dois últimos algarismos devem-se ao concentrador solar “C” e ao arrefecimento “A”, ou “N” quando não houver a inserção de nenhuma das tecnologias, indicando “natural”. A exceção à estas regras devem-se aos valores entre parênteses em algum algarismo, indicando alguma propriedade específica da tecnologia no teste.

Figura 4.1 – Estrutura de formação das nomenclaturas dos módulos da CEF



Fonte: Autor.

As análises da geração de energia elétrica sob a influência das diferentes condições de operação organizaram-se em seis grupos distintos para esta pesquisa:

- Orientação dos módulos PVs fixos;
- Temperatura de operação em módulos PVs instalados em telhados;
- Sujidade de módulos PVs;
- Condições de céu nublado;

- Passos (*step*) de movimentações no rastreo solar diário;
- Arranjos de tecnologias aplicadas aos módulos PVs (concentrador solar, arrefecimento e rastreamento do Sol em um e em dois eixos) com análise de energia elétrica e térmica.

4.1 ORIENTAÇÃO FIXA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

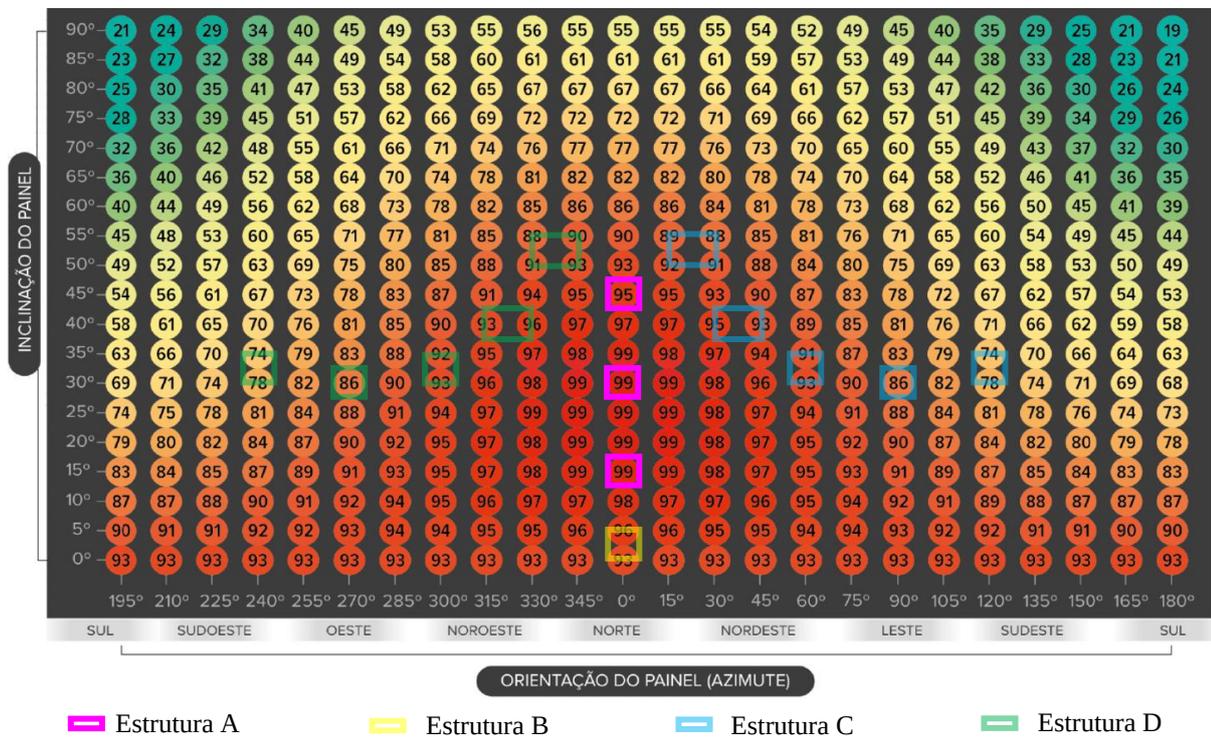
Muitas das aplicações com módulos fotovoltaicos são estáticas (fixas), sem concentradores solares e arrefecimento. A orientação (Leste-Oeste) e a inclinação (Norte-Sul) na qual os módulos são instalados têm grande influência na geração de energia elétrica, mesmo que comumente sejam utilizadas a orientação voltada ao Norte geográfico e com inclinação igual ou próxima à latitude do local de sua instalação, como abordado na Sessão 2.4.2.1.

Como no Brasil a atual política de incentivo à inserção da tecnologia fotovoltaica é o sistema de compensação de créditos, as instalações nacionais buscam determinar as melhores orientações priorizando o máximo da energia elétrica anual. Portanto, nesta dissertação propõe-se verificar experimentalmente as melhores posições para a geração de energia elétrica anual dos módulos fotovoltaicos na região de instalação da CEF ao longo de um ano completo. Todavia, propõe-se também as análises mensal e sazonal de geração de energia elétrica, uma vez que a metodologia de incentivo possa vir a ser alterada ou mesmo pela escolha de se priorizar a geração em um período específico do ano.

Somada às análises das configurações nos períodos mensal e anual também propõe-se analisar o montante de energia elétrica das configurações sob diferentes condições de nebulosidade. Por fim, propõem-se um confronto entre os resultados experimentais com os de uma das simulações abordadas na revisão de literatura, tal como ilustrada na Figura 2.27 que foi disponibilizada pela Secretaria de Minas e Energia (2018).

Para obter o maior número de configurações distintas na CEF utilizou-se concomitantemente as quatro estruturas disponíveis, orientando os módulos conforme as indicações assinaladas na Figura 4.2, com os pares listados na Tabela 4.2. Empregou-se todas as combinações possíveis de módulos fixos em um mesmo dia para que todos os módulos estejam expostos às mesmas condições climáticas, havendo como variação significativa apenas a orientação na qual cada um se encontra. Este dia de experimento repete-se semanalmente, garantindo sua representatividade. O motivo para se realizar os testes semanalmente, mas em um único dia da semana deve-se à realização de outros experimentos nos demais dias da semana. Em caso de problemas nos ensaios, adota-se o próximo dia da semana em que a CEF esteja disponível, ou seja, sem experimentos programados.

Figura 4.2 – Posições fixas dos módulos PVs obtidos com a CEF



Fonte: Adaptado de Secretaria de Minas e Energia (2018, p. 16).

Tabela 4.2 – Configurações dos módulos fotovoltaicos fixos

Nomenclatura	Par de módulos	ER	EI	Concentrador solar	Arrefecimento
A30030NN	A3	0	30	N	N
A50015NN	A5	0	15	N	N
A60045NN	A6	0	45	N	N
B40000NN	B4	0	0	N	N
C1-3000NN	C1	-30	0	N	N
C2-3015NN	C2	-30	15	N	N
C3-3030NN	C3	-30	30	N	N
C4-3045NN	C4	-30	45	N	N
C6-30-15NN	C6	-30	-15	N	N
D23030NN	D2	30	30	N	N
D33000NN	D3	30	0	N	N
D43015NN	D4	30	15	N	N
D53045NN	D5	30	45	N	N
D630-15NN	D6	30	-15	N	N

Fonte: Autor.

Para verificar o desempenho de cada configuração comparam-se seus montantes de energia elétrica em cada período de análise propostos. Também são analisados os comportamentos das curvas de potência das configurações para detalhar as características de cada condição de operação.

4.2 TEMPERATURA DE OPERAÇÃO E GERAÇÃO DE MÓDULOS PVS INSTALADOS EM TELHADOS

Grande parte das pequenas e médias instalações fotovoltaicas estão localizadas em telhados de residências, comércios e indústrias. A grande vantagem neste tipo de aplicação é o aproveitamento de uma área ociosa, mas que também traz consigo alguns pontos negativos como a necessidade de maior atenção na instalação e manutenção, sombreamentos parciais, influência da temperatura na operação dos módulos PVs por conta da sua proximidade do telhado, etc.

A estrutura utilizada na instalação dos módulos PVs em telhados, que geralmente é metálica, possui um custo reduzido ao instalá-los mais próximos às coberturas. Entretanto, como mostrado na Sessão 2.4.2.3, este tipo de instalação apresenta melhores desempenhos quando instalados sobrepostos ao telhado com distanciamentos que permitam uma boa circulação de ar natural para a troca térmica durante a operação dos módulos.

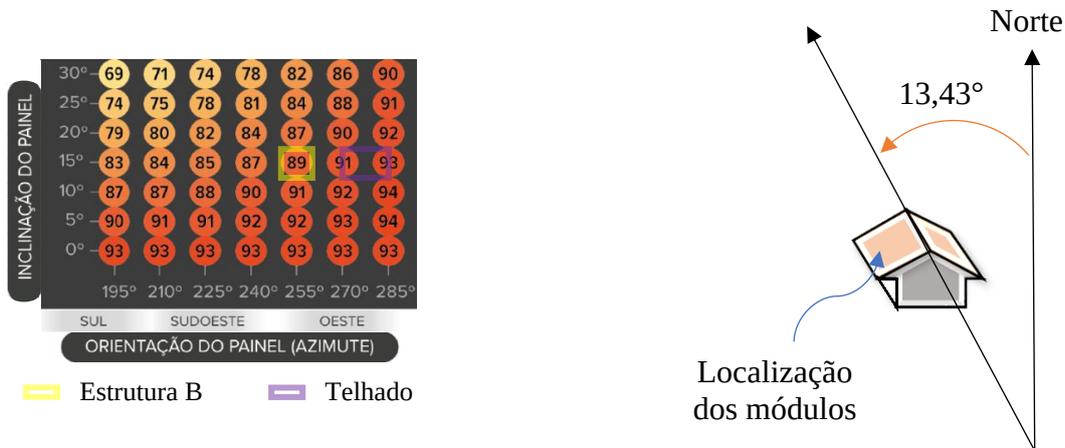
Para avaliar a influência da proximidade entre o módulo PV e o telhado na temperatura de operação foram instalados dois módulos fotovoltaicos na cobertura de fibrocimento do laboratório da CEF – CEESP – UFSM. Um módulo PV está em contato direto com o telhado e o outro está a 15 centímetros de distância do telhado. A escolha por este espaçamento específico visa identificar se a troca térmica natural é suficientemente razoável nesta condição, tratando-se de um distanciamento experimental inicial para futuras pesquisas com maiores ou menores valores de distância entre o módulo PV e o telhado tomando como referência os resultados deste experimento.

Além dos dois módulos com troca térmica natural instalados sobre o telhado, outros dois módulos com posicionamentos muito próximos na CEF são avaliados concomitantemente. Um dos módulos PVs da CEF possui ventilação natural com maior liberdade física em relação aos instalados no telhado, visto que não há nenhum objeto próximo ou em contato direto com sua superfície traseira. O outro módulo PV usado na CEF possui arrefecimento via circulação de água forçada. Desta forma, possibilita-se averiguar a influência da proximidade entre o módulo fotovoltaico e o telhado na geração de energia elétrica devido a alteração de sua temperatura de

operação. Utilizam-se as grandezas elétricas (tensão, corrente, potência e energia elétrica) e térmicas (temperatura e energia térmica) para confrontar as quatro configurações.

A orientação física da casa está representada na Figura 4.3 em relação ao Norte geográfico, para o qual as estruturas estão alinhadas. Desta forma, o telhado encontra-se em uma orientação na qual a estrutura não segue pelas suas barreiras físicas, conforme a Tabela 4.3. Portanto, mesmo que as diferenças angulares sejam pequenas entre as duas instalações seguramente traz reflexos no desempenho dos módulos fotovoltaicos além do fator temperatura de operação, mesmo que em pequena proporção conforme ilustra a Figura 4.3. Todavia, pode-se compensar energeticamente esta suave diferença de orientação entre as configurações obtendo-se apenas a influência majoritária da temperatura de operação nos módulos PVs. Este procedimento é detalhado na análise dos resultados deste experimento.

Figura 4.3 – Posição dos módulos em telhados em relação aos módulos das estruturas



Fonte: Autor.

Tabela 4.3 – Configurações dos módulos fotovoltaicos em telhado e estrutura

Nomenclatura	Par de módulos	Eixo de Rotação	Eixo de Inclinação	Concentrador solar	Arrefecimento
B21502NA	B2	15	2	N	A
B41502NN	B4	15	2	N	N
T115-3NN(0)	T1	15	-3	N	N (0 cm)
T215-3NN(15)	T2	15	-3	N	N (15 cm)

Fonte: Autor.

Na Tabela 4.3 estão redefinidas as nomenclaturas para os testes de posição dos módulos em telhados. Para uma adequada identificação das configurações adicionou-se um conjunto de algarismos dentro da nomenclatura referente a tecnologia de arrefecimento. Este conjunto trata do arrefecimento convencional, “A” ou “N”, acrescido dos valores entre parênteses. Estes valores representam o distanciamento entre o módulo PV e o telhado, sendo “0” o indicador de que não há nenhum distanciamento entre o módulo e o telhado, e “15” a respectiva distância de 15 centímetros entre eles.

Todas estas configurações possuem sensores de temperaturas instalados no verso dos módulos fotovoltaicos para relacionar as grandezas elétricas juntamente com as suas temperaturas de operação e, também, foram monitoradas as variáveis térmicas da configuração com arrefecimento ativo. Ao final deste experimento buscou-se identificar o aumento da temperatura de operação nos módulos instalados junto ao telhado e o quão este aumento interfere no montante de energia elétrica gerada. Além disso, esta posição permitiu também o confronto das informações dos módulos no telhado com os que estão instalados em uma estrutura de fixação.

4.3 SUJIDADE EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A CEF – CEESP – UFSM está localizada em um ambiente que não possui, em suas proximidades, grandes proporções de terrenos arenosos ou com muitas partículas de poeira, comumente presentes em estradas sem asfalto ou calçamento. Porém, esta instalação possui muitas árvores e uma olaria nas suas proximidades. Como mencionado na Sessão 2.4.2.2, as partículas escuras possuem grande influência no desempenho dos módulos PVs e, mesmo que as partículas emitidas pela olaria não se direcionem diretamente à CEF, elas se distribuem em suas proximidades. Desta forma, pretende-se verificar se estas partículas se depositam majoritariamente sobre os módulos ou dispersam-se antes da CEF, conforme sua influência na geração de energia elétrica. Além disso, analisa-se a influência da sujidade na geração dos módulos PVs ao longo do tempo, bem como a restauração parcial de desempenho dos módulos devido às precipitações (limpeza natural). Salienta-se que as manutenções ativas de limpeza empregam água pressurizada e fricção com vassouras giratórias.

Nos testes realizados com a CEF confrontou-se a geração de energia elétrica usando quatro módulos sobre as mesmas condições com a exceção de suas rotinas de limpeza. Os módulos utilizados são os pares B5RRNN (B5 e B5’) e B6RRNN (B6 e B6’), conforme a Tabela 4.1 e a Figura 3.1, com rotinas de manutenções segundo a etapa em curso no

experimento. A primeira etapa ocorre ao longo de um semestre e confronta a influência da sujeidade na geração em um módulo que não possui rotinas de limpeza há pelo menos 4 anos com outros dois módulos: um com manutenção de limpeza a cada 3 meses e outro a cada 6 meses, conforme a Tabela 4.4.

A segunda etapa dos testes realizados também ocorreu ao longo de um semestre e confrontou-se a geração de energia elétrica entre um par de módulos PVs com diferentes rotinas de limpeza. Analisou-se a geração de energia elétrica de ambos os módulos fotovoltaicos a partir do momento em que um deles é submetido à manutenção de limpeza ativa e o outro não, estando expostos às mesmas sujidades do ambiente por um período pré-definido, conforme a Tabela 4.5.

Tabela 4.4 – Condições operacionais do experimento com sujidades nos módulos PV (primeira etapa)

Módulo PV	Período pré-experimento sem manutenção de limpeza	Frequência da manutenção de limpeza	Período do experimento
B5	0	6 meses	
B5'	≥ 4 anos	-	6 meses
B6	0	3 meses	

Fonte: Autor.

Tabela 4.5 – Condições operacionais do experimento com sujidades nos módulos PVs (segunda etapa)

Módulo sem manutenção de limpeza	Período pré coleta de dados sem manutenção de limpeza (dias)	Módulo com manutenção de limpeza
B6'	7	B5
B6	14	B6'
B6	21	B5
B5'	45 (1,5 meses)	B5
B5'	110 (3,5 meses)	B5
B5'	155 (5 meses)	B5
B5'	> 4 anos	B6

Fonte: Autor.

4.4 RASTREAMENTO SOLAR SOB A CONDIÇÃO DE CÉU NUBLADO

O rastreamento solar aumenta o desempenho elétrico dos módulos fotovoltaicos, conforme discutido pelos autores na Sessão 2.4.1. Entretanto, segundo a Sessão 2.4.1.5, em dias de céu nublado, o rastreamento solar demonstra-se ineficiente como opção para o posicionamento dos módulos. Desta forma, utiliza-se a CEF para avaliar a geração de energia elétrica dos módulos PVs em dias de céu majoritariamente nublados, de agosto de 2019 até julho de 2020.

Empregou-se os dias de experimentos em que as configurações possuíam módulos fixos e rastreados (em um e em dois eixos) concomitantemente para confrontar seus desempenhos nas condições de céu nublado. Além disso, também se utilizou as amostras dos experimentos com múltiplas orientações estáticas dos módulos fotovoltaicos para avaliar a influência dos ângulos de orientação e de inclinação na geração de energia elétrica. A análise confronta os dados energéticos das diferentes configurações.

4.5 PASSO DO MOVIMENTADOR DO EIXO DE ROTAÇÃO NO RASTREIO SOLAR

O rastreamento solar em um eixo (Leste-Oeste) é comumente utilizado por demandar menor custo e menor complexidade de controle em relação ao rastreador em dois eixos. Além disso, muito dos custos associados aos rastreadores solares devem-se aos dispositivos utilizados, como o atuador e o controlador. Estes, por sua vez, estão diretamente relacionados ao nível de precisão e exatidão que se requer para o posicionamento dos módulos em direção ao Sol.

Sabe-se que, quanto mais próximo o módulo fotovoltaico estiver da perpendicularidade em relação ao Sol maior é o seu rendimento elétrico, pois com isto aumenta-se a irradiação solar incidente sobre a sua superfície. Entretanto, a perpendicularidade entre ambos está associada a um erro admissível entre os reposicionamentos, visto que os movimentos comumente não são contínuos, mas sim discretos. Portanto, propõe-se avaliar experimentalmente a influência de reposicionamentos com passos distintos em rastreadores solares de um único eixo (Leste-Oeste) sob as mesmas condições através de confrontos dos dados energéticos de geração dos módulos fotovoltaicos.

Como a CEF possui quatro estruturas com movimentadores independentes no ER é possível aplicar-se concomitantemente até quatro passos distintos sob as mesmas condições. O experimento ocorreu semanalmente e no mesmo dia da semana. A exceção é a realização de

um novo teste na semana por comprometimento do experimento no dia dedicado a ele por motivos diversos. Adotou-se o ângulo de inclinação (EI) dos módulos PVs em todas as estruturas igual à latitude local, aproximadamente, 30°. A Tabela 4.6 detalha as especificações das atuações de cada estrutura para o teste e a Tabela 4.7 lista os módulos fotovoltaicos utilizados. Nota-se que na nomenclatura adotada representam-se os passos atribuídos para cada módulo PV entre parênteses no campo referente à movimentação no Eixo de Rotação.

As análises descritas foram usadas para identificar o desempenho energético dos módulos PVs submetidos à diferentes passos de atuação do movimentador do Eixo de Rotação de agosto de 2019 a julho de 2020. Também apreciou-se os desempenhos sob diferentes condições climáticas ao longo dos dias, sendo elas: ensolarado o dia todo, nuvens apenas em um turno do dia, nuvens densas ou chuva em um turno e parcialmente nublado noutro, e o dia inteiro com nuvens densas ou chuva.

Tabela 4.6 – Discretização dos passos de rastreamento no Eixo de Rotação

Estrutura	Passos	Erro para atuação	Média de atuações	Erro de posicionamento	Ângulo EI
A	5°	2,5°	22	± 1°	30°
B	2°	1°	55	± 1°	30°
C	10°	5°	11	± 1°	30°
D	30°	15°	5	± 1°	30°

Fonte: Autor.

Tabela 4.7 – Configurações dos módulos fotovoltaicos sob passos distintos

Nomenclatura	Par de módulos	Eixo de Rotação	Eixo de Inclinação	Concentrador solar	Arrefecimento
A3R(5)30NN	A3	R(5)	30	N	N
B4R(2)30NN	B4	R(2)	30	N	N
C3R(10)30NN	C3	R(10)	30	N	N
D2R(30)30NN	D2	R(30)	30	N	N

Fonte: Autor.

4.6 INSERÇÃO DE TECNOLOGIAS AOS MÓDULOS PVS CONVENCIONAIS

A pesquisa norteadora desta dissertação fundamenta a construção da Central Experimental Fotovoltaica, consistindo em avaliar o desempenho dos módulos fotovoltaicos submetidos a diferentes arranjos e tecnologias. A Tabela 4.8 lista todas as configurações estudadas neste experimento. Salienta-se que é tomado como referências às demais configurações o módulo com posição fixa ao Norte geográfico, inclinação próxima a latitude local (30°) e sem tecnologias agregadas.

Para garantir que as variantes majoritárias na geração de energia elétrica dos módulos fotovoltaicos sejam os diferentes arranjos tecnológicos implementados condicionou-se todos os módulos e arranjos de tecnologias às mesmas condições ambientais e de irradiação solar para cada dia de experimento. Analisou-se a geração de energia elétrica e térmica das configurações ao longo de um ano inteiro para atrelar uma maior representatividade aos resultados alcançados, o que ocorreu de agosto de 2019 a julho de 2020. Porém, durante cada semana são realizados outros experimentos com a CEF, impossibilitando operar sequencialmente este experimento durante todos os dias do ano. Desta forma, o experimento ocorreu semanalmente e em um único dia de cada semana afim de assegurar a representatividade, com a exceção nas situações de comprometimento do teste nos dias previamente definidos por motivos externos à CEF.

Tabela 4.8 – Configurações dos módulos fotovoltaicos associados às tecnologias de rastreamento do Sol, concentrador solar e arrefecimento

Nomenclatura	Par de módulos	Eixo de Rotação	Eixo de Inclinação	Concentrador solar	Arrefecimento
A1R30NA	A1	R	30	N	A
A2R30CA	A2	R	30	C	A
A3R30NN	A3	R	30	N	N
A4R30CN	A4	R	30	C	N
B1RRCA	B1	R	R	C	A
B2RRNA	B2	R	R	N	A
B3RRCN	B3	R	R	C	N
B4RRNN	B4	R	R	N	N
D10030NA	D1	00	30	N	A
D20030NN	D2	00	30	N	N

Fonte: Autor.

4.7 CONSIDERAÇÕES GERAIS

A frequência ideal para realização dos experimentos para englobar todas as oscilações das variáveis que influenciam na geração fotovoltaica seria diariamente durante um ano inteiro. Entretanto, tratando-se de um protótipo com a finalidade de testes em campo, limitar sua capacidade para apenas um tipo de experimento durante um ano é inviável. Desta forma, para garantir a representatividade das variações das condições de testes no período de um ano cada experimento foi executado uma vez na semana e, sempre que possível, no mesmo dia da semana. Salienta-se que nem todos os experimentos demandam sua realização durante um ano completo, pois as variáveis atreladas à variação sazonal não impactam nos resultados comparativos de todos os testes.

As ações e manutenções corretivas e preventivas ocorreram em dias em que não houve experimentos em curso para não comprometer a continuidade do teste. As principais manutenções são as trocas de equipamentos e sensores, ajustes, consertos mecânicos, hidráulicos e eletrônicos, entre outros. Entretanto, podem ocorrer problemas/falhas durante a realização de algum teste e, neste caso, a manutenção foi realizada no dia em que o experimento fora afetado para não comprometer os testes subsequentes. O experimento inutilizado sempre foi refeito no próximo dia da semana em que não haviam outros experimentos pré-programados.

Nos testes práticos, salienta-se, ainda, que um fator com grande impacto nos experimentos foi o sombreamento parcial causado pela presença de muitas árvores no entorno da CEF. Estes sombreamentos comumente ocorrem no início da manhã ou no final da tarde. A burocracia necessária para a supressão das árvores não permitiu que todo o período de experimentos fosse sob as melhores condições locais, isto é, sem as árvores sombreando os módulos fotovoltaicos. Portanto, parte dos dados coletados estão afetados pelos sombreamentos no início e final dos dias até a remoção das árvores que ocorreu em 10 de janeiro de 2020.

Como a realidade do sombreamento causado pelas árvores foi inevitável e independente do grupo de pesquisa, buscou-se uma solução que permitisse validar os dados coletados no período: optou-se por analisar apenas o período em que nenhum dos módulos PVs estivessem sombreados durante cada experimento, excluindo-se os dados nos demais horários. Desta forma, estreitando o período diário para análise de geração contorna-se a influência do sombreamento nos resultados gerais dos experimentos e intensifica-se a influência apenas do objeto de análise. Ainda assim, alguns testes podem ter sido afetados pela remoção destes horários das extremidades diárias como, por exemplo, os experimentos que visavam analisar a

influência do rastreamento solar. Isto porque os rendimentos dos módulos rastreados em relação aos estáticos destacam-se nos períodos exclusivos aos ápices solares diários.

4.8 RESUMO DO CAPÍTULO

Neste capítulo apresentaram-se a metodologia da pesquisa desta dissertação para os seis experimentos propostos. Cada experimento detém suas próprias nomenclaturas e condições de operação e análises comparativas. Também foram apresentadas as restrições dos testes e como foram contornados, de modo a assegurar e validar as pesquisas apresentadas. As metodologias são fundamentais para situar as condições dos resultados apresentados no próximo capítulo.

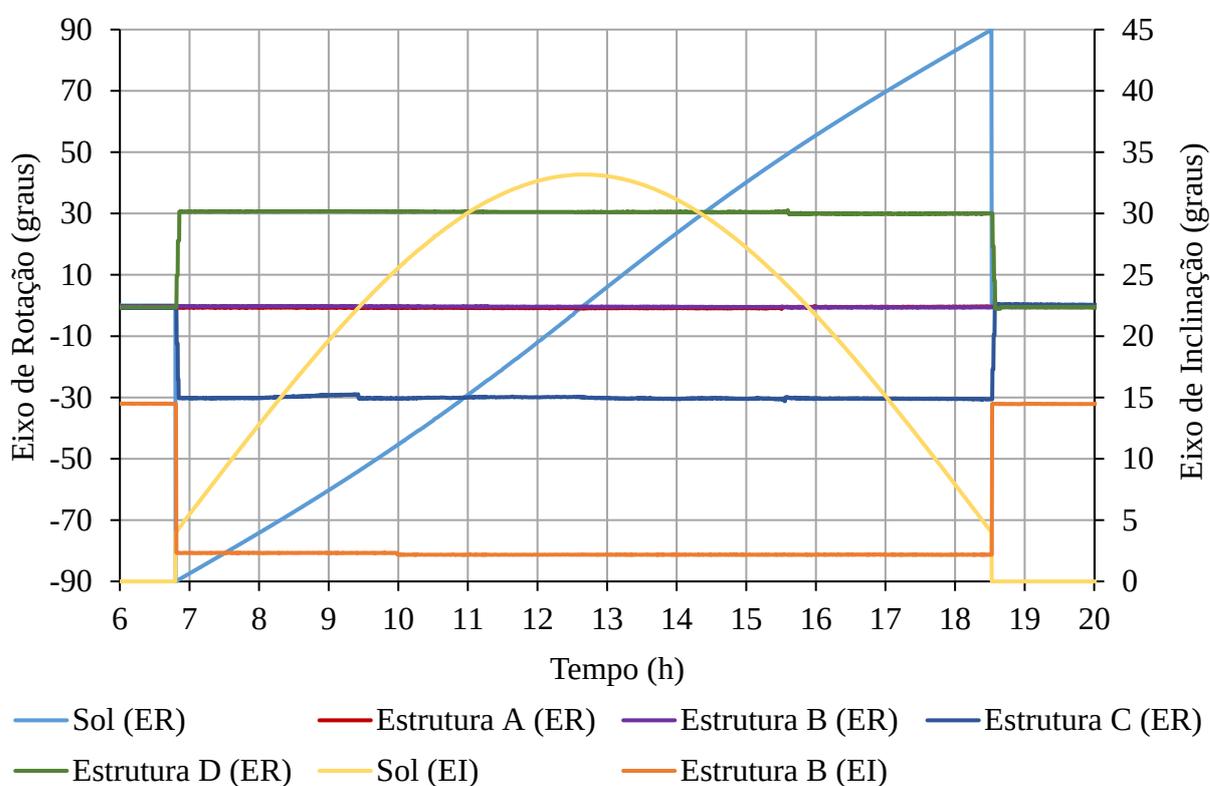
5 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Os resultados experimentais das seis etapas de pesquisa desta dissertação apresentados a seguir foram realizados na Central Experimental Fotovoltaica do CEESP – UFSM que tem suas principais características descritas no Capítulo 3. Além disso, estes resultados são guiados pela metodologia de pesquisa definida no Capítulo 4 e fundamentam-se na revisão de literatura disposta no Capítulo 2.

5.1 ORIENTAÇÃO FIXA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

O experimento envolvendo a orientação estática dos módulos fotovoltaicos visou analisar a geração dos módulos fotovoltaicos com diferentes posições fixas ao longo dos eixos Norte – Sul e Leste – Oeste, conforme as propostas e metodologia levantadas na Sessão 4.1. A Figura 5.1 apresenta os posicionamentos das estruturas que acomodam os módulos fotovoltaicos descritos na Tabela 4.2.

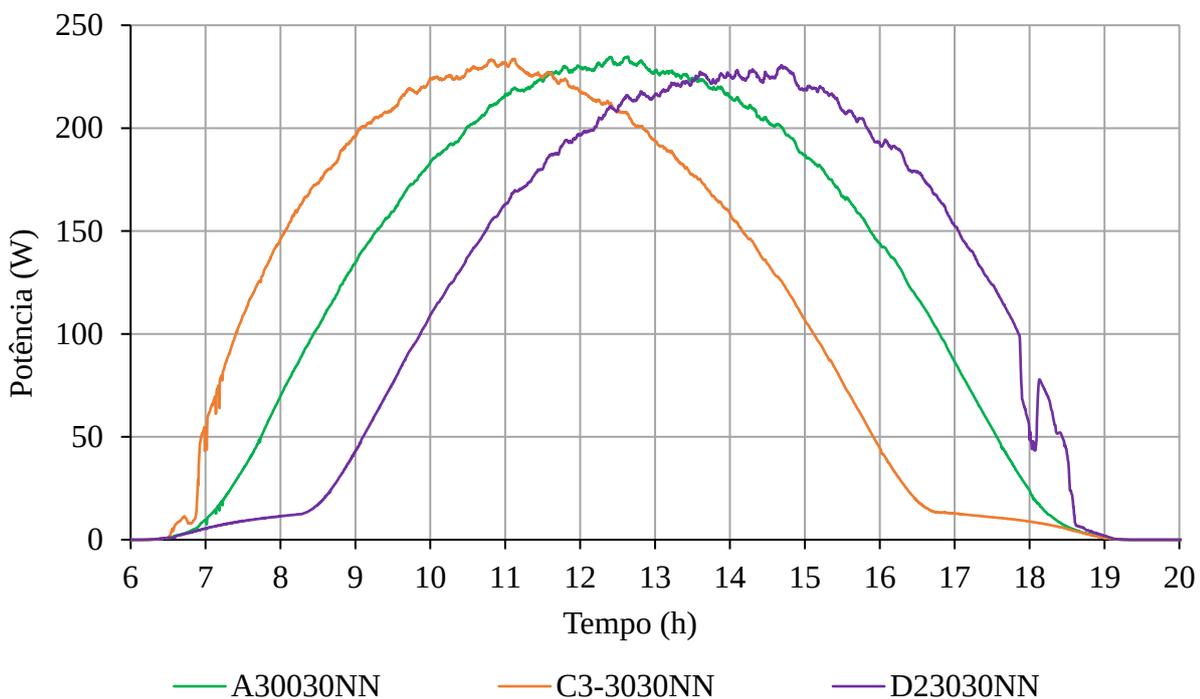
Figura 5.1 – Posicionamento das estruturas automatizadas no experimento com módulos fixos



Fonte: Autor.

Para averiguar a geração dos módulos PVs entre as inclinações de -15° a 45° priorizando a geração no período da manhã (-30°), tarde (30°) e no dia todo (0°), a Figura 5.2 ilustra o comportamento da geração de três módulos inclinados a 30° priorizando a geração nos períodos da manhã, da tarde e para o dia completo. Nota-se que há um deslocamento da curva de potência para o período no qual o módulo fica sujeito a maior parcela de irradiação solar direta.

Figura 5.2 – Comportamento da potência de três configurações de módulos PVs inclinados a 30° e orientados a -30° , 0° e 30° no ER, no dia 02 de março de 2020



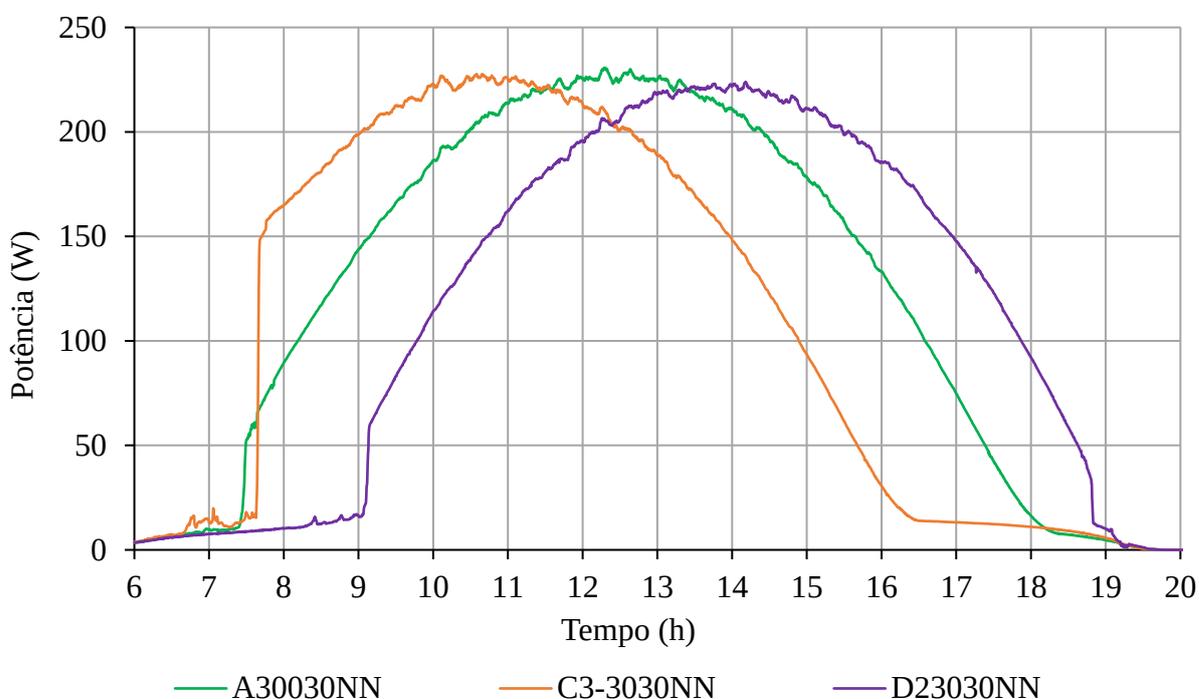
Fonte: Autor.

Um fator externo à CEF é a presença de uma grande quantidade de árvores em seu entorno até o dia 10 de janeiro de 2020, dia em que elas foram suprimidas. Estas árvores influenciaram na geração dos módulos PVs pelo sombreamento que causaram, conforme as curvas de potência apresentadas na Figura 5.3. Nestas situações de sombreamento, os horários admitidos para estabelecer o montante de energia elétrica gerada durante o dia são delimitados pelo intervalo de tempo em que não há sombreamentos significativos sobre os módulos.

Na situação específica da Figura 5.3, dia 23 de dezembro de 2019, semelhante aos demais testes no período até a supressão das árvores, empregou-se o horário das 07h40min às 18h50min. Nota-se que a maior perda de potência está associada ao sombreamento sobre o

módulo voltado para a manhã, pois as demais curvas estão próximas a níveis baixos de potência, como pode ser observado pela tendência das curvas. A alternativa de adotar o horário do final de sombreamento ao módulo voltado à tarde, 09h10min, não acarretaria em mudanças significativas em seu montante de energia elétrica em relação aos demais, porém implicaria em uma expressiva influência na energia total do módulo voltado à manhã. Desta forma, desprezam-se os sombreamentos pouco significativos para os módulos visando-se atenuar o impacto dos sombreamentos no experimento.

Figura 5.3 – Comportamento da potência de três configurações de módulos PVs inclinados a 30° e orientados a -30° , 0° e 30° no ER, no dia 23 de dezembro de 2019



Fonte: Autor.

No período de experimento até a supressão das árvores, cerca de 58% dos dados coletados ocorreram em dias nos quais o período da manhã estava nublado, Tabela 5.1. Nestas condições, a energia gerada pelas diferentes configurações é muito semelhante devido à presença majoritária da irradiação solar indireta, conforme as curvas da Figura 5.4. Desta forma, a influência do sombreamento foi atenuada pela presença reduzida de irradiação solar direta no período. Na Tabela 5.1 também se apresentam os horários adotados para cada dia de experimento devido a estes sombreamentos e outros esporádicos. As variações nos períodos de

dados utilizados devem-se também à mudança nos horários do amanhecer e do anoitecer no decorrer das sazonalidades. A classificação entre nublado, nuvens pela tarde ou manhã e sem nuvens deu-se a partir de análise diária dos dados de potência elétrica dos módulos fotovoltaicos.

Tabela 5.1 – Dias, horários e condições de cobertura por nuvens dos módulos PVs durante o experimento de influência da posição do módulo PV na geração de energia elétrica

Dia	Horário	Condição	Dia	Horário	Condição
19M08D12	06:00 - 19:00	Nublado	20M02D17	06:00 - 19:30	Nublado
19M08D26	06:00 - 19:00	Nublado	20M02D24	06:00 - 19:30	Nuvens pela tarde
19M09D09	06:00 - 19:00	Nublado	20M03D02	06:00 - 18:45	Sem nuvens
19M09D16	06:00 - 19:00	Nublado	20M03D09	06:00 - 18:00	Sem nuvens
19M09D23	08:30 - 19:00	Nuvens pela tarde	20M03D16	06:00 - 18:30	Nublado
19M09D30	08:30 - 18:00	Sem nuvens	20M03D23	06:00 - 17:45	Sem nuvens
19M10D07	06:00 - 17:30	Nuvens pela manhã	20M03D30	06:00 - 17:45	Nublado
19M10D14	06:00 - 19:00	Nublado	20M04D06	06:30 - 17:30	Nuvens pela manhã
19M10D21	06:00 - 19:00	Nublado	20M04D20	07:30 - 16:30	Sem nuvens
19M10D28	06:00 - 19:00	Nuvens pela manhã	20M04D27	07:00 - 18:00	Nublado
19M11D04	06:00 - 19:00	Nublado	20M05D04	07:00 - 18:00	Nuvens pela manhã
19M11D11	06:00 - 19:00	Nublado	20M05D11	07:00 - 18:00	Nuvens pela tarde
19M11D18	08:00 - 18:00	Sem nuvens	20M05D18	08:45 - 16:15	Sem nuvens
19M11D22	06:00 - 19:00	Nublado	20M05D25	08:45 - 16:15	Sem nuvens
19M11D25	08:00 - 19:00	Nuvens pela tarde	20M06D01	07:00 - 18:00	Nublado
19M12D02	08:00 - 16:30	Nuvens pela tarde	20M06D08	09:00 - 18:00	Nuvens pela tarde
19M12D23	07:50 - 18:50	Sem nuvens	20M06D15	07:00 - 18:00	Nublado
19M12D30	09:15 - 18:45	Sem nuvens	20M06D22	07:00 - 18:00	Nuvens pela manhã
20M01D06	06:00 - 19:30	Sem nuvens	20M07D03	09:00 - 16:30	Sem nuvens
20M01D13	06:00 - 19:00	Sem nuvens	20M07D06	09:00 - 18:00	Nuvens pela tarde
20M01D24	06:00 - 19:15	Nuvens pela manhã	20M07D13	09:00 - 16:30	Nuvens pela manhã
20M01D31	06:00 - 19:00	Nuvens pela manhã	20M07D20	09:00 - 16:15	Nuvens pela tarde
20M02D03	06:00 - 18:45	Nuvens pela manhã	20M07D27	09:00 - 16:15	Nuvens pela manhã
20M02D14	06:00 - 19:30	Nublado			

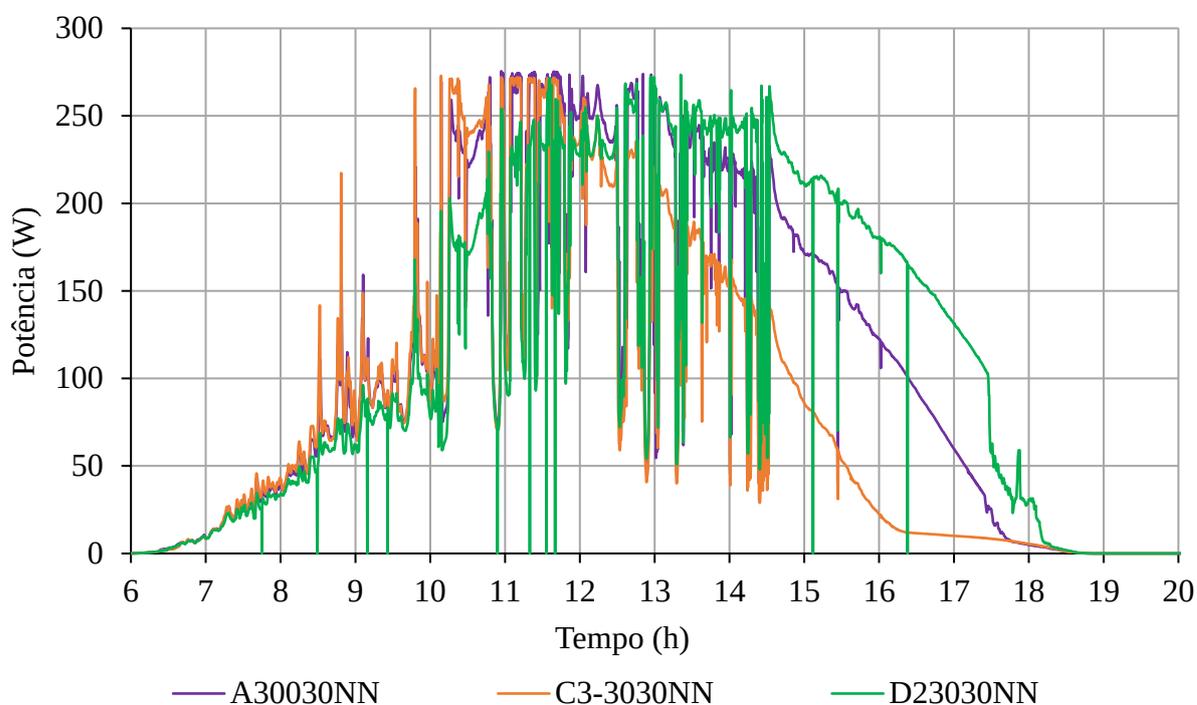
Fonte: Autor.

5.1.1 Análise mensal

O rendimento percentual mensal da geração de energia elétrica por todas as configurações no decorrer dos 12 meses está ilustrado na Figura 5.5 e organizados mensalmente na Figura 5.6. Os valores percentuais referem-se mensalmente ao módulo fotovoltaico com

orientação para o Norte geográfico e inclinação igual à latitude local (A30030NN). Este gráfico elucidada a variação e tendência do rendimento elétrico de cada configuração ao longo dos meses através de escalas proporcionais de cor e profundidade de superfície. Desta forma, pode-se avaliar as melhores configurações mensais, bem como os melhores meses para cada configuração. Além disso, os valores percentuais possibilitam a averiguação do comportamento das configurações e entre as configurações ao longo dos meses.

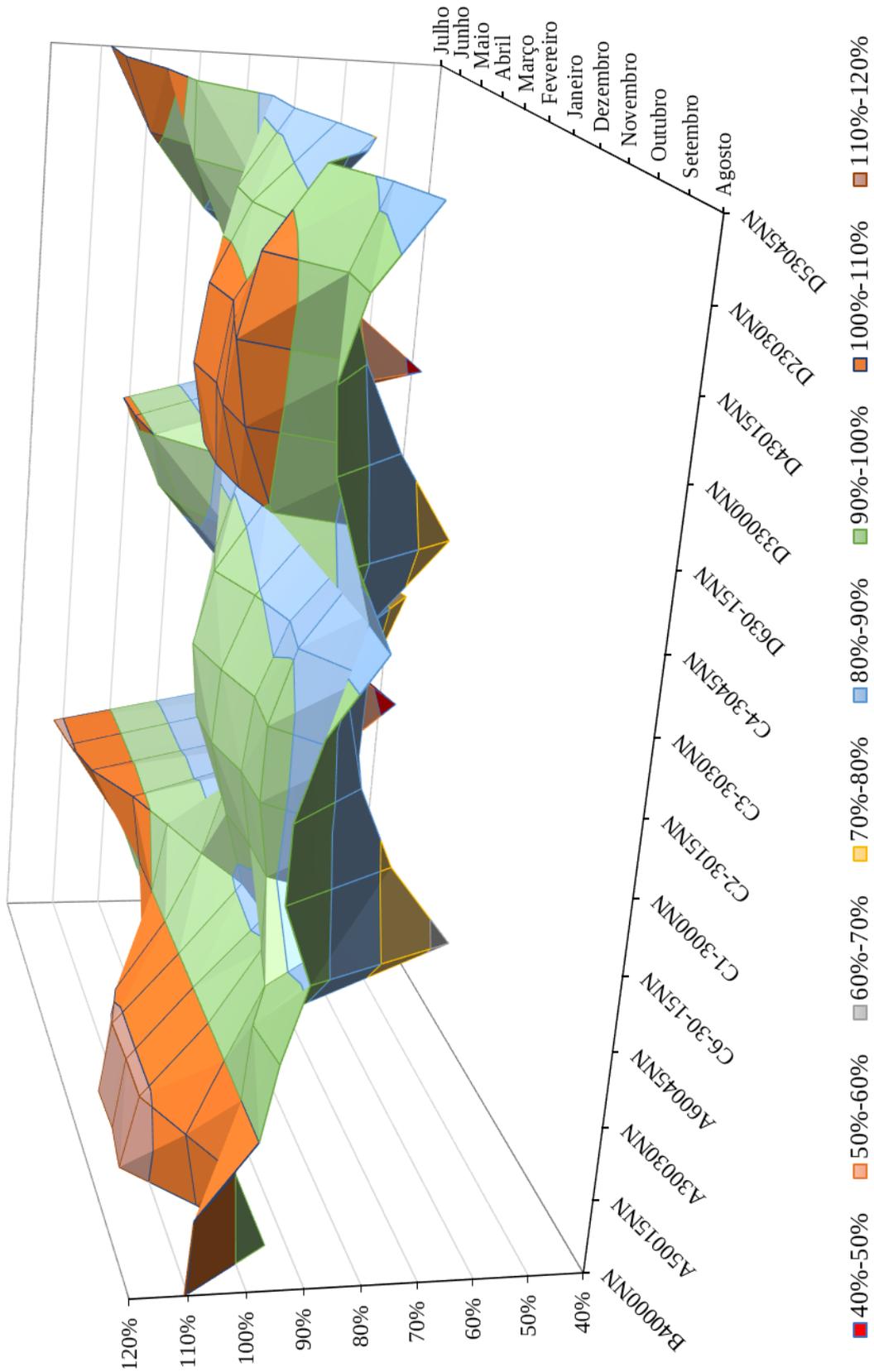
Figura 5.4 – Comportamento da potência de três configurações de módulos PVs inclinados a 30° e orientados a -30°, 0° e 30° no ER, dia 07 de outubro de 2019



Fonte: Autor.

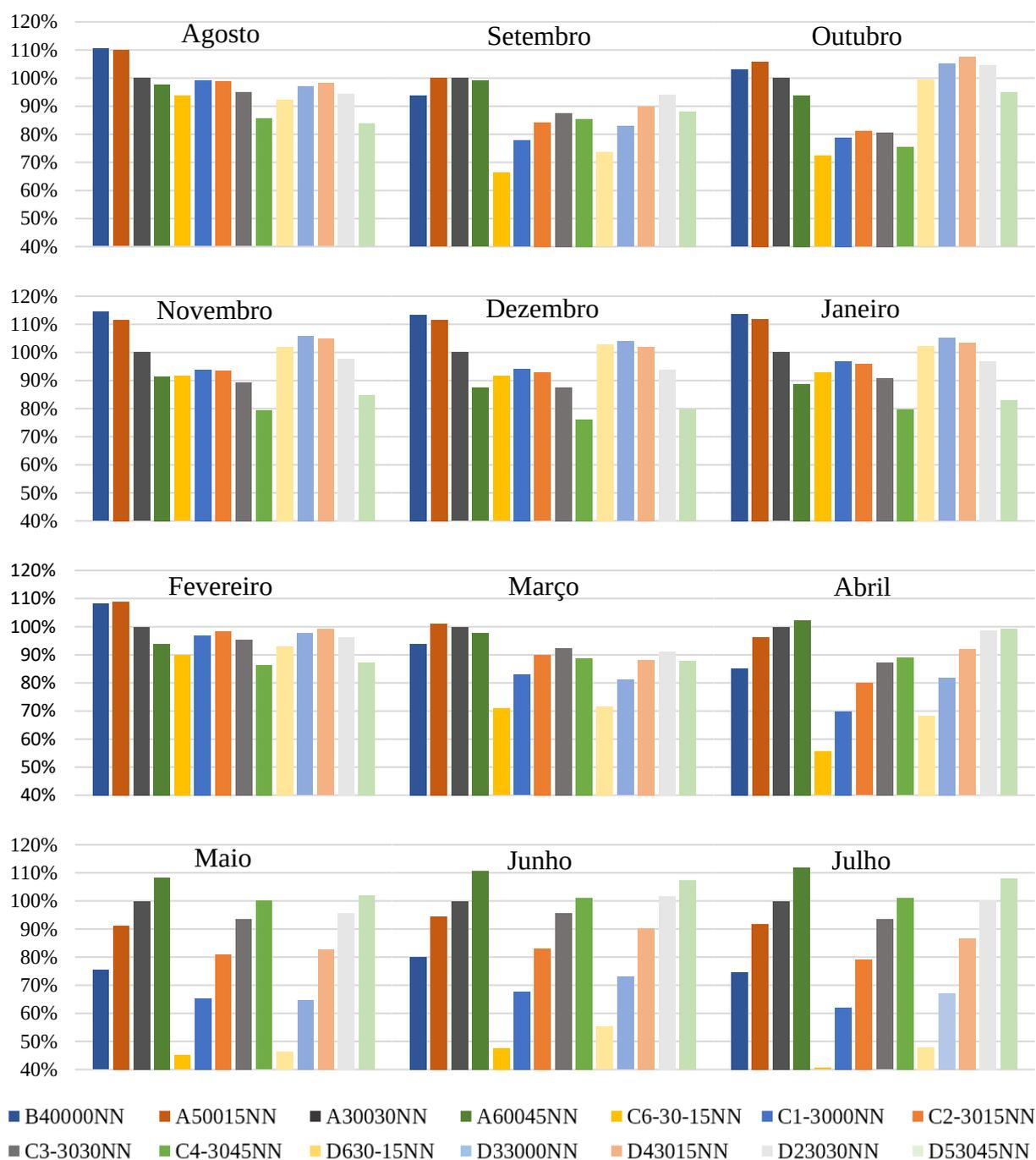
Cerca de 79% dos valores percentuais de rendimento elétrico das configurações ao longo dos meses estão entre 80 e 110%. As ocorrências de rendimentos abaixo de 80% e acima de 110% foram de 16% e 5%, respectivamente. Nota-se ainda que os valores percentuais dos rendimentos elétricos são inferiores nas configurações orientadas para o período da manhã, assim como nas configurações com inclinações de -15°, 0° e 45°, que embora forneçam resultados satisfatórios para alguns meses apresentam também os piores rendimentos em outros, abaixo de 80% e chegando até a 45%, conforme a Figura 5.6.

Figura 5.5 – Superfície do percentual de geração de energia elétrica mensal de cada configuração em relação ao módulo orientado à latitude local



Fonte: Autor.

Figura 5.6 – Nível percentual da geração de energia elétrica mensal de cada configuração em relação ao módulo orientado à latitude local



Fonte: Autor.

Para visualizar minuciosamente as informações de cada configuração organizou-se os dados mostrados no gráfico da Figura 5.5 na Figura 5.6, distribuindo mensalmente os percentuais de geração de cada configuração em relação à referência. Desta forma, a análise mensal auxilia na tomada de decisão para aplicações que visem a otimização a geração de

energia elétrica em algum período específico do ano, conforme as necessidades do usuário. Isto pode implicar na instalação de módulos fotovoltaicos em ângulos convenientes à sua estrutura pré-existente ou em adotar um novo posicionamento estrutural e, conseqüentemente, admitir maiores custos financeiros.

Nas aplicações específicas em que se priorizem a geração em algum período do ano é fundamental a base fornecida pela Figura 5.5 e Figura 5.6. Elas mostram como o rendimento dos módulos fotovoltaicos pode variar tão significativamente ao longo dos meses segundo suas inclinações e orientações. Ou seja, a geração de energia elétrica dada pelas configurações corresponde ao nível de perpendicularidade mensal dos módulos fotovoltaicos em relação ao Sol. Um exemplo é a configuração B40000NN, cujos percentuais de rendimento são expressivos durante os meses próximos a estação de Verão, superiores a 110%, e tangenciando apenas 75% em relação à configuração de referência no mês de maio. Ocorrência semelhante advém da configuração A60045NN, que gera acima da referência nos meses próximos ao Inverno, chegando a 111%, e a 87% no mês de dezembro (Verão). A configuração D630-15NN é ainda mais impactada, gerando aproximadamente a mesma quantidade de energia elétrica que a configuração de referência em alguns meses e em outros gerando abaixo de 50%.

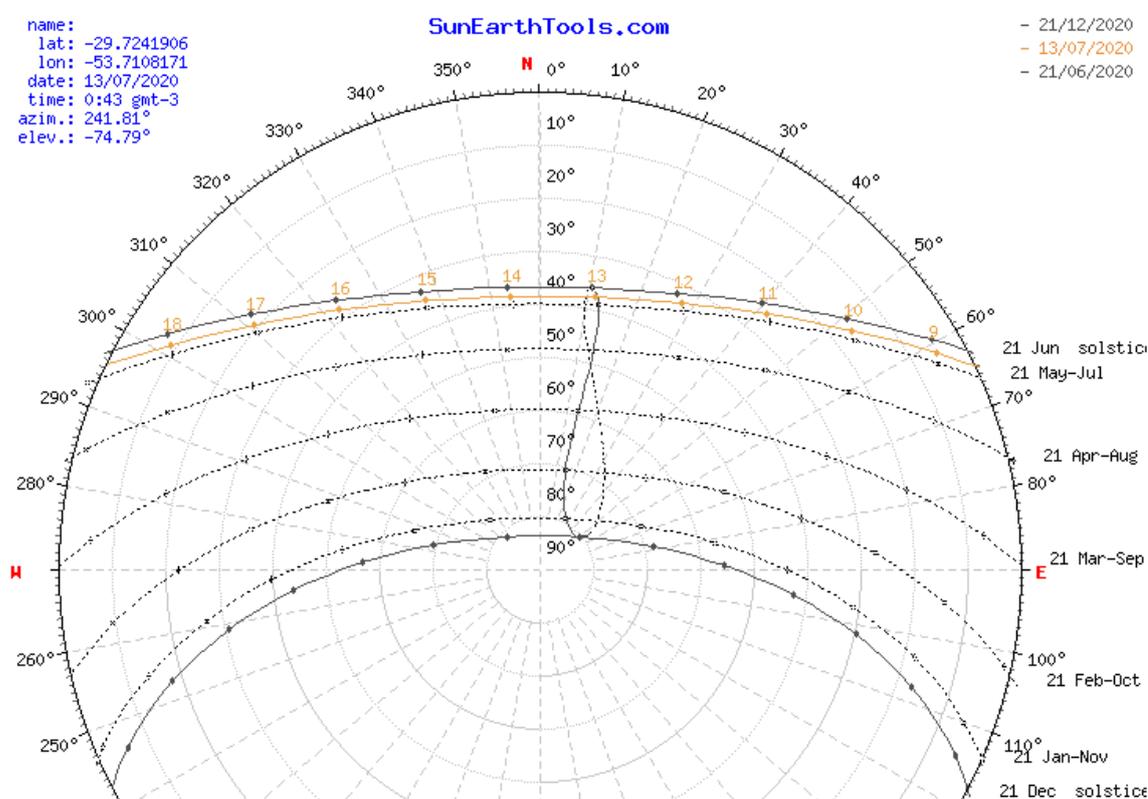
Como a inclinação da incidência dos raios solares sobre os módulos fotovoltaicos se modifica constantemente ao longo do ano, as modificações dos valores de rendimento de cada configuração no decorrer dos meses justificam-se pelas mudanças de sazonalidades. Com isso, pode-se garantir, por exemplo, os melhores rendimentos no período de Inverno para as inclinações íngremes e para as inclinações suaves (próximo à horizontal) no período de Verão. Além disso, na trajetória sazonal também se alteram a quantidade de horas de luz solar em cada dia. Portanto, pondera-se o rendimento percentual da geração de energia elétrica das configurações sazonalmente na próxima sessão. Assim, também possibilita-se otimizar a geração em uma das sazonalidades do ano. Além disso, como a geração de energia elétrica de algumas configurações são satisfatórias em alguns meses e apresentam reduções significativas em outros, a configuração com melhor rendimento anual estará atrelada à menor variação mensal daquelas com altos índices de rendimento, que também é abordada na sequência.

5.1.2 Análise sazonal

Devido à inclinação de $-23,5^\circ$ do eixo da Terra em relação ao Sol definiram-se sazonalidades trimestrais ao longo do ano, com dois Solstícios e dois Equinócios. Na localidade da CEF, os Solstícios de Verão e Inverno começam em 21 de dezembro e de junho,

respectivamente. Os inícios dos Solstícios delimitam as duas extremidades da variação angular da inclinação entre a superfície e os raios solares, sendo o Verão referente ao ângulo de inclinação mais baixo e o Inverno ao mais elevado (Sol ao horizonte). Cada extremo ocorre uma vez ao ano sob duas trajetórias distintas com ângulos intermediários que definem os Equinócios de Outono e Primavera. Os Equinócios de Outono e Primavera iniciam em 21 de março e setembro, respectivamente. O gráfico polar da Figura 5.7 representa a trajetória solar anual vista da Terra para a cidade de Santa Maria / RS no dia 13 de julho de 2020.

Figura 5.7 – Gráfico polar da trajetória solar anual vista da Terra para Santa Maria / RS

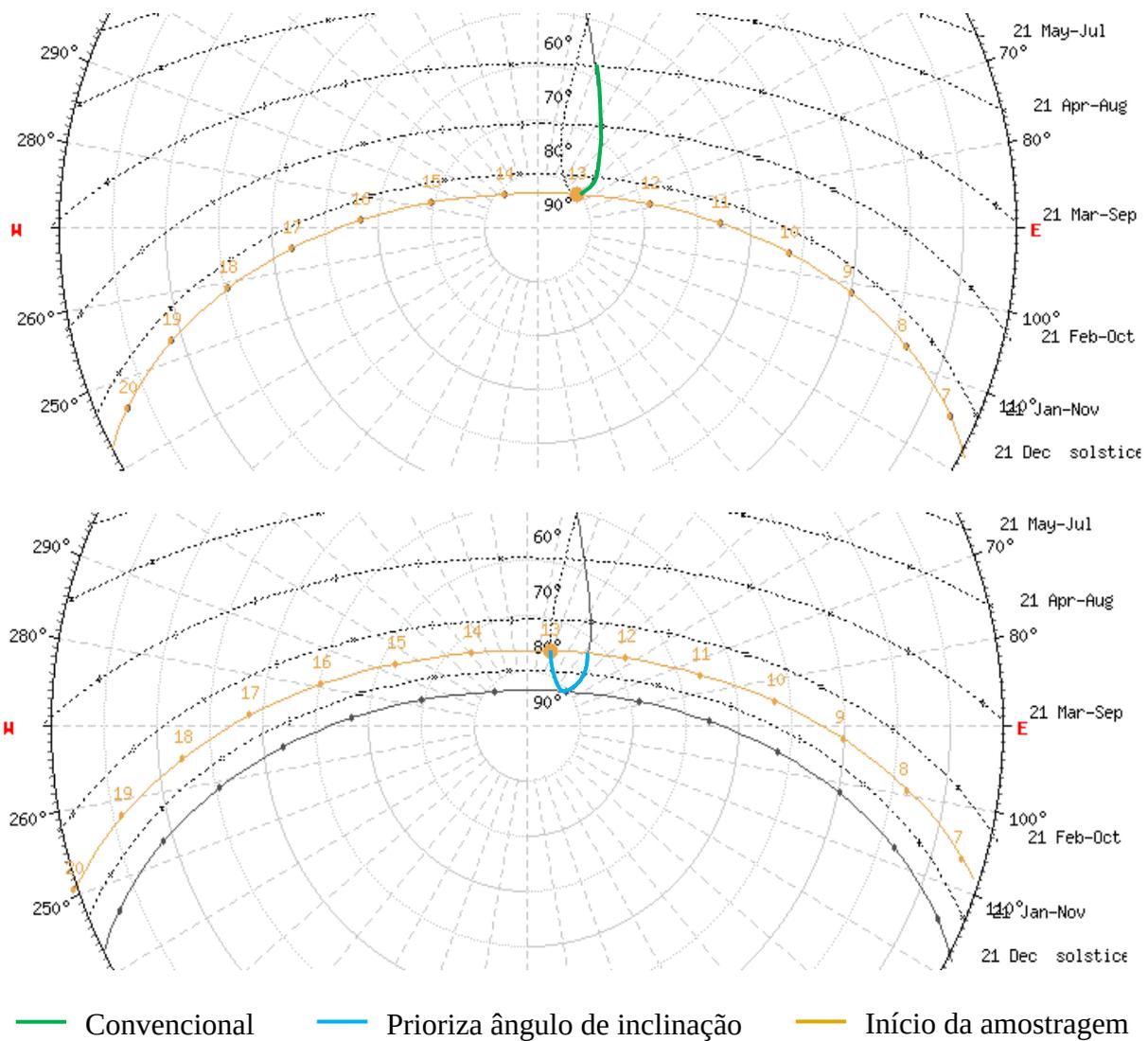


Fonte: SUNEARTHTOOLS (2020).

A análise da geração de energia elétrica de cada uma das configurações em cada estação do ano pode ser realizada de duas formas. A primeira emprega as datas de início e de fim de cada sazonalidade. A segunda trata a data de início das estações como ponto intermediário ao período analisado, ou seja, é acrescentado ao dia de início de cada sazonalidade ± 45 dias. A justificativa para se analisar a geração no período sazonal com a segunda proposta é de priorizar a inclinação dos raios solares sobre os módulos de acordo com as estações do ano.

A Figura 5.8 ilustra o período e ângulos de inclinação empregados em cada uma das propostas de análise para o período de Verão. Nota-se que no modelo convencional emprega-se por completo o período compreendido na estação de Verão, com variação significativa no valor do ângulo de inclinação no ápice solar, de 10 a 40°. No caso do modelo que prioriza o ângulo de inclinação das estações, a variação do ângulo de inclinação no período de 90 dias é de 10 a 25°, aproximadamente. Desta forma, a análise de ângulos de inclinação baixos, dito de Verão, engloba a estação de Primavera e Verão.

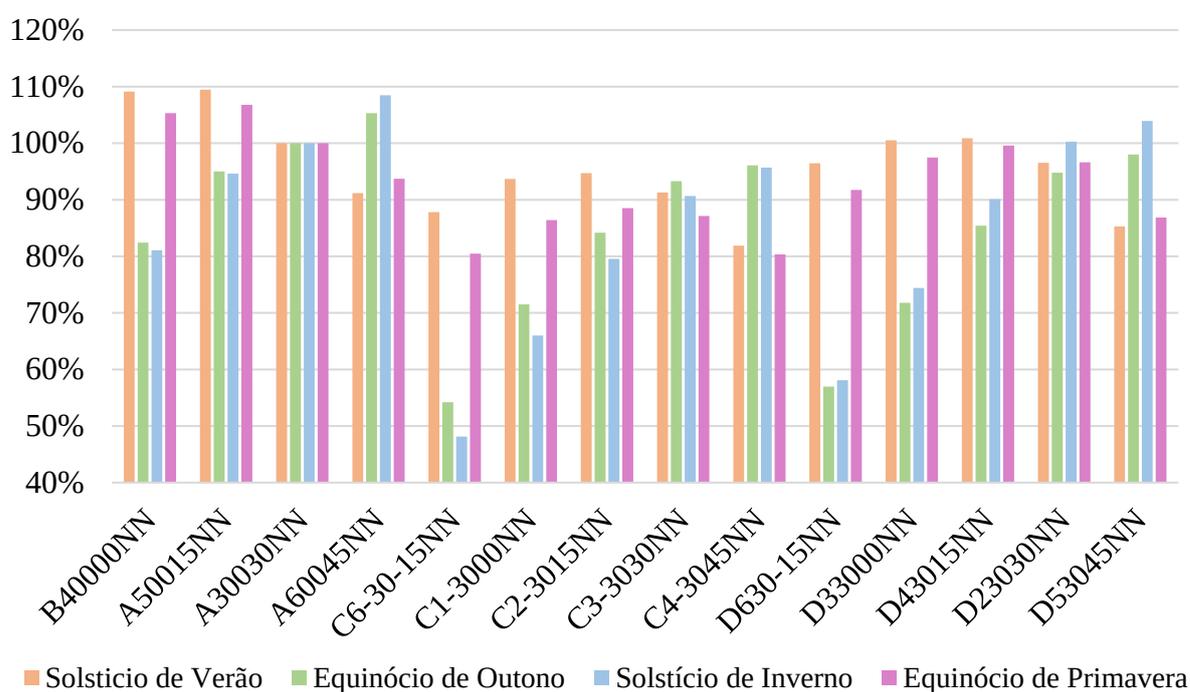
Figura 5.8 – Propostas para análise da geração fotovoltaica no Verão



Fonte: Adaptado de SUNEARTHTOOLS (2020).

A Figura 5.9 apresenta os percentuais de geração de energia elétrica sazonal para cada configuração em relação ao módulo orientado à latitude local e a Figura 5.10, os percentuais de geração reunidos priorizando os ângulos de inclinação de cada estação. Em ambos os gráficos se notam que os valores energéticos das configurações orientadas para o período da manhã são inferiores aos valores das demais configurações em todas as estações.

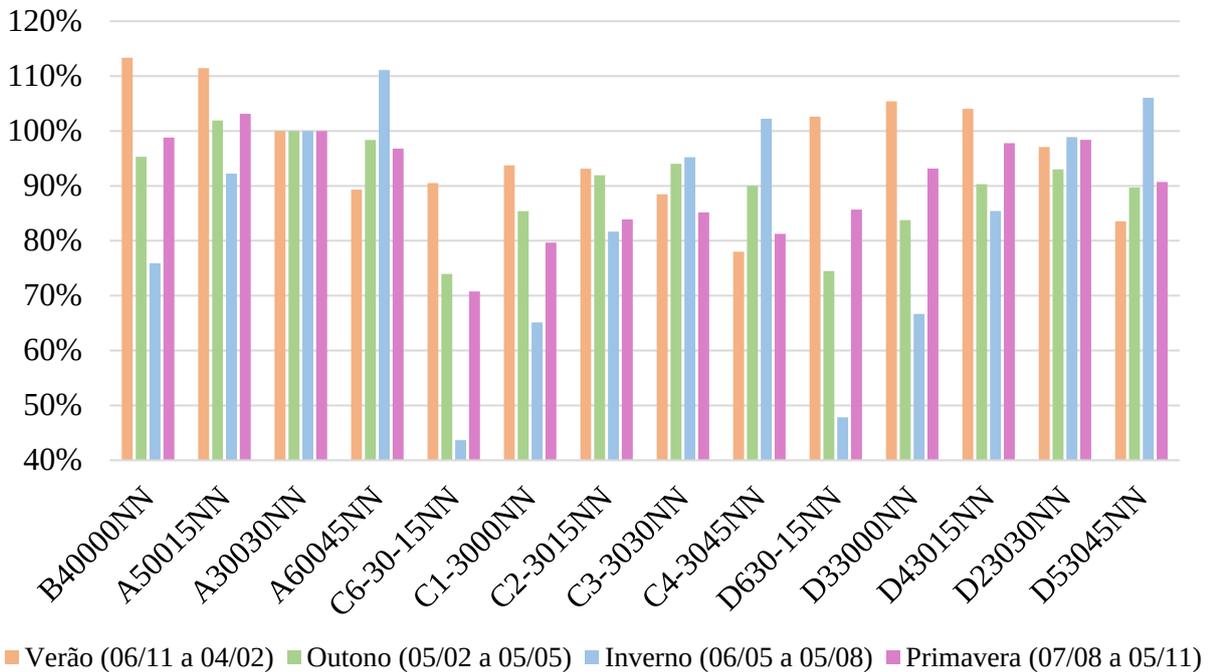
Figura 5.9 – Geração de energia elétrica sazonal de cada configuração em relação ao módulo orientado à latitude local



Fonte: Autor.

Tanto na Figura 5.9 quanto na Figura 5.10 os ângulos menores de inclinação apresentam melhores resultados no período de Verão e os ângulos maiores no período de Inverno. Essa relação é ainda maior na proposta que prioriza os ângulos das estações. Nos períodos de Outono e Primavera a geração prevalece nos módulos com ângulo de inclinação maiores e menores, respectivamente, para a proposta convencional. Na proposta que prioriza os ângulos das estações a geração destes dois Equinócios se aproximam, uma diminui e a outra aumenta para diferentes ângulos de inclinação. As configurações com ângulos inclinados ao Sul (-15°) apresentam resultados satisfatórios no Verão e, dependendo da situação, na Primavera; nas demais estações a influência do ângulo de inclinação é crítica para a geração de energia elétrica.

Figura 5.10 – Geração de energia elétrica priorizando o ângulo de inclinação das estações de cada configuração em relação ao módulo orientado à latitude local



Fonte: Autor.

Evidencia-se também que a grande maioria dos melhores percentuais de geração dos módulos ocorrem com as configurações que priorizam a geração diária (orientado ao Norte) em todas as sazonalidades. Esta afirmação pode ser melhor visualizada na Tabela 5.2, a qual reúne as diferenças nas gerações de energia elétrica percentual das configurações que priorizam o dia com aquelas que priorizam a manhã e a tarde, em ambas as propostas e em todas as sazonalidades. Em geral, os menores desvios da geração em relação às configurações que priorizam a geração diária ocorreram com as configurações orientadas ao Oeste.

Na Figura 5.11 reúnem-se os dados da geração de energia elétrica de todas as configurações no período de Verão e de Inverno sob as duas propostas de análise e na Figura 5.12 no período de Outono e Primavera. Nota-se que há um leve incremento nos valores de Inverno e de Verão com a análise que prioriza os ângulos das estações com as inclinações máximas e mínimas, respectivamente. No Outono e na Primavera, a discrepância de geração na análise convencional suaviza-se com a análise que prioriza os ângulos das estações. Além disso, destaca-se a trajetória inversa das curvas no período de Inverno e Verão conforme aumenta o ângulo de inclinação das configurações, conforme a Figura 5.11. Na Primavera, a trajetória das colunas com o aumento do ângulo de inclinação das configurações é mais sutil em relação às trajetórias das colunas dos períodos de Verão, Inverno e Outono.

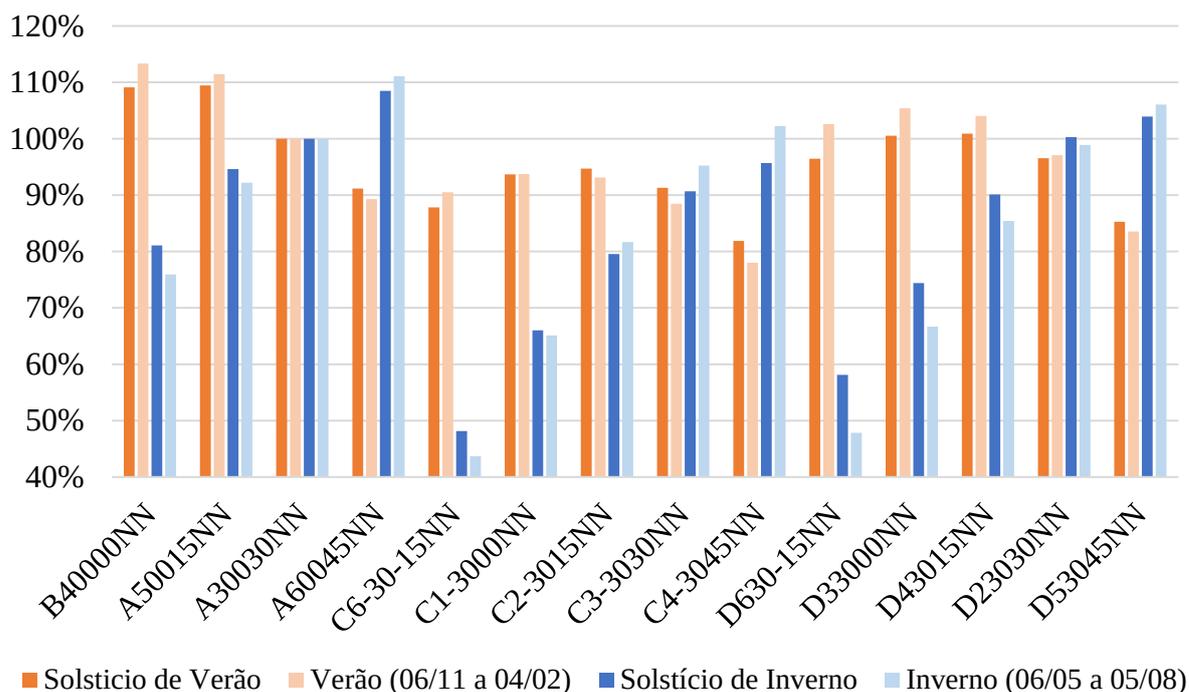
Tabela 5.2 – Diferença de geração percentual entre as configurações que priorizam o dia e as que priorizam a manhã e tarde, nas duas propostas e em todas as sazonalidades

Configuração Referência	Relativo	Proposta *	Sazonalidade			
			Verão	Outono	Inverno	Primavera
B40000NN	C1-3000NN	1	-15,44%	-10,93%	-15,07%	-18,91%
		2	-19,59%	-9,92%	-10,81%	-19,15%
A50015NN	C2-3015NN	1	-14,76%	-10,83%	-15,07%	-18,27%
		2	-18,33%	-9,96%	-10,54%	-19,27%
A30030NN	C3-3030NN	1	-8,71%	-6,70%	-9,34%	-12,85%
		2	-11,52%	-5,97%	-4,78%	-14,86%
A60045NN	C4-3045NN	1	-9,29%	-9,22%	-12,80%	-13,40%
		2	-11,30%	-8,34%	-8,86%	-15,53%
B40000NN	D33000NN	1	-8,60%	-10,64%	-6,66%	-7,84%
		2	-7,93%	-11,56%	-9,26%	-5,66%
A50015NN	D43015NN	1	-8,56%	-9,60%	-4,52%	-7,21%
		2	-7,40%	-11,61%	-6,80%	-5,36%
A30030NN	D23030NN	1	-3,45%	-5,21%	+0,26%	-3,38%
		2	-2,93%	-6,98%	-1,12%	-1,61%
A60045NN	D53045NN	1	-5,90%	-7,31%	-4,54%	-6,86%
		2	-5,77%	-8,66%	-5,05%	-6,08%

Fonte: Autor.

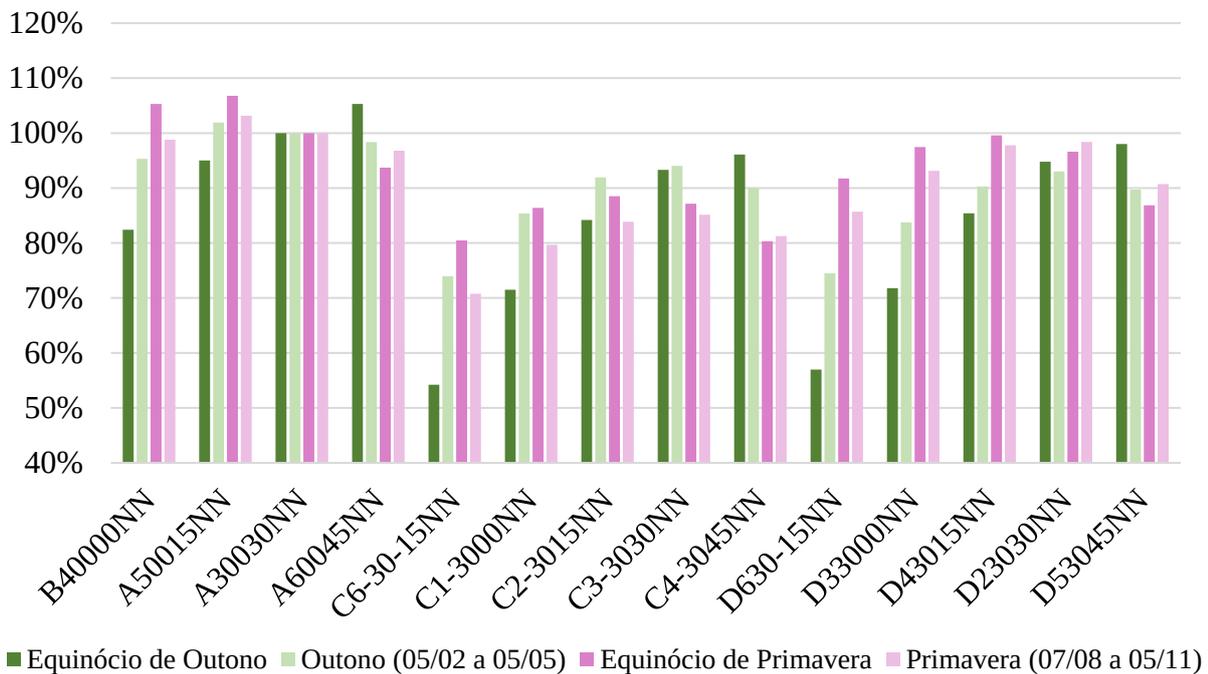
* 1 – Proposta convencional; 2 – Proposta que prioriza os ângulos de inclinação das estações.

Figura 5.11 – Geração de energia elétrica nos períodos de Verão e Inverno



Fonte: Autor.

Figura 5.12 – Geração de energia elétrica nos períodos de Outono e Primavera

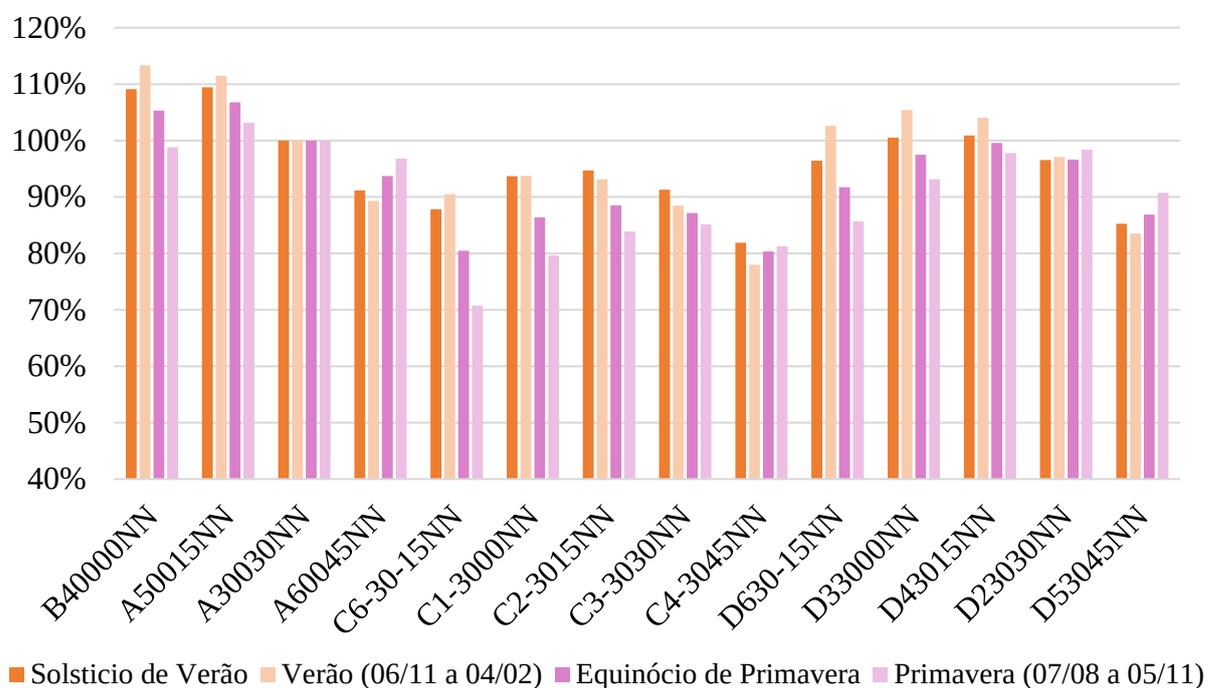


Fonte: Autor.

Na Figura 5.13 apresentam-se os dados de geração de energia elétrica de todas as configurações no período de Verão e Primavera sob as duas propostas de análise. Nota-se que as duas propostas trabalham de forma complementar, ou seja, ora o aumento transferido para o período do Verão é do período de Primavera, e ora o inverso. A ordem da transferência é segundo o ângulo de inclinação do módulo PV. O mesmo percebe-se na Figura 5.14, referente geração de energia elétrica de todas as configurações no período de Inverno e Outono. Notam-se que as trajetórias traçadas pelas colunas com o avanço crescente dos ângulos de inclinação são semelhantes entre os períodos de Verão e Primavera, assim como de Inverno e Outono.

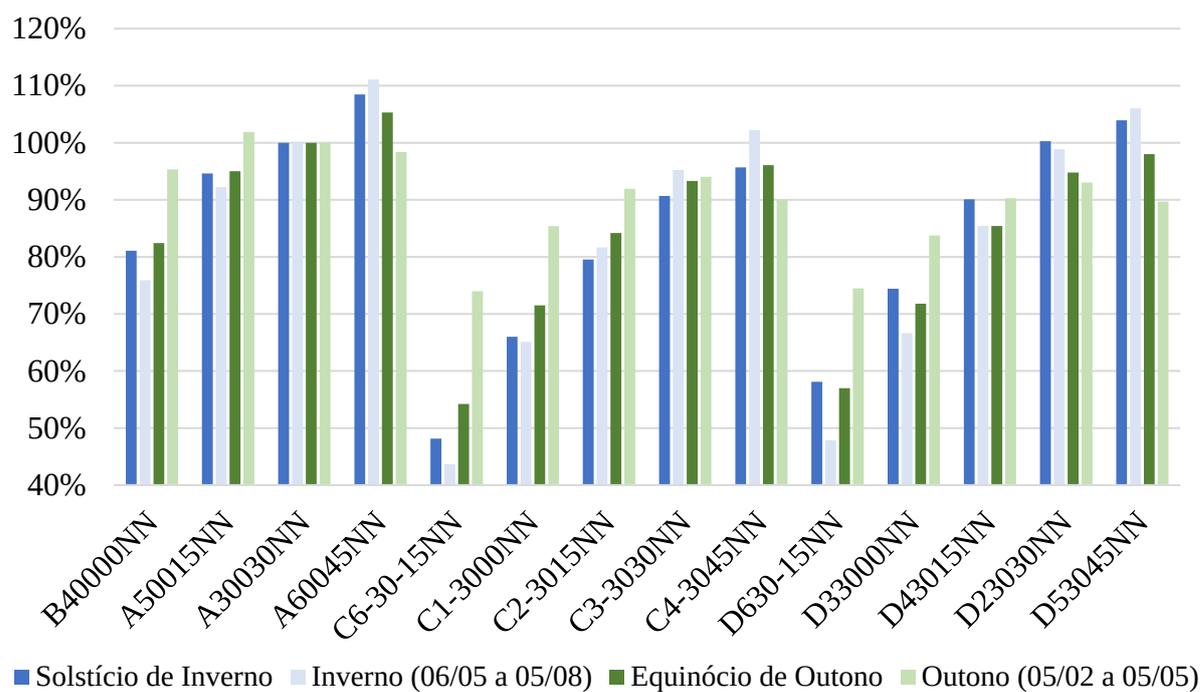
Diante destas análises, os ângulos de inclinações de 0 e 15° apresentam os melhores resultados para o período de Verão, e 45° para o Inverno. Na Primavera o ângulo de 15° apresenta melhores resultados, mas os ângulos de 0 e 30° geram aproximadamente o mesmo, principalmente para a análise que prioriza os ângulos das estações. No Outono, o ângulo de 45° se destaca para a análise convencional das estações, mas para a outra análise qualquer ângulo entre 0 e 45° geram valores aproximados. Na grande maioria das situações, a orientação voltada à tarde apresenta desempenhos próximos aos que priorizam o dia todo. Em contrapartida, as configurações que priorizam a manhã necessitam de atenção nos ângulos de inclinação adotados para não acarretar em perdas muito significantes.

Figura 5.13 – Geração de energia elétrica nos períodos de Verão e Primavera



Fonte: Autor.

Figura 5.14 – Geração de energia elétrica nos períodos de Inverno e Outono

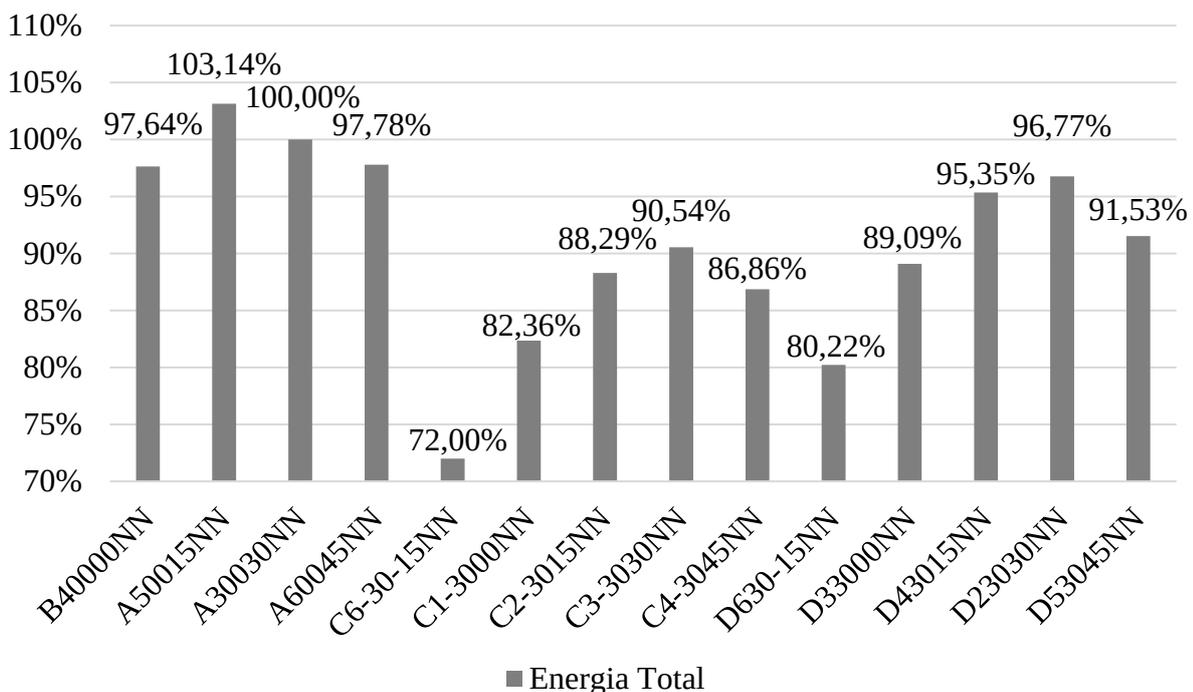


Fonte: Autor.

5.1.3 Análise anual

Tipicamente busca-se maximizar a geração de energia elétrica anual dos módulos fotovoltaicos devido a prática de compensação de créditos gerados, condição presente no Brasil. Para melhorar o desempenho anual dos módulos PVs é crucial, entre outros fatores, o seu posicionamento adequado, conforme abordado na Sessão 2.4.2.1. Confrontam-se os montantes de energia elétrica gerada de todas as configurações ao longo do ano para determinar os desempenhos percentuais individuais anual em relação à configuração orientada ao Norte geográfico e inclinado à latitude local (30°), conforme e Figura 5.15.

Figura 5.15 – Percentual de geração individual das configurações em relação ao módulo orientado à latitude local ao longo de um ano



Fonte: Autor.

Percebe-se que a geração das configurações que priorizam o período da manhã está constantemente abaixo da referência estabelecida e assim como também das demais configurações com inclinações correspondentes, da mesma forma que nos resultados mensais e sazonais. A parcela das diferenças entre a geração das configurações voltadas à tarde e à manhã devem-se aos dias parcialmente nublados, nos quais comumente há nuvens em parte considerável do período da manhã e sem a presença delas no período da tarde.

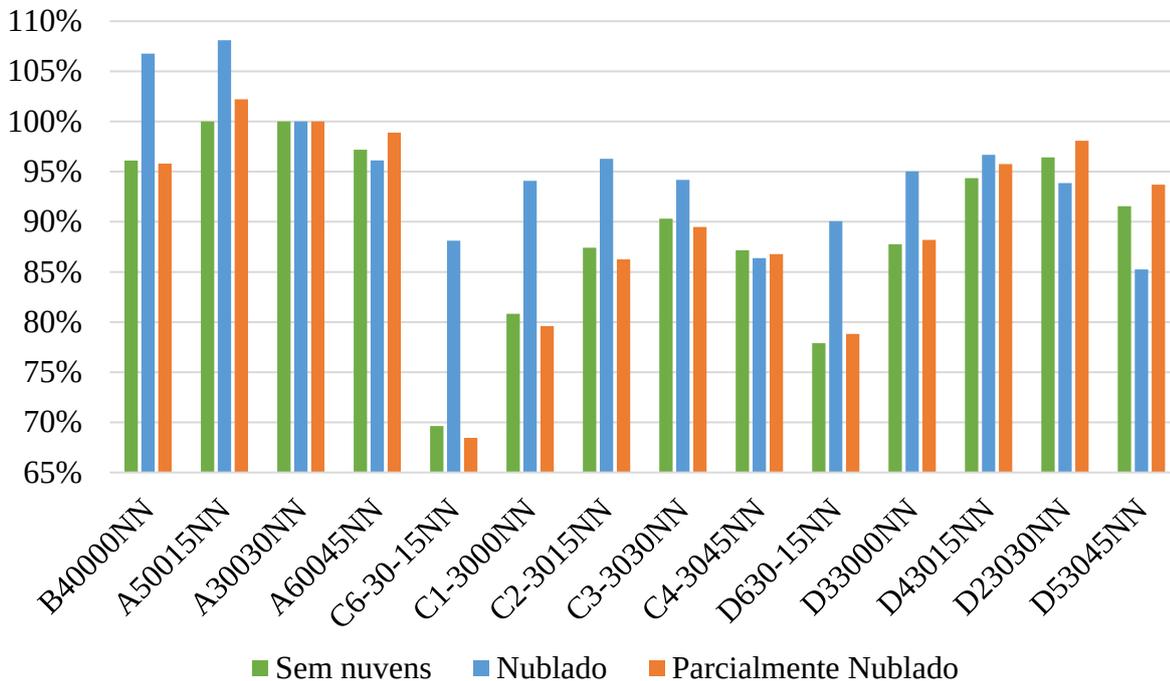
As configurações voltadas ao período da manhã apresentam pouca variação na energia gerada para os ângulos de inclinação entre 15 e 45°, mas significativa para o ângulo de -15°. Para as configurações voltadas ao período da tarde a geração das inclinações de 15 e 30° são próximas entre si e também da referência, podendo ser conveniente uma instalação com estas inclinações em construções já estabelecidas. Os demais ângulos que priorizam o período da tarde apresentam valores consideravelmente inferiores em relação à referência, muito embora superiores às configurações voltadas para a manhã.

Os módulos orientados para o Norte geográfico (0° no ER) apresentaram os melhores resultados energéticos anual entre as configurações, tendo pouca influência o ângulo de inclinação na geração de energia elétrica anual. A superioridade de geração do módulo inclinado a 15° em relação à referência pode estar associada com a considerável quantidade de dias nublados ou parcialmente nublados, onde a geração prevalece para os módulos com baixas inclinações. O mesmo ocorre para o módulo situado à horizontal (0°), porém por apresentar baixo desempenho no período de Inverno e Outono em relação à configuração inclinada à 15° seu desempenho anual é inferior. Apesar disso, mesmo com 30° de defasagem em relação ao módulo tomado como referência, possui desempenho semelhante ao do módulo inclinado a 45°, que está com apenas 15° de defasagem em relação à referência. A Figura 5.16 ilustra uma geração superior nos módulos com baixas inclinações em situações de céu nublado.

O montante da geração de cada configuração em relação à referência segundo as condições de nuvens no céu: sem nuvens, nublado e parcialmente nublado estão disponíveis na Figura 5.16. Da mesma forma que nos dias nublados, as configurações com baixos ângulos de inclinação nos dias parcialmente nublados também apresentam desempenhos superiores às configurações com inclinações íngremes, mas com discrepâncias suaves e não tão significantes quanto nos dias nublados.

O montante de geração nos dias nublados aponta que as configurações com orientação que priorizam o período da manhã e da tarde apresentam percentuais muito semelhantes. Este resultado é mais um elemento que corrobora com a teoria de que a distribuição da radiação através das nuvens é difusa isotrópica e que, portanto, a geração dos módulos PVs independe de seu ângulo de inclinação estar à -30° ou 30° no ER. Os dados que geram desacordo são das configurações com inclinações à -15° versus 15° nas condições de céu nublado, pois deveriam gerar em níveis semelhantes segundo a condição de radiação difusa isotrópica. As configurações que priorizam a geração no dia inteiro apresentam maiores desempenhos nestas condições de céu nublado em relação às outras duas orientações no ER, pois estão mais próximas à perpendicularidade ao céu e, portanto, mais favoráveis à radiação difusa isotrópica.

Figura 5.16 – Percentual anual de geração das configurações sob diferentes condições de nuvens no céu: sem nuvens, nublado e parcialmente nublado

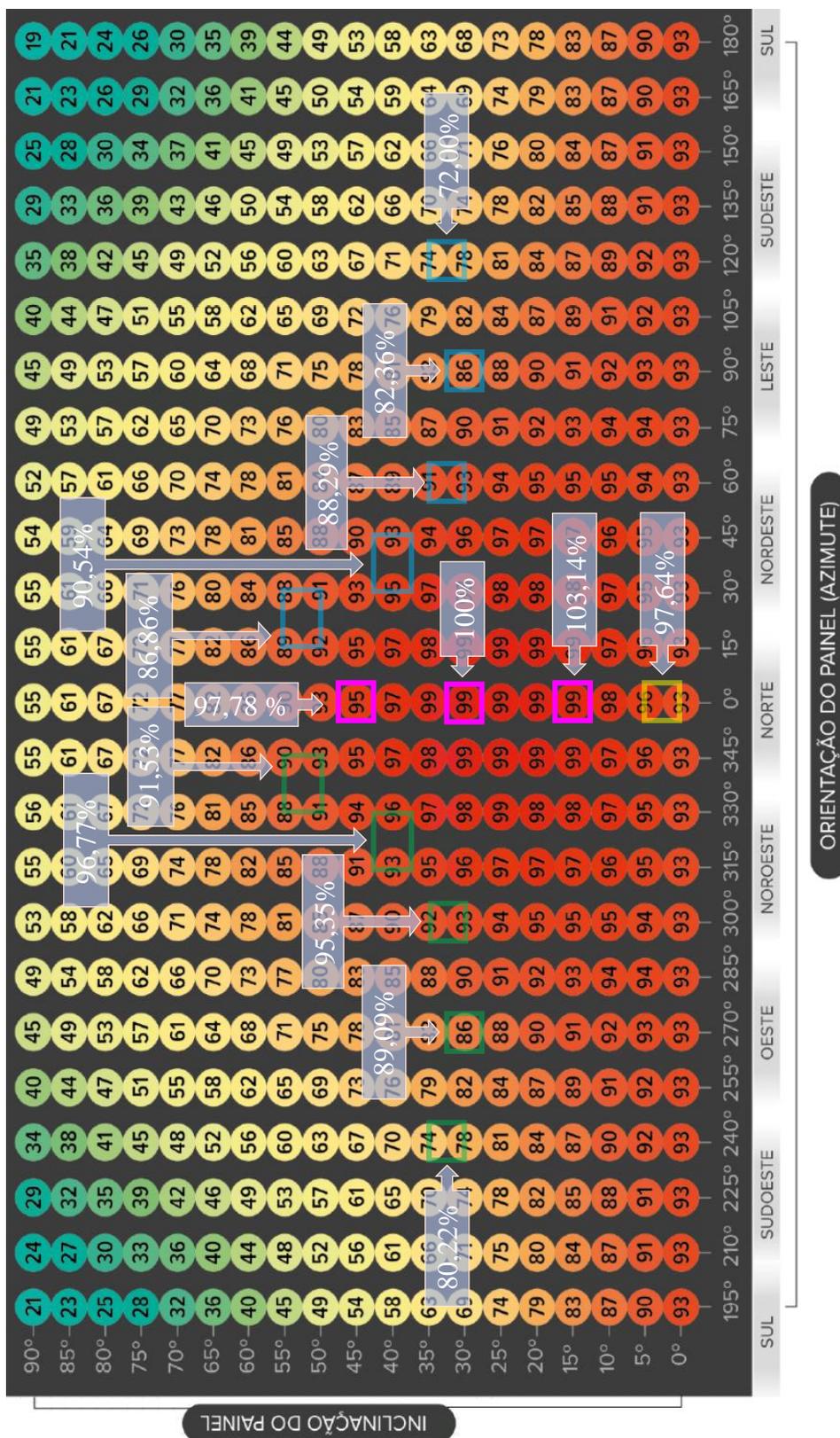


Fonte: Autor.

O gráfico da Figura 5.16 também revela semelhanças entre os dados de geração nos dias com o céu sem nuvens e parcialmente nublado. Esta proximidade assinala a presença e a influência majoritária no montante de energia elétrica dos períodos sem nuvens no céu nas ocasiões de dias parcialmente nublados. Além disso, nota-se que também há grande correlação entre os dados apresentados na Figura 5.15 e os dados dos dias sem nuvens e parcialmente nublado. Esta semelhança deve-se às influências no montante total da geração de energia elétrica anual nas condições de nuvens no céu: sem nuvens, parcialmente nublado e nublado que na média de todas as configurações são de 39%, 45% e 16%, respectivamente. As configurações que apresentam menores correlações são as que possuem menores ângulos de inclinação, pois possuem maiores índices de geração de energia elétrica nos dias nublados em relação às configurações com ângulos de inclinação íngremes.

A Figura 5.17 confronta os dados da Figura 5.15 da CEF com a simulação divulgada pela Secretaria de Minas e Energia (2018) representada na Figura 2.27. Cabe ressaltar que a simulação se refere à cidade de Porto Alegre / RS, considerando a latitude local de, aproximadamente, 30° e ângulo para maximizar a geração fotovoltaica de 25°. Desta forma, assumem-se pequenas diferenças nos resultados por conta do uso da latitude local de 30° para a CEF como referência e da simulação ser de 25°.

Figura 5.17 – Percentual de produtividade fotovoltaica anual em relação à produtividade máxima em Porto Alegre / RS e da CEF de Santa Maria / RS



Fonte: Adaptado de Secretaria de Minas e Energia (2018, p. 16).

Percebe-se que grande parte dos dados levantados em campo estão muito próximos aos apresentados pela simulação na Figura 5.17. Em termos gerais, os dados práticos mostram-se menores em relação à simulação para as configurações com orientações que priorizam a geração no período da manhã e maiores para as configurações que priorizam a geração no período da tarde e no dia completo. Além disso, nota-se que o montante de geração da configuração tomada como referência devido ao valor da latitude local não é a posição que garante o desempenho máximo anual. O desempenho máximo anual é obtido pela configuração A50015NN, próxima à latitude local como mencionado pelos autores citados na Sessão 2.4.2.1, e sobretudo na estimativa de que 18° é a inclinação ótima para a máxima produção anual em São Martinho da Serra / RS, com latitude semelhante à de Santa Maria / RS, Figura 2.26.

De acordo com a simulação, os módulos que priorizam a geração de energia elétrica tanto no período da manhã quanto da tarde deveriam apresentar valores semelhantes, numa espécie de espelhamento, conforme as Figura 2.25, Figura 2.26 e Figura 2.27. Porém, os dados coletados mostram que a produção de energia elétrica é maior pelos módulos voltados para o período da tarde (Oeste), em torno de 4%. Acredita-se que esta diferença esteja relacionada principalmente aos sombreamentos causados pelas árvores no entorno da CEF para os módulos orientados para o período da manhã (Leste), como exemplificado na Figura 5.3.

Apesar das medidas adotadas para minimizar os impactos dos sombreamentos na geração de energia elétrica dos módulos fotovoltaicos ainda assim houveram perdas na produção de energia elétrica, principalmente para as configurações orientadas para o Leste. Além do mais, grande parte dos dados nas condições de céu parcialmente nublado predominavam a presença de nuvens no período da manhã, enquanto que no período da tarde haviam menores concentrações de nuvens, colaborando para o desempenho superior dos módulos orientados ao Oeste.

Assumindo que a geração dos módulos orientados à Leste tenha influência do sombreamento ainda presente, os módulos orientados a Oeste apresentam percentuais de geração maiores em relação a previsão da geração dada pela simulação. Como os percentuais de geração da simulação referem-se ao ângulo de inclinação de 25° por proporcionar maior desempenho anual dos módulos fotovoltaicos em uma latitude local de 30° , se assumida a configuração de maior desempenho prático (15°) como referência às demais configurações os valores percentuais de geração das configurações orientadas ao Oeste aproximam-se ainda mais dos valores da simulação, dadas suas reduções próximas a 3%.

Com resultados semelhantes, a simulação da Figura 2.25 ilustra que há 95% de desempenho nos módulos posicionados entre os ângulos de inclinação 10 a 40° e azimute $\pm 40^\circ$, aproximadamente, na forma de um círculo. Nos percentuais de desempenho obtidos nas configurações testadas com esta delimitação os valores são próximos aos simulados, se for considerado que os valores das configurações orientadas à Leste possuem interferência de sombreamentos.

5.2 TEMPERATURA DE OPERAÇÃO E GERAÇÃO DE MÓDULOS PVS INSTALADOS EM TELHADOS

A análise da influência da temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos instalados em telhados convencionais na geração de energia elétrica baseia-se na metodologia descrita na Sessão 4.2. Os horários admitidos para cada dia de experimento e as condições das nuvens no céu estão descritas na Tabela 5.3. Os diferentes períodos admitidos na análise dos dados coletados ao longo dos dias devem-se aos sombreamentos de postes e árvores nas configurações do experimento em questão e, também, a variação dos horários de amanhecer e anoitecer no decorrer das sazonalidades.

Um dos objetivos desta dissertação é comparar a geração de dois módulos fotovoltaicos instalados em um telhado convencional com outros dois módulos instalados em uma estrutura automatizada. Nesta proposta, um dos módulos fotovoltaicos instalados em um telhado está encostado no telhado (restrição da área traseira do módulo para a ventilação natural) e outro a 15 cm acima dele. Um dos módulos instalados em uma estrutura automatizada possui troca térmica natural e outro com circulação forçada de água. Esta estrutura automatizada foi mantida em posição estática na realização do experimento, conforme a Figura 5.18. Nota-se que a estrutura está inclinada no EI com um ângulo de 2°, aproximadamente. Este ângulo deveria ser de -3° para se igualar ao ângulo do EI do telhado, entretanto não há curso suficiente na estrutura para este valor, sendo inevitável esta defasagem de 5° entre os módulos do telhado e da estrutura.

A temperatura influencia majoritariamente no valor da tensão do módulo fotovoltaico e a ocorrência deste fenômeno pode ser observado na Figura 5.19, uma vez que os módulos operando em temperaturas inferiores apresentam maiores níveis de tensão. Inclusive, os dois módulos que possuem temperaturas de operação muito próximas (curvas sobrepostas nas cores cinza e verde claras) apresentam valores de tensão também similares ao longo do dia (curvas sobrepostas nas cores cinza e verde escuras), B41502NN e T115-3NN(15).

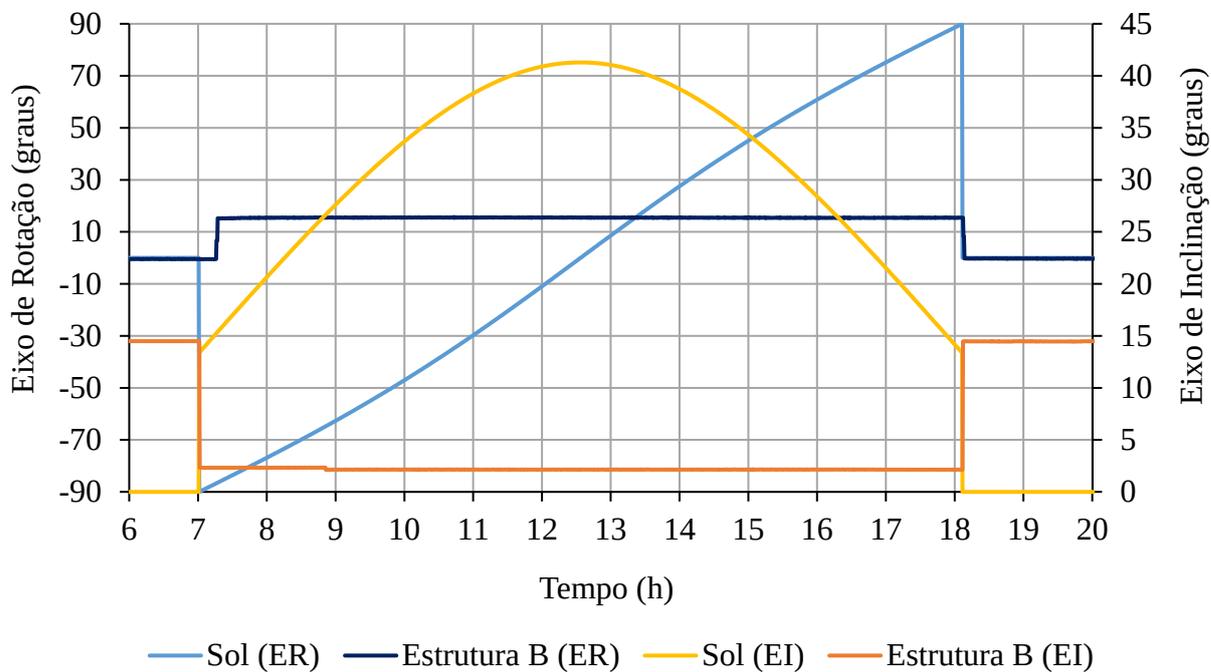
Tabela 5.3 – Dias, horários e condições de cobertura por nuvens durante o experimento de influência da temperatura de operação de módulos PVs instalados em telhados

Dia	Horário	Condição	Dia	Horário	Condição
19M08D13	09:45 - 16:15	Sem nuvens	20M02D11	06:00 - 16:45	Sem nuvens
19M08D20	10:15 - 16:15	Sem nuvens	20M02D18	06:00 - 19:00	Nublado
19M08D27	10:15 - 16:15	Sem nuvens	20M02D25	06:00 - 19:00	Nuvens pela tarde
19M09D03	10:00 - 16:30	Sem nuvens	20M03D03	06:00 - 17:45	Sem nuvens
19M09D10	06:30 - 18:30	Nuvens pela tarde	20M03D10	10:00 - 17:00	Sem nuvens
19M09D17	06:30 - 18:30	Nublado	20M03D17	06:00 - 18:00	Nublado
19M09D24	09:45 - 16:30	Sem nuvens	20M03D24	10:00 - 17:00	Nuvens pela tarde
19M10D01	09:45 - 17:45	Sem nuvens	20M03D31	09:45 - 17:45	Nuvens pela tarde
19M10D08	08:45 - 16:30	Sem nuvens	20M04D07	10:15 - 16:30	Sem nuvens
19M10D15	08:00 - 16:30	Nublado	20M04D14	06:30 - 17:30	Nublado
19M10D22	06:30 - 16:45	Nublado	20M04D21	10:15 - 16:15	Sem nuvens
19M11D01	06:30 - 16:30	Nuvens pela manhã	20M04D28	10:00 - 18:30	Nuvens pela tarde
19M11D05	06:00 - 19:00	Nublado	20M05D05	09:15 - 18:30	Nublado
19M11D12	06:00 - 19:00	Nublado	20M05D12	07:30 - 16:30	Nublado
19M11D19	08:00 - 18:00	Nuvens pela tarde	20M05D19	10:45 - 16:15	Sem nuvens
19M11D26	09:00 - 19:00	Nuvens pela tarde	20M05D26	10:45 - 16:00	Nuvens pela manhã
19M12D03	08:00 - 17:00	Sem nuvens	20M06D02	11:00 - 16:00	Nuvens pela tarde
19M12D17	06:00 - 17:00	Nuvens pela manhã	20M06D09	07:30 - 18:00	Nublado
19M12D24	08:15 - 17:00	Sem nuvens	20M06D16	11:00 - 16:00	Nuvens pela tarde
19M12D31	08:30 - 17:00	Nublado	20M06D23	07:30 - 16:00	Nuvens pela manhã
20M01D07	06:00 - 17:45	Nuvens pela manhã	20M07D04	11:15 - 17:30	Nuvens pela tarde
20M01D14	06:00 - 19:00	Nuvens pela tarde	20M07D07	10:00 - 17:30	Nublado
20M01D21	06:00 - 19:00	Nublado	20M07D14	11:00 - 16:30	Sem nuvens
20M01D28	06:00 - 17:00	Nuvens pela manhã	20M07D21	11:00 - 18:00	Nuvens pela tarde
20M02D04	06:00 - 17:00	Sem nuvens	20M07D28	11:00 - 17:00	Nuvens pela manhã

Fonte: Autor.

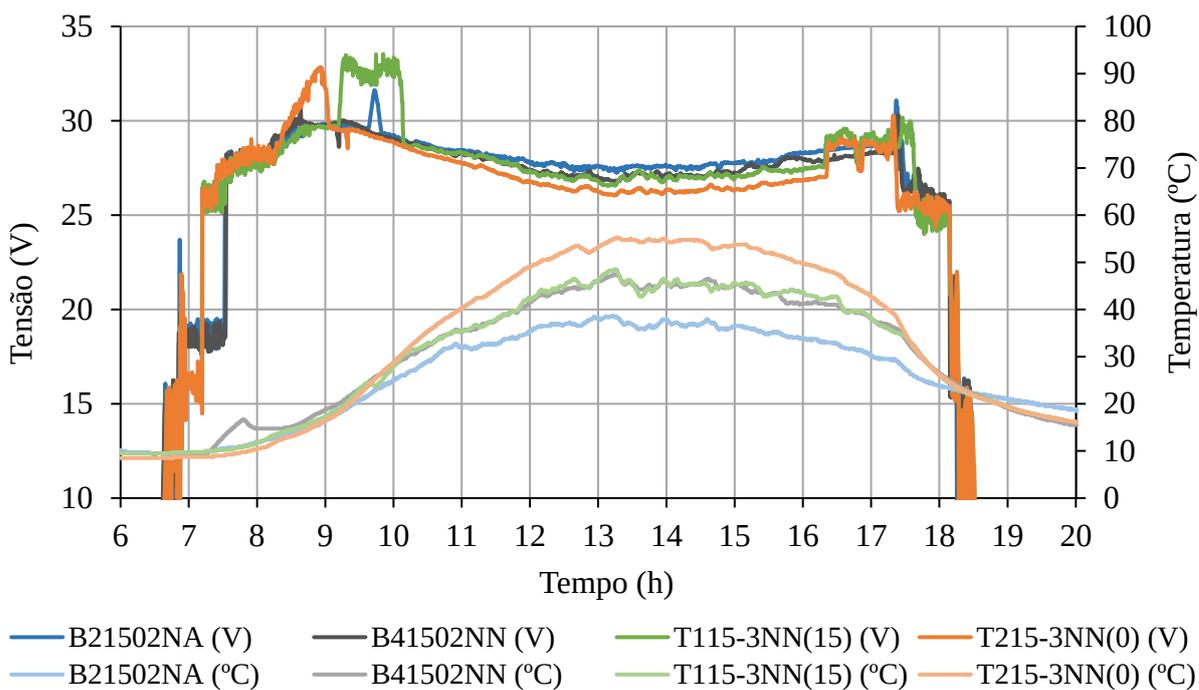
A corrente elétrica por sua vez não possui tamanha sensibilidade com a temperatura de operação, mas sim com a irradiação incidente ao módulo. Desta forma, observa-se na Figura 5.20 que as curvas de temperatura que se sobrepõem ao longo do dia apresentam valores de corrente incompatíveis. Esta diferença deve-se ao desencontro dos ângulos no Eixo de Inclinação entre os módulos situados no telhado e na estrutura, defasagem de 5°. Tal verdade pode ser observada pela sobreposição das curvas de corrente conforme seus pares de configurações, módulos da estrutura acima e módulos do telhado abaixo.

Figura 5.18 – Posicionamento da estrutura automatizada empregada no experimento de influência de temperatura na geração de módulos PVs em telhados



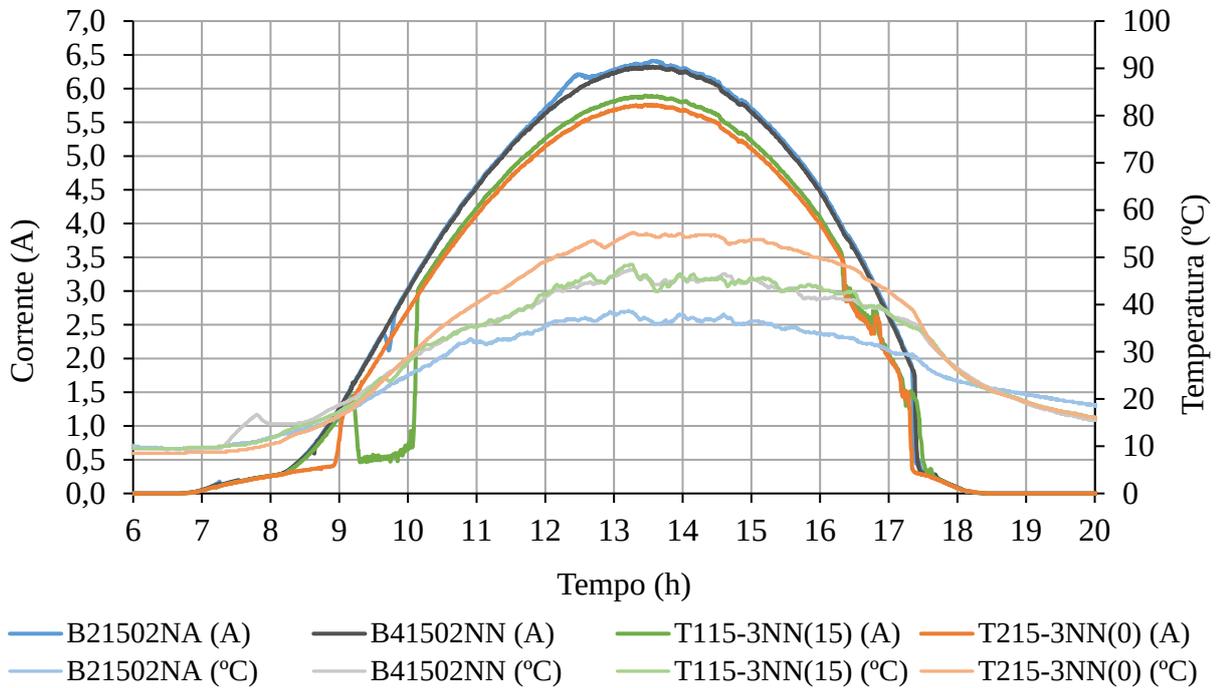
Fonte: Autor.

Figura 5.19 – Curvas de tensão e temperatura no dia 21 de março de 2020



Fonte: Autor.

Figura 5.20 – Curvas de corrente e temperatura no dia 21 de março de 2020



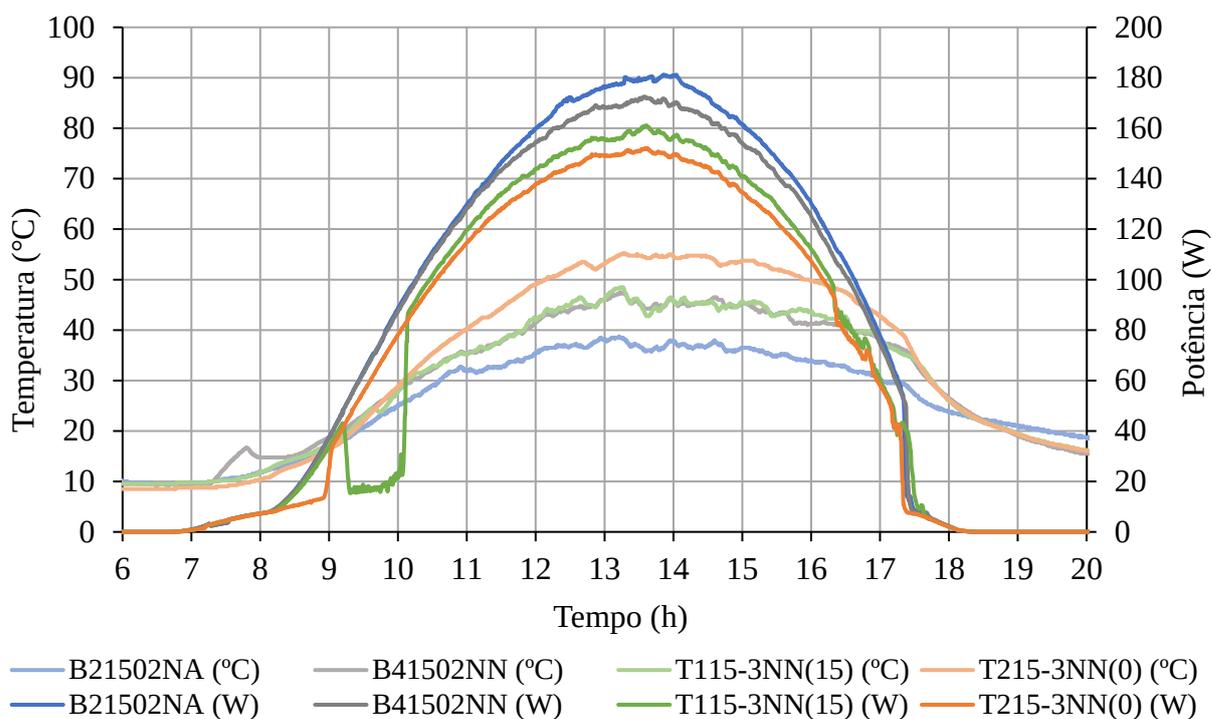
Fonte: Autor.

Ambos os efeitos, temperatura e ângulo da irradiação incidente sobre os módulos, estão presentes nas curvas de potência na Figura 5.21. Em concordância à análise realizada até então, os módulos B41502NA e T115-3NN(15) que possuem as curvas de temperatura sobrepostas ao longo do dia deveriam apresentar valores de potência também sobrepostos, segundo a influência exclusiva da temperatura. Porém, constata-se que há um desfasamento entre elas, que como mencionado anteriormente, deve-se à diferença de ângulos no EI entre as configurações, influenciando no valor da irradiação sensível ao módulo. Além disso, nota-se que as diferenças de temperatura entre os módulos situados no telhado possuem relação com a diferença de potência entre eles, e o mesmo entre os módulos situados na estrutura, representando a influência direta da temperatura de operação na geração.

Considerando-se a influência da defasagem dos ângulos no EI na geração de energia elétrica obteve-se o excedente de geração da configuração B41502NN em relação à T115-3NN(15), por possuírem aproximadamente a mesma temperatura de operação ao longo do dia. O valor energético de 7,66% a mais pressupõe-se ser exclusivamente devido às diferenças de ângulos no EI, admitindo ser nula a influência da temperatura sobre a corrente do

módulo PV devido ao impacto de menores proporções em relação ao impacto que tem sobre a tensão.

Figura 5.21 – Curvas de potência e temperatura no dia 21 de março de 2020

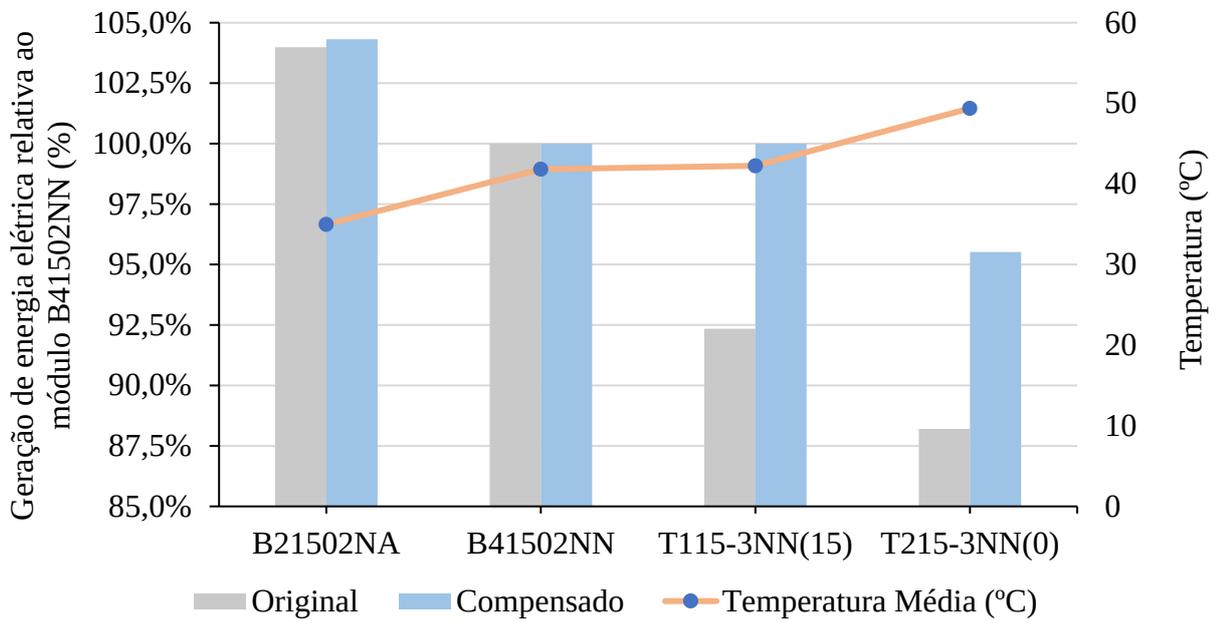


Fonte: Autor.

O valor de energia “extra” passa a ser subtraído dos montantes de energia elétrica dos dois módulos instalados na estrutura automatizada. A Figura 5.22 ilustra o resultado da análise compensada e a original (sem descontar a parcela de energia extra). Nota-se que a diferença na geração entre os módulos que operam com maior e menor temperatura é mais expressiva sem a compensação, justamente por haver a influência de dois fatores, a irradiação e a temperatura.

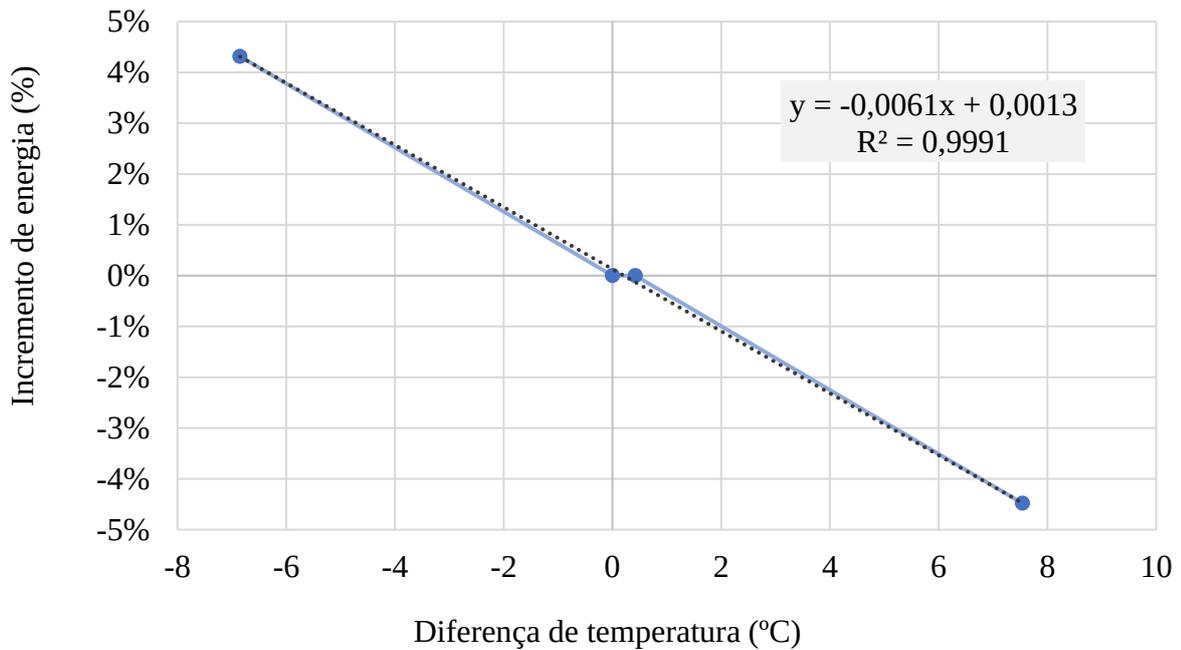
Após a compensação dos valores energéticos, o módulo com refrigeração forçada (temperatura média de 35°C) gerou 4,31% de energia elétrica a mais em relação ao módulo com ventilação natural (temperatura média de 42°C, aproximadamente). O módulo instalado em contato direto com o telhado (temperatura média de 49,5°C) gerou 4,48% menos energia elétrica. Relacionando estas variações de temperatura e geração de energia elétrica em relação ao módulo B41502NN obtém-se, preliminarmente para o dia 21 de março de 2020, um aumento ou diminuição de, aproximadamente, 0,6% da energia elétrica para cada diminuição ou aumento unitário da diferença de temperatura em graus celsius, Figura 5.23.

Figura 5.22 – Energia elétrica gerada no dia 21 de março de 2020 relativa a B41502NN



Fonte: Autor.

Figura 5.23 – Variação percentual da potência pela variação da temperatura de operação do módulo fotovoltaico no dia 21 de março de 2020

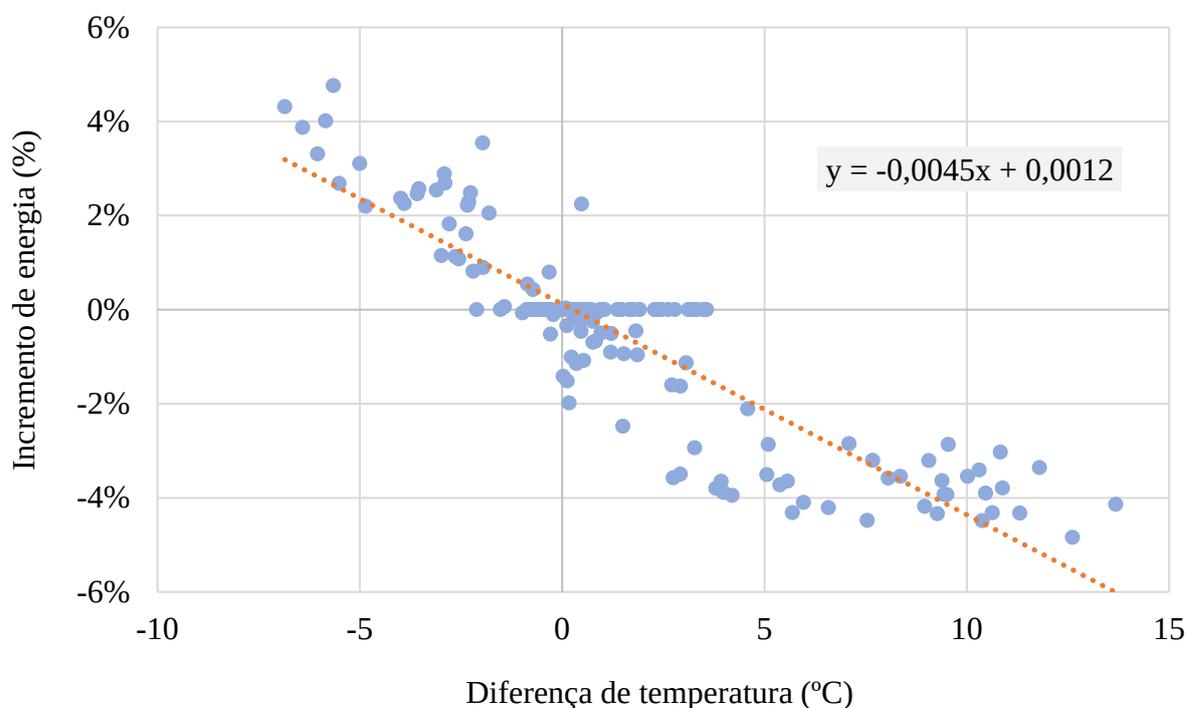


Fonte: Autor.

Verifica-se que a semelhança entre as temperaturas diárias dos módulos B41502NN e T115-3NN(15) na Figura 5.21 se mantém para as temperaturas médias diárias, de 41,83°C e 42,25°C, respectivamente, conforme a Figura 5.22. A diferença entre as configurações é de apenas 0,42°C, Figura 5.23. Preliminarmente, o fato de possuírem temperaturas de operação tão próximas caracteriza que os 15 centímetros de distância entre o módulo PV e o telhado garante uma ventilação para troca natural tão boa quanto a do módulo PV instalado na estrutura automatizada, lugar no qual não há limitantes para a circulação de ar.

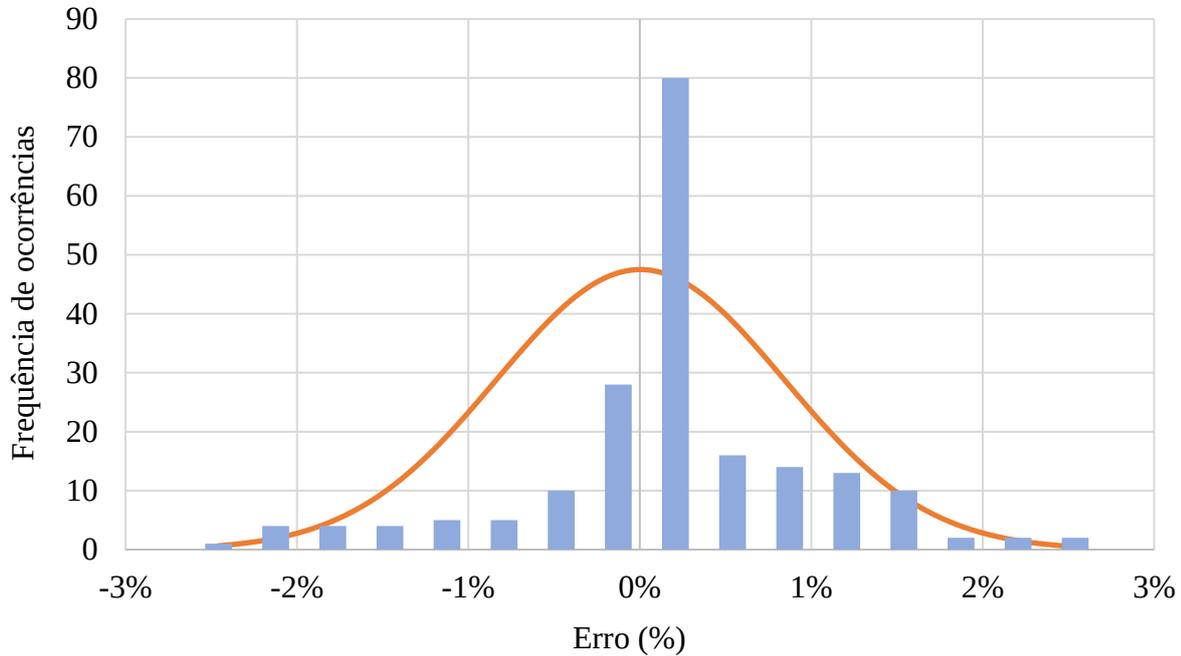
Analisando as variações de temperatura e geração de energia elétrica dos módulos em relação ao módulo B41502NN, de agosto de 2019 à julho de 2020, obteve-se o aumento ou diminuição de, aproximadamente, 0,45% de energia elétrica para cada diminuição ou aumento unitário da diferença de temperatura em graus celsius, Figura 5.24. O erro na representatividade da linha de tendência do tipo linear, descrita pela equação presente no gráfico, e as amostras experimentais está entre $\pm 1,5\%$ em 92,5% dos casos, sendo que erros na faixa de $\pm 0,5\%$ concentram-se em 67% dos eventos, conforme a Figura 5.25.

Figura 5.24 – Variação percentual da potência pela variação da temperatura de operação do módulo fotovoltaico em todo período do experimento



Fonte: Autor.

Figura 5.25 – Distribuição normal da diferença entre os dados experimentais e a linha de tendência linear

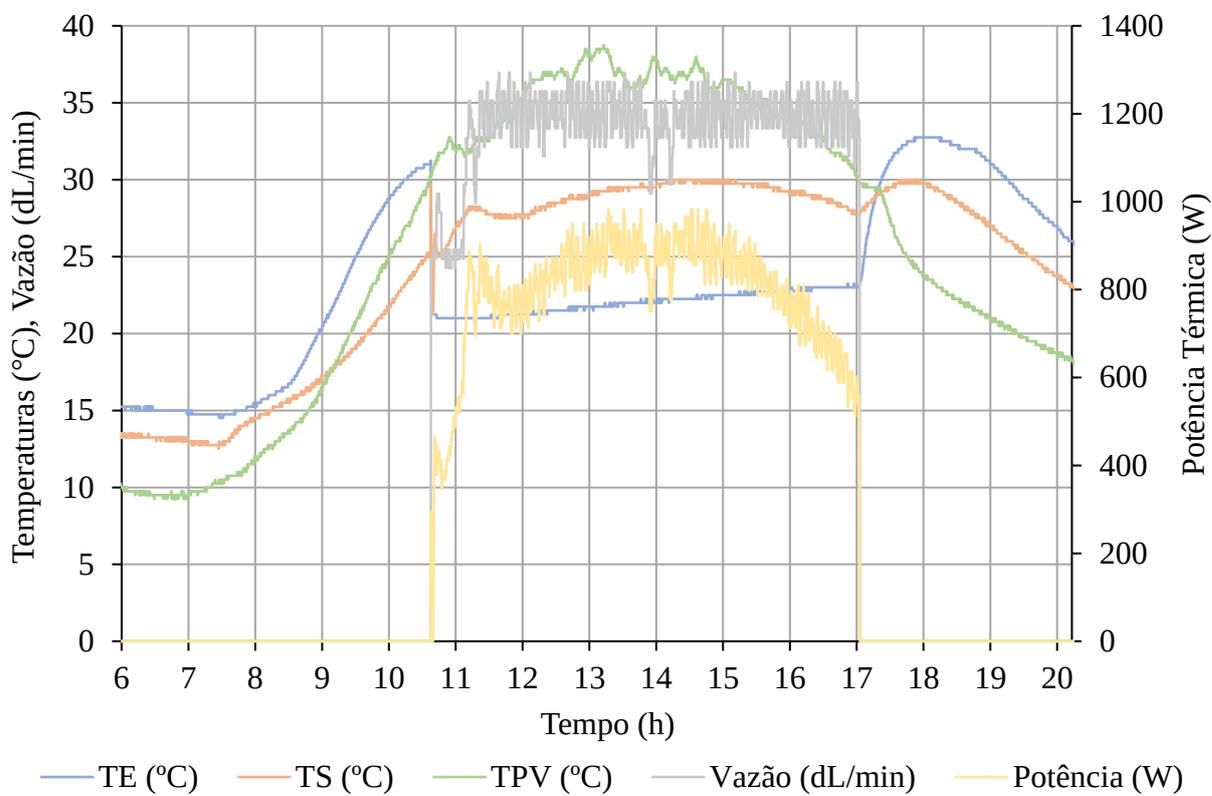


Fonte: Autor.

A Figura 5.26 apresenta as variáveis controladas e monitoradas do circuito de arrefecimento do módulo fotovoltaico B21502NA no dia 21 de março de 2020. Durante o arrefecimento do módulo nota-se um aumento de 2°C na temperatura da água de entrada (reservatório) e, também que a temperatura da água de saída do módulo atua próxima aos 28°C com uma temperatura de entrada média de 22°C, atenuando assim a temperatura média do módulo para 35°C ao invés de 42°C, Figura 5.22. O controle da vazão da bomba é ditado pelo algoritmo P&O, conforme mencionado na sessão 3.2.2, visando a máxima troca térmica pela menor vazão da bomba. A energia térmica obtida neste dia foi de 5.055 Wh, enquanto este mesmo módulo gerou 931 Wh (sem compensação) de energia elétrica.

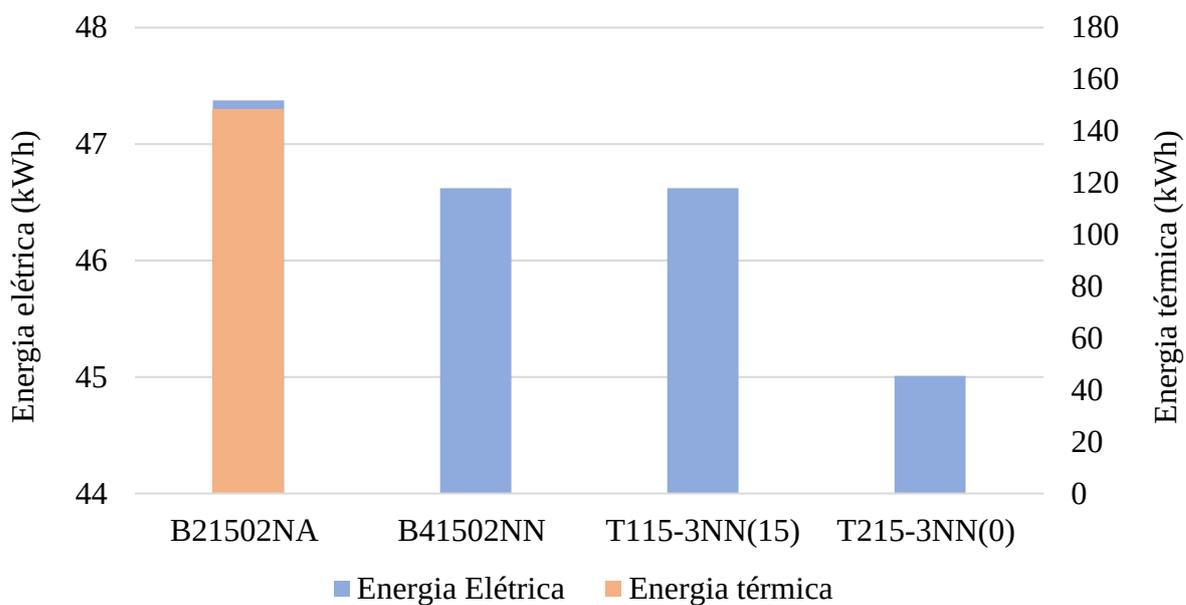
Ao analisar o montante das energias elétrica e térmica durante todo o período deste experimento, Figura 5.27, nota-se que o montante da energia térmica obtida via circulação de água forçada pela configuração B21502NA proporcionou 148,65 kWh e, em contrapartida, este mesmo módulo gerou 47,37 kWh de energia elétrica, aproximadamente. Além disso, a diferença na geração de energia elétrica entre os módulos B21502NA e T215-3NN(0) devido à influência de suas temperaturas médias de operação foi de 2,37 kWh.

Figura 5.26 – Curvas do sistema de refrigeração de B21502NA no dia 21 de março de 2020



Fonte: Autor.

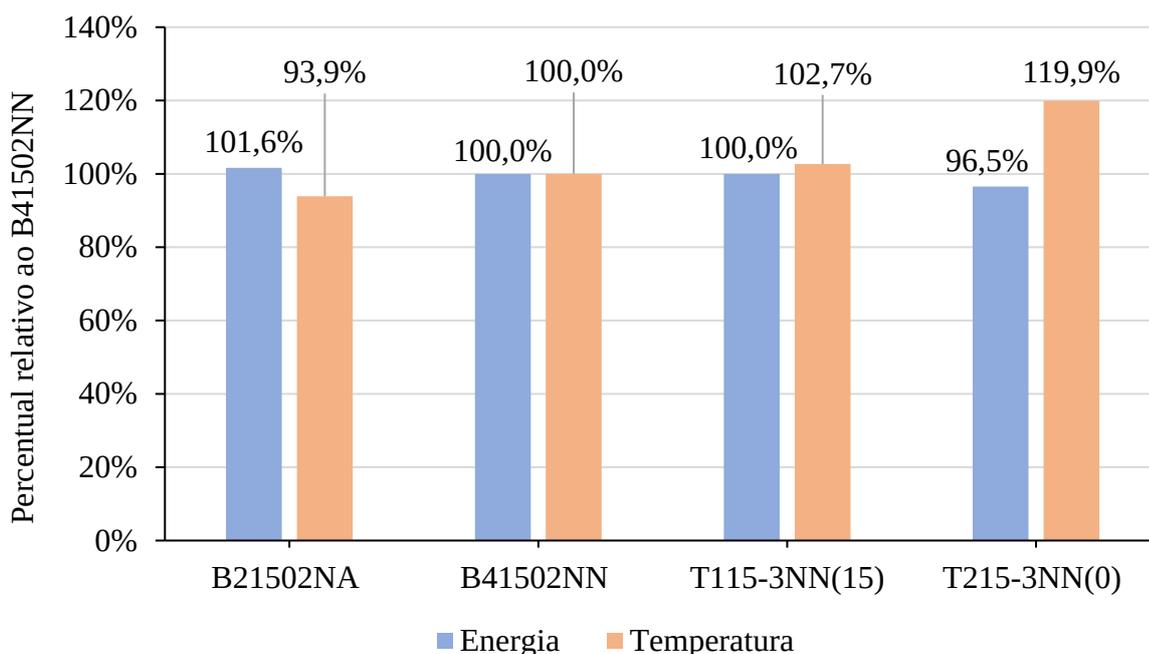
Figura 5.27 – Geração de energia térmica e elétrica entre os módulos instalados na estrutura e no telhado



Fonte: Autor.

Na Figura 5.28 apresenta-se a relação entre a energia elétrica e a temperatura média de operação dos módulos, referenciados à configuração B21502NN durante todo o experimento. Enquanto a configuração B21502NA gerou 1,6% a mais operando a 6,1% de temperatura a menos, a configuração T215-3NN(0) gerou 3,5% a menos operando a uma temperatura superior em 19,9%. Além disso, confirma-se o pressuposto de que o módulo instalado a uma distância de 15 centímetros do telhado garante uma ventilação para troca natural tão boa quanto a do módulo PV instalado na estrutura automatizada. Isto porque as temperaturas médias das configurações T115-3NN(15) e B41502NN diferem em apenas 0,84°C no montante de todos os dias do experimento, sendo as temperaturas médias de 31,66°C e 32,50°C, respectivamente.

Figura 5.28 – Percentual de temperatura e energia elétrica das configurações em relação à configuração B41502NN



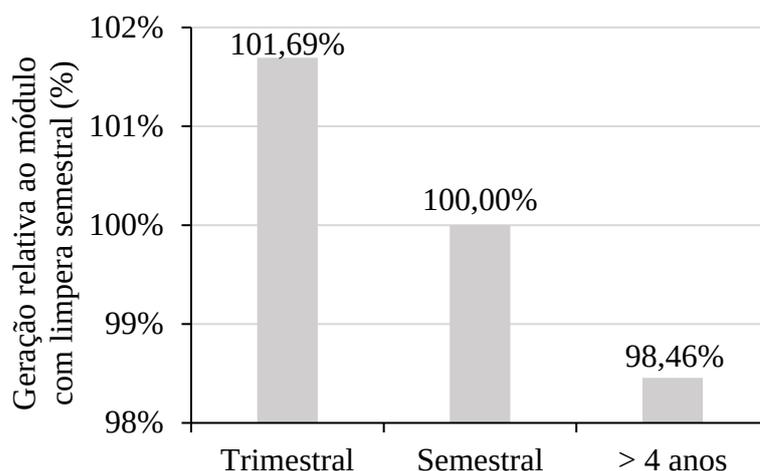
Fonte: Autor.

5.3 SUJIDADE EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A sujidade em módulos fotovoltaicos subdivide-se em duas etapas, conforme a Tabela 4.4 e a Tabela 4.5. A primeira visa analisar a geração de módulos com rotinas de limpeza em períodos distantes entre si, resultando nos montantes apresentados na Figura 5.29 de um período de seis meses. Nota-se que a diferença de geração de energia elétrica entre o módulo PV com

manutenção de limpeza ativa trimestral e o que nunca havia sido limpo no período inferior a 4 anos foi de 3,23%.

Figura 5.29 – Montante de geração de energia elétrica percentual relativa ao módulo com limpeza semestral, no período de seis meses



Fonte: Autor.

A Figura 5.30 apresenta o percentual da geração de energia elétrica diária desta primeira etapa do experimento. Percebe-se que a manutenção de limpeza trimestral no dia 28 de setembro de 2019 restaura a sua geração dada a mudança de inclinação na curva polinomial. Além disso, nota-se que a geração dos módulos sem manutenção há 6 meses e há pelo menos 4 anos tendem a se encontrar ao final do experimento. Isto leva a crer que a carência de rotinas de limpeza por um período muito maior que seis meses se aproxima às semestrais para situações semelhantes às da CEF. De acordo com a tendência da curva polinomial as curvas dos dois módulos tendem a se encontrar em dois meses, aproximadamente.

Destaca-se a esta altura que os picos de geração percentual na Figura 5.30 ocorrem em dias chuvosos ou nublados. A Figura 5.31 está sem esses picos, devido a remoção das amostras de dias chuvosos ou nublados. Estes picos indicam que a precipitação empregada como manutenção natural dos módulos não impõe a restauração completa do percentual de geração nesta localidade, pois o percentual de geração entre os módulos é aproximadamente o mesmo no período que precede e sucede a precipitação.

Caso a precipitação removesse por completo a sujidade dos módulos, nesta localidade, as curvas de geração percentual se interseccionariam frequentemente. Além disso, entende-se que a precipitação remove apenas um perfil/camada de partículas superficiais e mais recentes de todos os módulos, não causando impacto na sujidade de longo prazo. Na localidade e condições da CEF, a precipitação não atua com o desempenho que poderia apresentar em áreas que possuam maior quantidade de partículas leves e não aderentes.

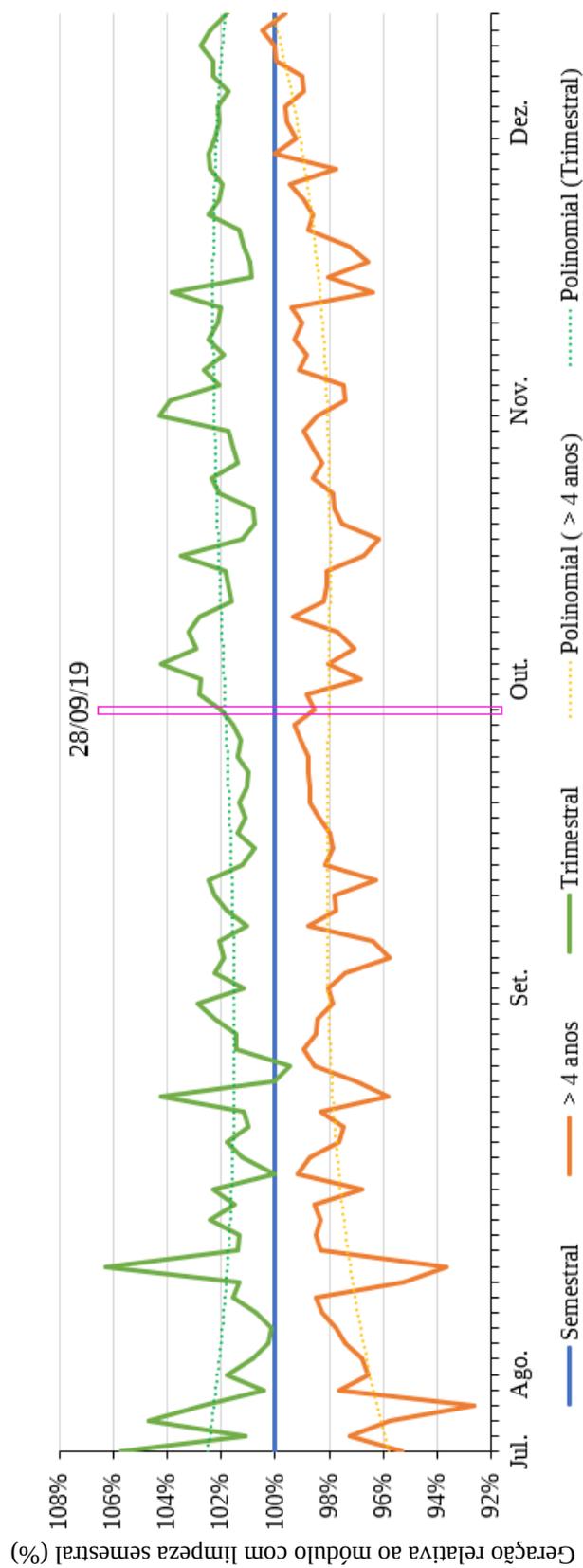
Visualmente constata-se que há a remoção de partículas não abrasivas de todos os módulos, como a poeira, mas não há a remoção das partículas que se aderem fortemente aos módulos PVs ao decorrer dos dias, que fornecem um tom opaco e aspecto de encardume. Confirma-se a presença de partículas incrustadas aos módulos nas rotinas de manutenções ativas, pois o uso de água pressurizada não é suficiente para remover todas as sujidades, necessitando de repetidas fricções com cerdas associadas à água pressurizada em sua superfície.

Com um microscópio digital portátil registraram-se duas células de um módulo fotovoltaico sob diferentes condições de sujidades: uma recém limpa e outra sem limpeza há 9 meses, conforme a Figura 5.32. Observou-se que após a limpeza de uma das células fotovoltaicas ainda permanecem algumas manchas relativas às sujidades mais significantes.

Para a manutenção da célula utilizou-se um tecido de cor clara e com alta aderência, composto por celulose e polipropileno. Após o procedimento de limpeza da célula identificaram-se três camadas principais de sujidades referentes às três fricções consecutivas até que o tecido não aderisse partículas visíveis a olho nu. Visualmente constatou-se a presença de sujidades compostas não somente por poeira, mas também por partículas escuras que podem ser derivadas da olaria ou da oleosidade de veículos. As imagens registradas pelo microscópio no tecido antes e depois do procedimento de limpeza elucidaram as sujidades presentes na célula de tom escurecido, mas que não permitem associá-las às fuligens características da queima de materiais utilizados em olarias sem análise específica das naturezas destas partículas.

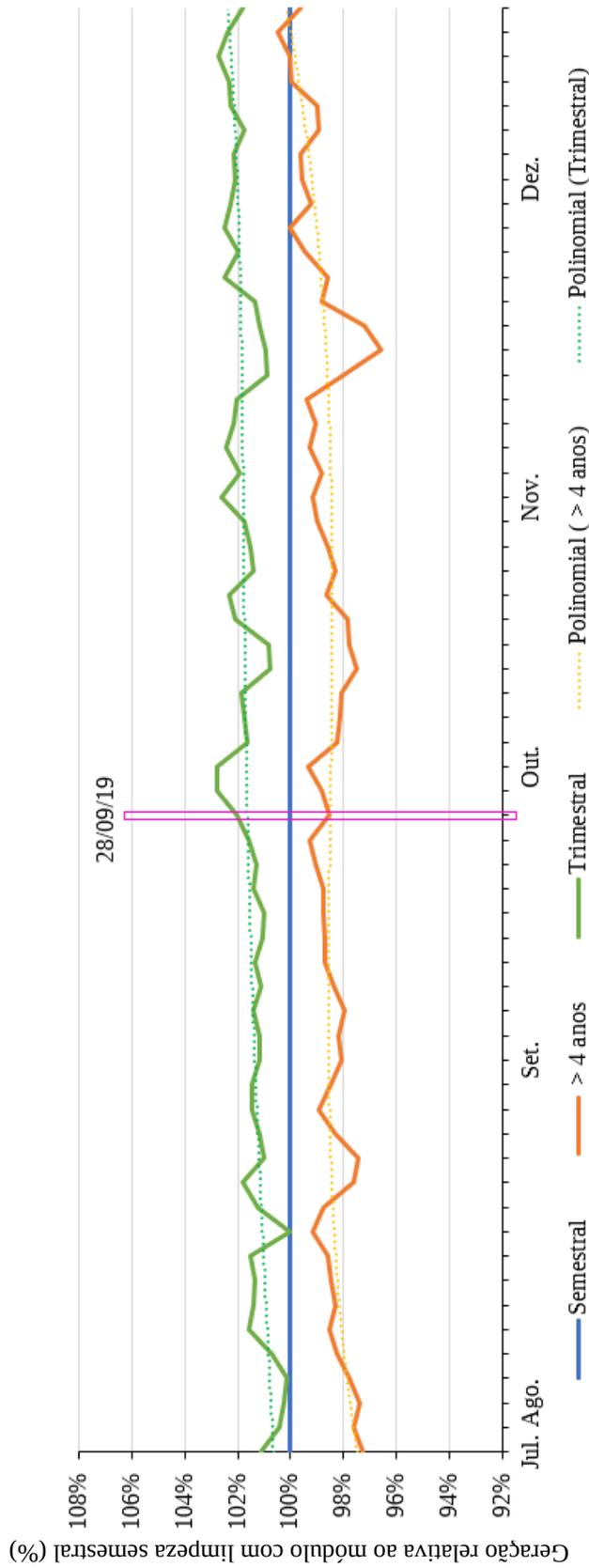
Os registros das células PVs com o microscópio ilustram nitidamente a diferença entre suas superfícies com e sem o procedimento de limpeza. Nota-se o quanto as sujidades preenchem a superfície do módulo fotovoltaico sem a devida manutenção de limpeza, porém, não é possível identificar os tipos de sujidades presentes com este microscópio portátil. Além disso, a Figura 5.32 apresenta as imagens das sujidades de maiores densidades registradas pelo microscópio sobre as células fotovoltaicas, notando-se como são opacas.

Figura 5.30 – Percentual da geração diária relativa ao módulo com limpeza semestral na primeira fase do experimento



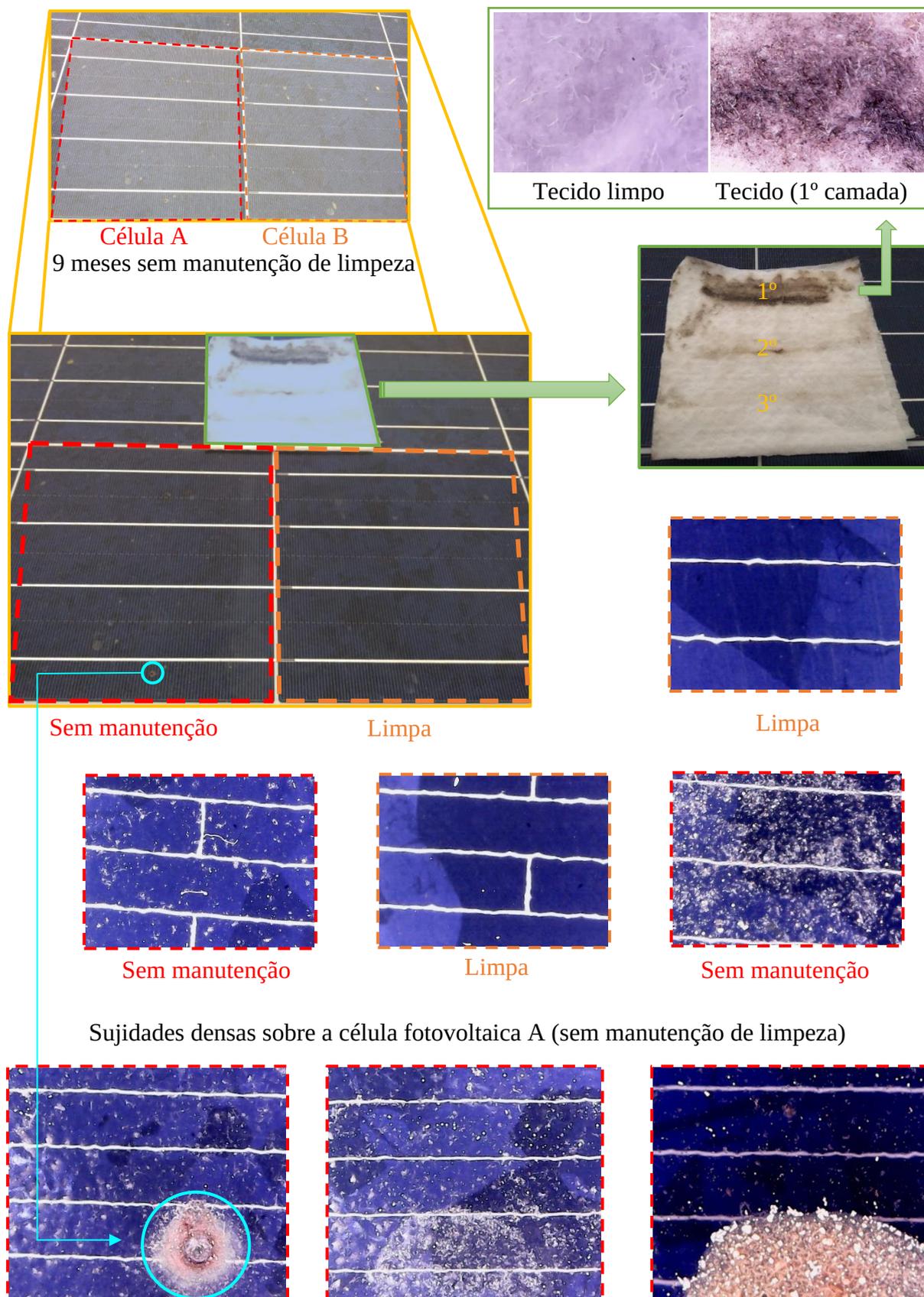
Fonte: Autor.

Figura 5.31 – Percentual de geração diário relativo ao módulo com limpeza semestral na primeira fase do experimento sem os dias nublados



Fonte: Autor.

Figura 5.32 – Comparativo entre células com e sem manutenção de limpeza



A segunda etapa deste experimento também ocorre ao longo de um semestre, confrontando a geração de energia elétrica entre dois módulos fotovoltaicos sob diferentes rotinas de limpeza ativa. Um dos módulos passa por manutenção de limpeza e passa a ficar exposto as intempéries por um período de tempo pré-definido. Transcorrido este período, inicia-se a coleta de dados deste módulo e de outro que está exposto as mesmas condições, mas que passa por manutenção de limpeza ativa no início desta coleta de dados. A Tabela 5.4 apresenta os montantes de desempenho dos módulos fotovoltaicos de acordo com o período de tempo em que cada um ficou sem manutenção de limpeza ativa. Salienta-se que não são utilizados os percentuais de desempenho dos dias nublados pois seus valores são descontínuos aos demais, conforme apresentado na Figura 5.30 e Figura 5.31.

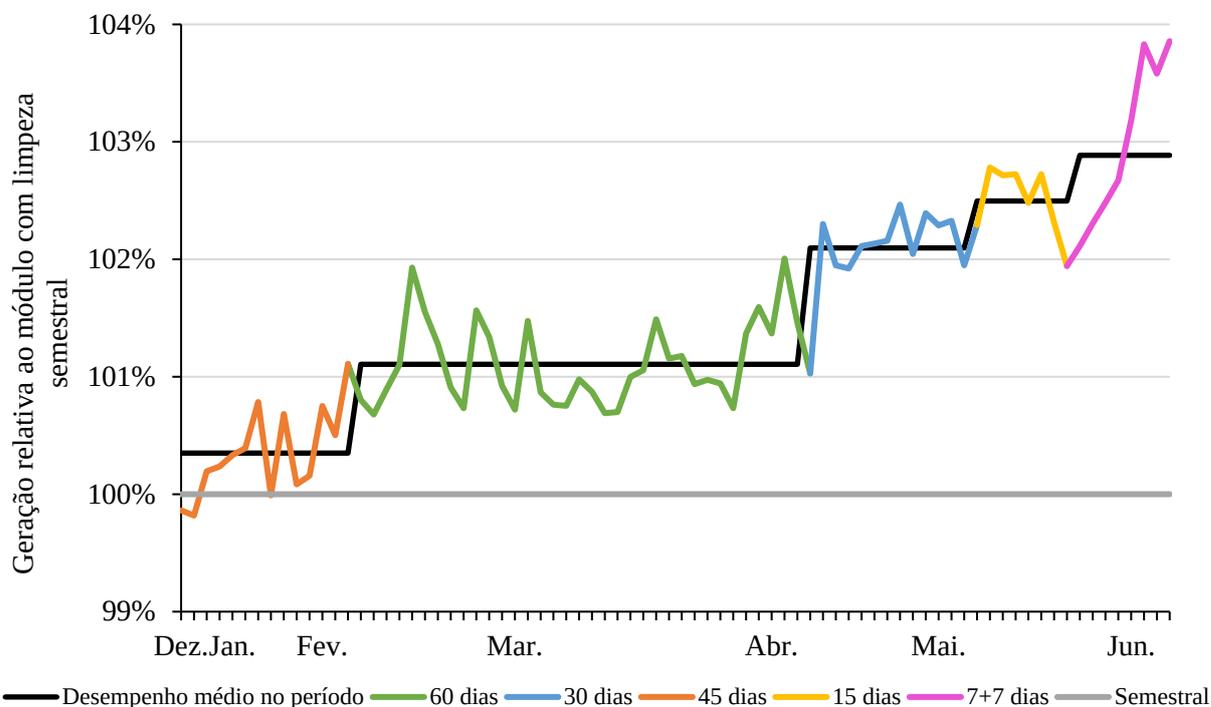
Tabela 5.4 – Montantes de desempenhos dos módulos fotovoltaicos segundo o período de tempo sem manutenção de limpeza na 2ª fase do experimento

Dias sem manutenção	Geração em relação ao módulo PV limpo (100%)	Perda de geração
7	100,43%	0,43%
15	99,67%	-0,33%
21	99,91%	-0,09%
45 (1,5 meses)	98,84%	-1,16%
110 (3,5 meses)	97,86%	-2,14%
155 (5 meses)	97,24%	-2,76%
> 4 anos	97,23%	-2,77%

Fonte: Autor.

Ao longo das observações de operação dos módulos fotovoltaicos perceberam-se que aqueles sem manutenções ativas há 7, 15 e 21 dias praticamente não apresentam perdas significativas de geração por conta das sujidades. Por outro lado, a partir de 45 dias o desempenho começa a ser significativo. O desempenho parece estabilizar-se próximo dos 5 meses sem manutenção, visto seu valor próximo ao desempenho do módulo que há mais de 4 anos está sem manutenção de limpeza ativa. A Figura 5.33 registra o desempenho dos módulos com manutenções de limpeza ativas variáveis em relação a outro módulo que não sofre manutenção no período analisado de seis meses. Nota-se que os valores médios de desempenhos de cada período aumentam em cada manutenção de limpeza em relação ao módulo sem manutenção. Além disso, ao final dos seis meses o aumento médio no desempenho em relação ao módulo sem manutenção é de 2,89%, semelhante aos demais resultados apresentados.

Figura 5.33 – Desempenho percentual dos módulos PVs com períodos das manutenções ativas variáveis em relação ao módulo sem manutenção pelo período de 6 meses



Fonte: Autor.

Salienta-se que as perdas relativamente pequenas de desempenhos dos módulos expostos há um longo período as intempéries sem manutenção ativa aplicam-se aos módulos submetidos às condições semelhantes ao local no qual a CEF está instalada. Com outras condições ambientais a influência da sujidade nos desempenhos dos módulos PVs podem ser muito superiores, como visto na Sessão 2.4.2.2. Além disso, o fato de que os módulos estão sujeitos diariamente a diversas orientações distintas pode contribuir para a manutenção natural de partículas leves em relação aos fixos, tanto com orvalho como com precipitação.

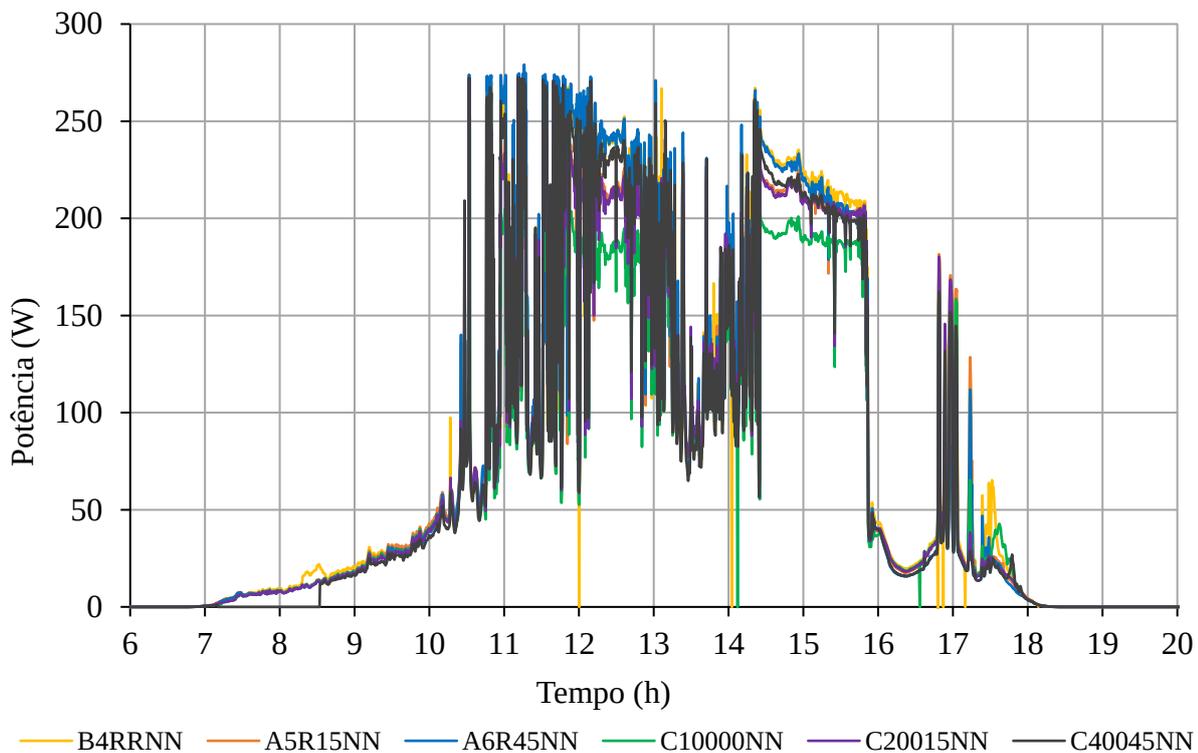
5.4 RASTREAMENTO SOLAR SOB CONDIÇÃO DE CÉU NUBLADO

Os dias empregados para o rastreamento solar sob condição de céu nublado são aqueles que apresentaram condições de céu majoritariamente nublado durante o dia, prevalecendo os dias chuvosos. Os dias em que as condições de céu estão parcialmente nubladas não foram utilizados. Nas condições de céu parcialmente nublado, até pequenos intervalos de tempo sem nuvens no céu podem ocasionar um montante de geração de energia elétrica superior ao montante em um tempo muito maior de geração em condições de céu nublado. Além disso,

como a geração entre diferentes configurações é muito similar quando o céu está nublado, os períodos sem nuvens possuem forte influência no montante de energia elétrica gerada, comprometendo assim o experimento.

A Figura 5.34 ilustra o comportamento das curvas de potência de algumas configurações sob condições de céu parcialmente nublado no dia 29 de outubro de 2019. Nota-se que nos períodos nublados, como das 7h às 11h e das 16h às 18h, a potência elétrica das configurações possuem valores próximos entre si e muito inferiores em relação aos períodos sem nuvens deste mesmo dia, como das 14h às 16h.

Figura 5.34 – Potência elétrica em condições de céu parcialmente nublado, no dia 29 de outubro de 2019



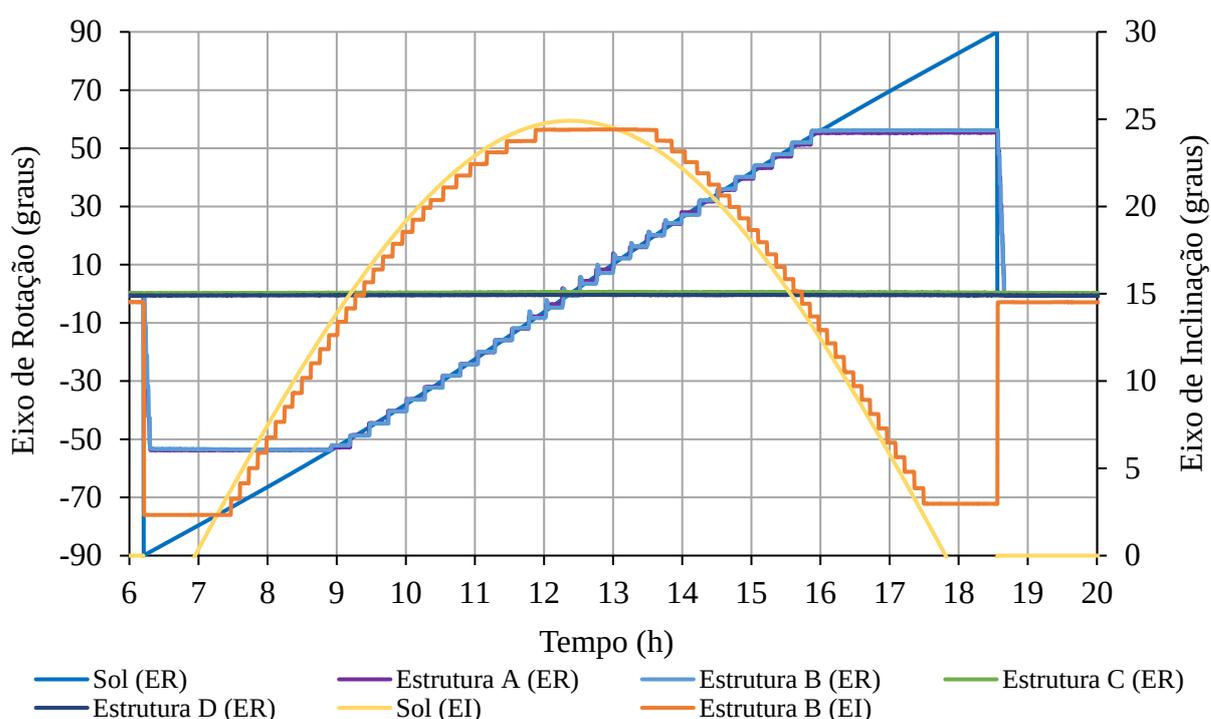
Fonte: Autor.

A presença de nuvens no céu em dias parcialmente nublados é imprevisível, de modo que os momentos sem nuvens podem ocorrer somente na parte da manhã, da tarde, ou em ambos. Nestas situações, ora a geração de energia elétrica favorece algumas configurações devido ao maior nível de irradiação solar direta, ora pode favorecer outras configurações. Estas condições inviabilizam o uso dos dados de experimentos em dias parcialmente nublados pela influência significativa da geração de energia elétrica em períodos sem nuvens no céu. Além

do mais, pequenos intervalos de tempo sem nuvens durante dias parcialmente nublados podem gerar uma quantidade de energia elétrica superior àquela gerada pelo restante do dia nublado, compensando o uso do rastreador solar.

Os posicionamentos das estruturas que acomodam os módulos fotovoltaicos ao longo do dia 06 de outubro de 2019 estão representados na Figura 5.35. Para este mesmo dia, a Figura 5.36 apresenta a resposta de potência de algumas configurações sob condição de céu nublado. Notam-se que as configurações com rastreamento solar e inclinação (Norte-Sul) de 45° apresentam os menores valores de potência em relação às configurações posicionadas próximas à horizontal.

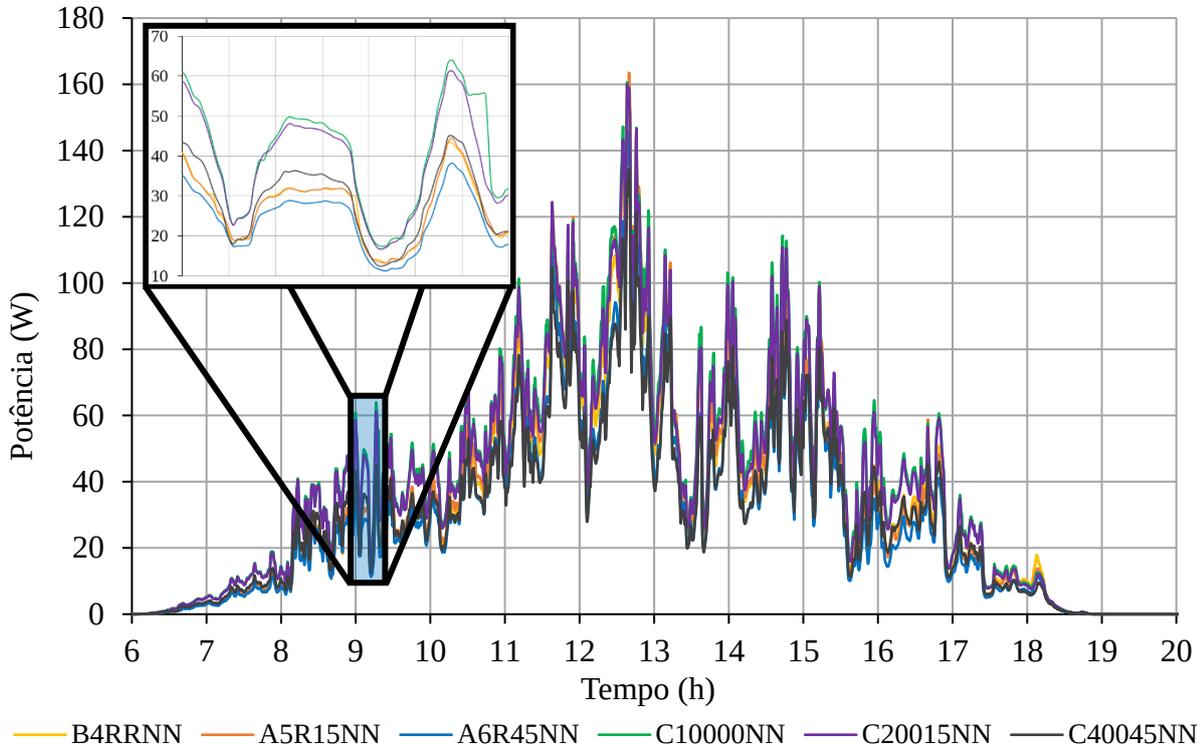
Figura 5.35 – Posicionamento das estruturas no dia 06 de outubro de 2019



Fonte: Autor.

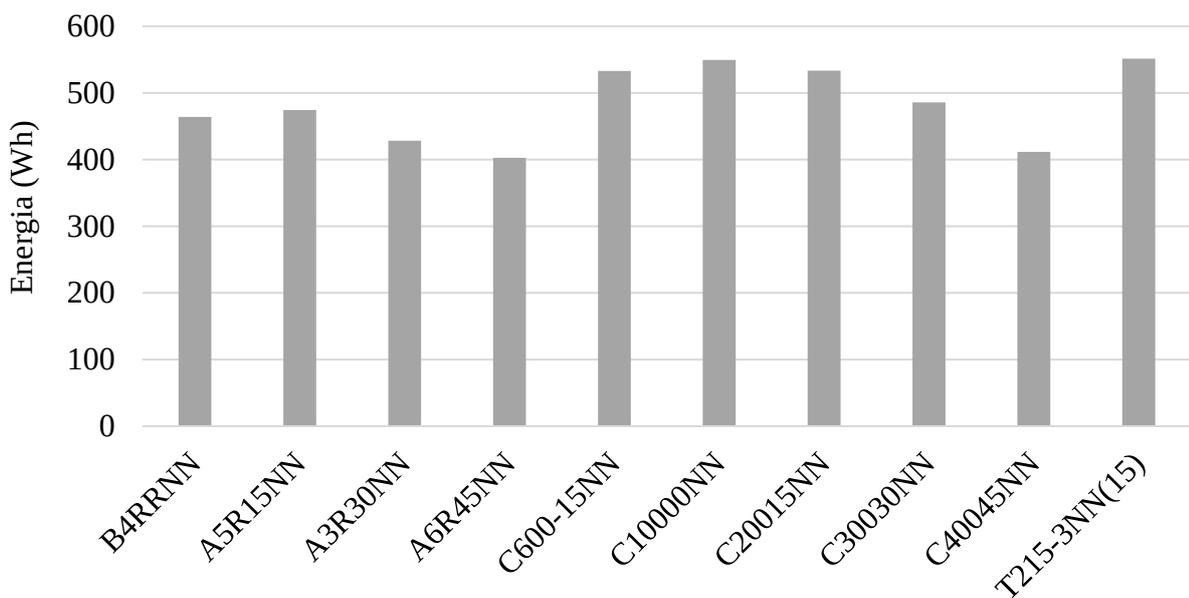
Notou-se ainda ao longo dos experimentos que os valores de potência para as configurações inclinadas a 0° e 15° são muito próximas e que ambas se distanciam das demais configurações na Figura 5.36. O mesmo é observado nos montantes de energia elétrica deste mesmo dia na Figura 5.37, em que os módulos com ângulos de 15°, de inclinação ou de rotação, apresentam desempenhos próximos ao módulo na horizontal (0°). No caso das configurações com maiores ângulos de inclinação e rastreamento solar apresentam desempenhos inferiores.

Figura 5.36 – Potência elétrica em condições de céu nublado, no dia 06 de outubro de 2019



Fonte: Autor.

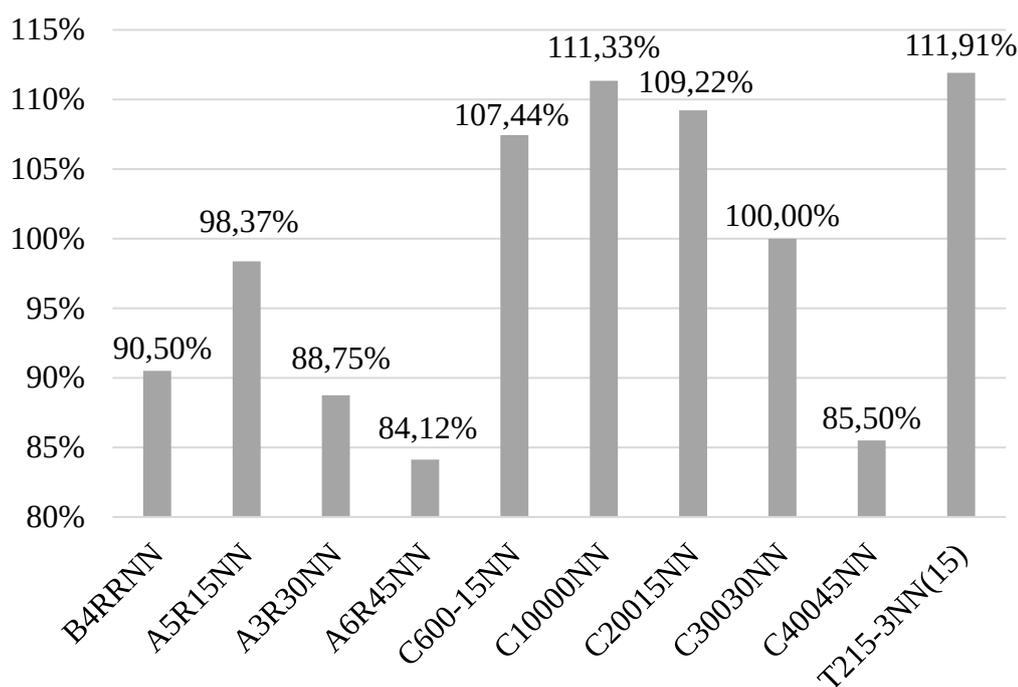
Figura 5.37 – Energia elétrica em condições de céu nublado, no dia 06 de outubro de 2019



Fonte: Autor.

Recolheu-se amostras de geração de dias nublados nos meses de agosto de 2019 a julho de 2020 para assegurar a variação do ângulo solar no Eixo de Inclinação durante o experimento. Constatou-se que a geração independe deste ângulo nos dias nublados devido a radiação difusa isotrópica em todo o céu. Os percentuais médios de geração de energia elétrica em relação ao módulo estático com inclinação à latitude local estão ilustrados na Figura 5.38. Verifica-se que o rastreamento em um ou dois eixos não são as melhores opções para os dias com céu nublado e que quanto mais próximo do plano horizontal a orientação do módulo fotovoltaico estiver maior será a sua geração de energia elétrica. Nota-se que a configuração com rastreamento solar em dois eixos gera 20,83% a menos que a configuração posicionada à horizontal.

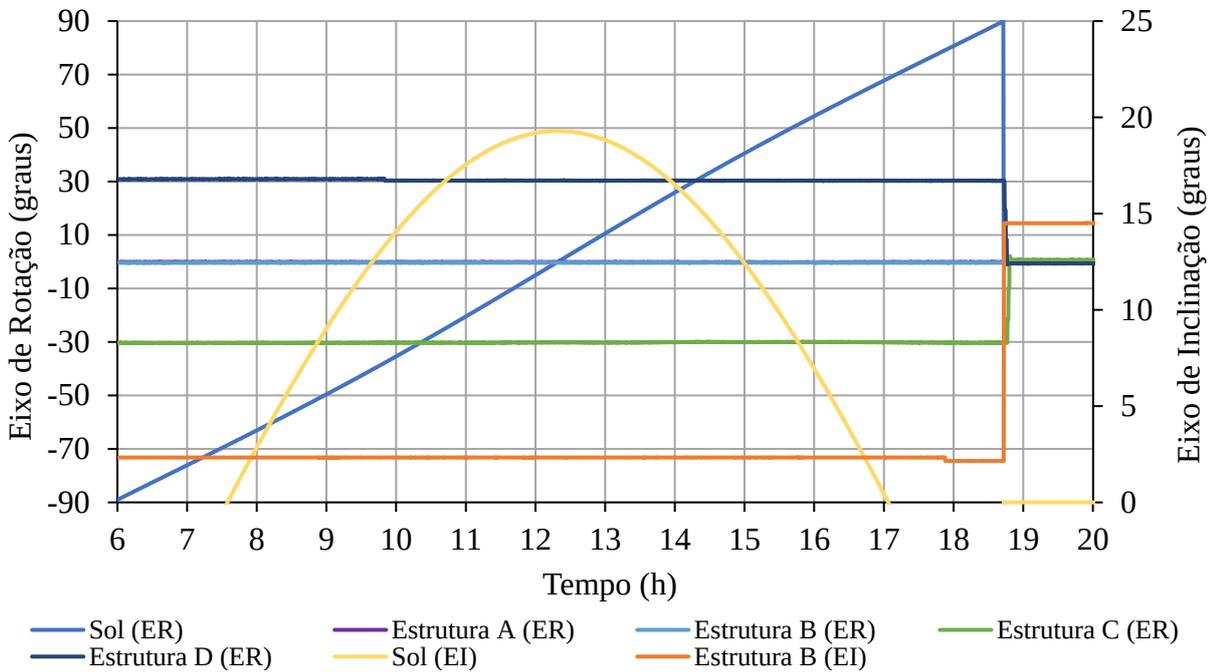
Figura 5.38 – Percentual dos valores médios de geração em relação a configuração fixa inclinada a latitude local



Fonte: Autor.

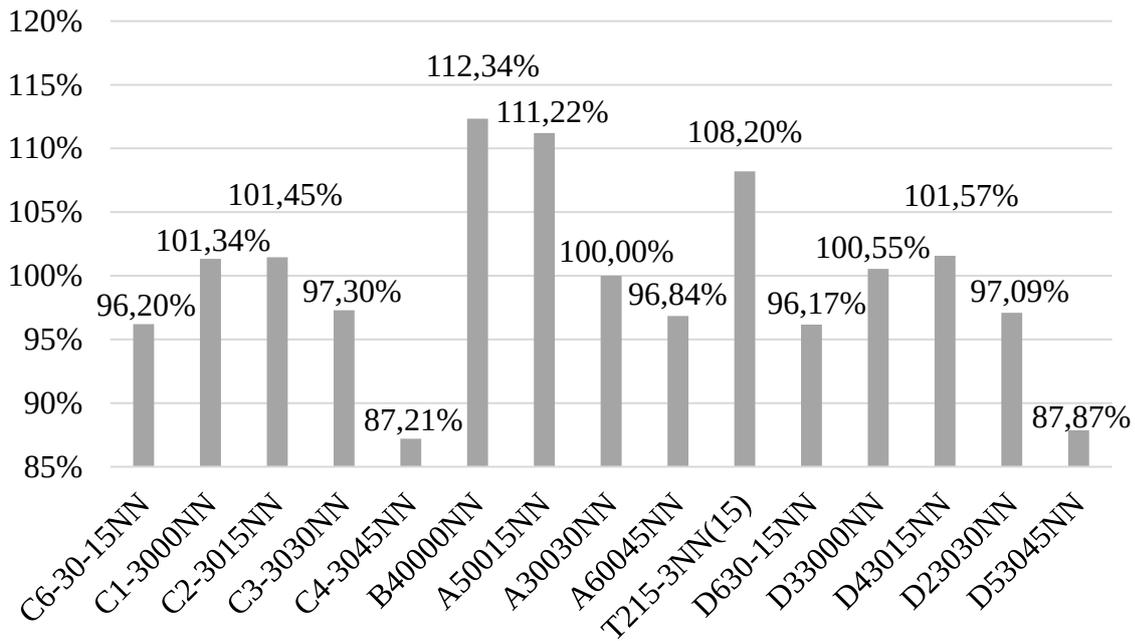
Para analisar com maior propriedade a influência da posição do módulo fotovoltaico em dias nublados utilizaram-se configurações fixas ao longo dos dias nublados de agosto de 2019 a julho de 2020. As orientações das estruturas estão ilustradas na Figura 5.39. Na Figura 5.40 apresentam-se os percentuais médios de geração de cada configuração em relação a configuração inclinada a latitude local.

Figura 5.39 – Posicionamento fixo das estruturas nos dias nublados



Fonte: Autor.

Figura 5.40 – Percentual médio de geração em relação a configuração fixa inclinada a latitude local

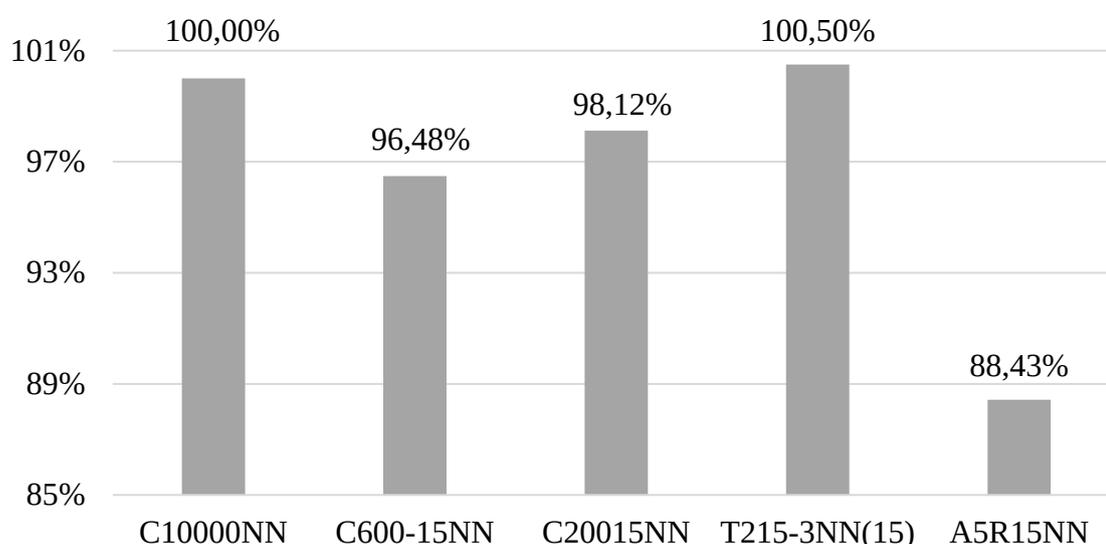


Fonte: Autor.

Observa-se na Figura 5.40 que as configurações com inclinações de 45° apresentam os piores desempenhos, seguidas pelas inclinações de -15° (com orientação de ±30°) e 30°. Além disso, as configurações C2-3000NN, D23000NN e A30030NN apresentam desempenhos semelhantes, ou seja, independe se o ângulo de 30° refere-se à inclinação ou à orientação. O mesmo ocorre para os demais ângulos. Os módulos com 15° de inclinação ou orientação apresentam os melhores desempenhos, estando abaixo apenas da configuração orientada com a horizontal.

Como os desempenhos entre os ângulos de 15° de inclinação ou orientação são muito próximos à horizontal reuniram-se na Figura 5.41 as configurações que incluem estes ângulos, até mesmo os associados ao rastreamento solar em um eixo. Os valores percentuais referem-se à configuração C10000NN. Notam-se que os desempenhos apresentam certa variação, principalmente para a configuração que contém rastreamento em um eixo.

Figura 5.41 – Percentual médio de geração com ângulos de 15° em relação a configuração fixa orientada à horizontal de todo período do experimento

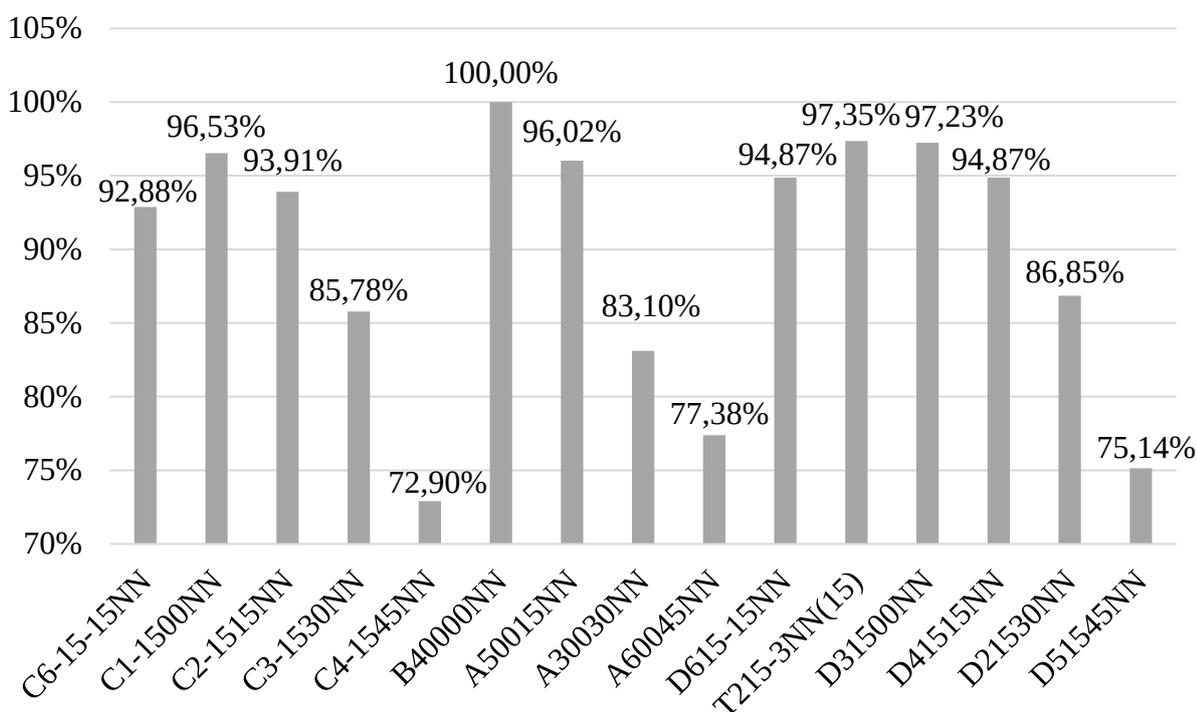


Fonte: Autor.

Para reforçar a análise acerca da angulação de 15° organizaram-se configurações para obter novas possibilidades priorizando ângulos baixos no dia 05 de junho de 2020, conforme apresentado na Figura 5.42. Evidencia-se que há pouca variação de desempenho entre as configurações que possuem as mesmas angulações, tanto na inclinação quanto na orientação. Por exemplo, as configurações orientadas 15° a Oeste ou Leste apresentam desempenhos

próximos entre si e maiores conforme aproximam-se da horizontal, independentemente de terem ângulos de inclinação positivo ou negativo em relação ao Norte. Além disso, são desempenhos próximos ao apresentado pela configuração A50015NN. Desta forma, evidencia-se mais uma vez a distribuição isotrópica da radiação solar em dias nublados pelos desempenhos semelhantes entre as configurações com inclinações ou orientações de mesmas amplitudes.

Figura 5.42 – Percentual médio de geração em relação a configuração fixa orientada à horizontal no dia 05 de junho de 2020

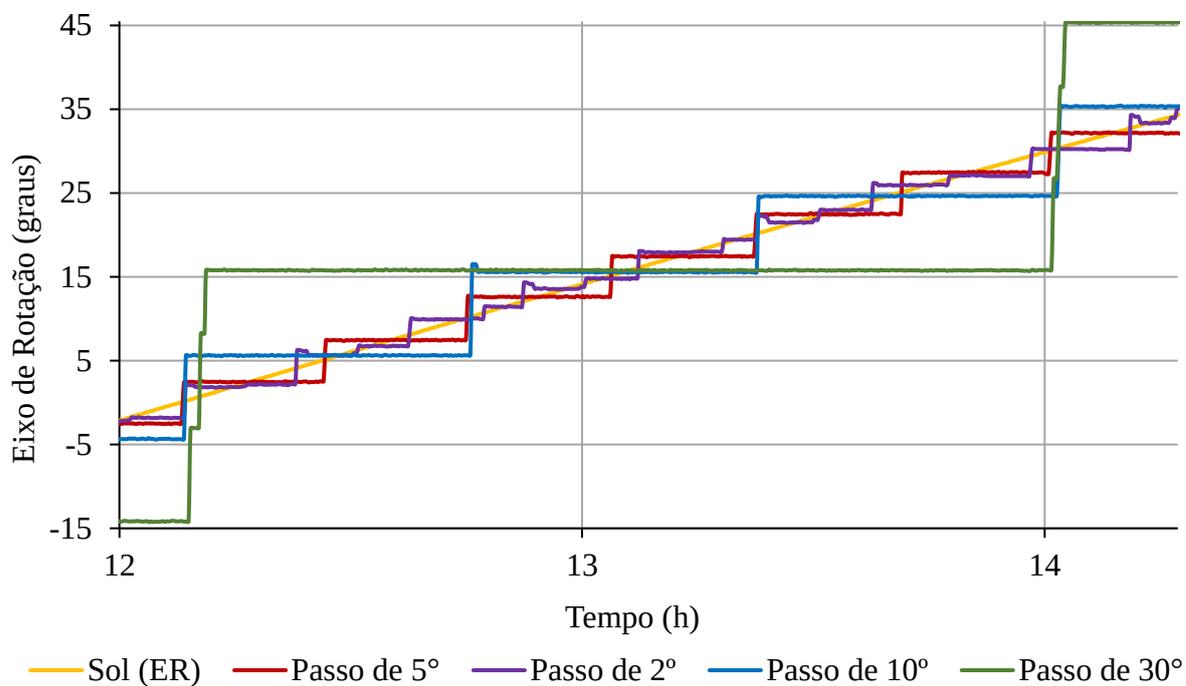


Fonte: Autor.

5.5 PASSO DO MOVIMENTADOR DO EIXO DE ROTAÇÃO NO RASTREIO SOLAR

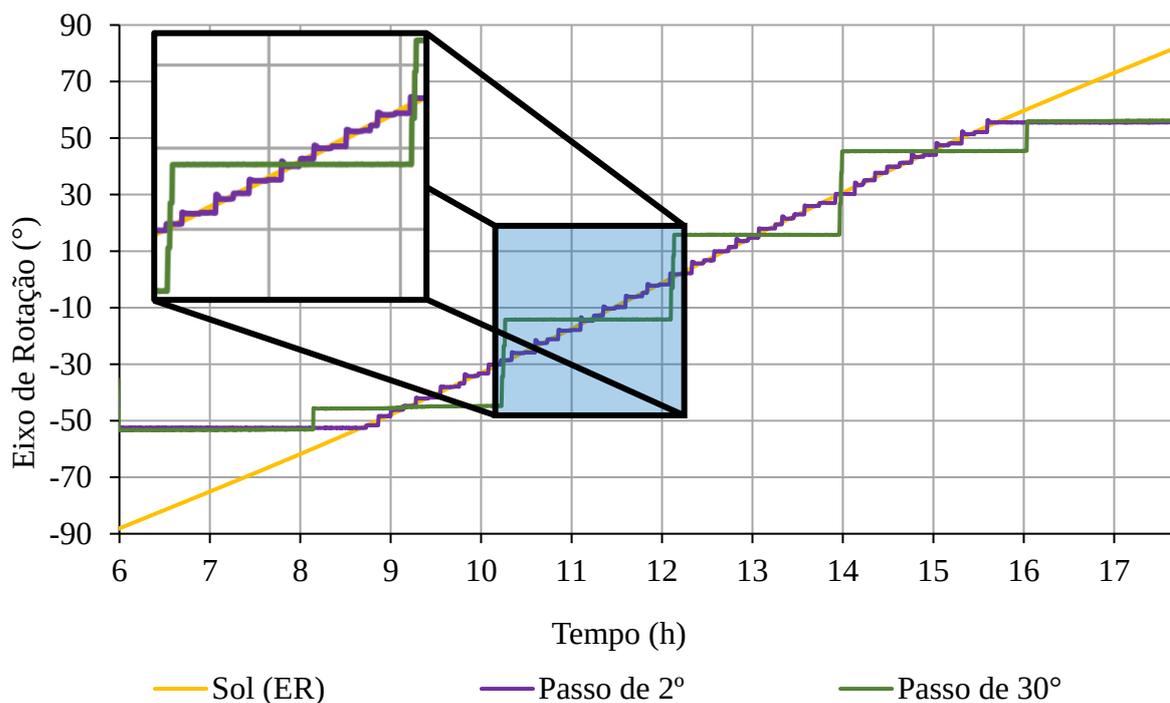
Conforme a metodologia definida para este experimento na sessão 4.5, a Figura 5.43 apresenta uma parcela do percurso total em que cada um dos quatro módulos com passos de atuações distintos rastream a posição do Sol no Eixo de Rotação, no dia 09 de outubro de 2019. Para este mesmo dia apresenta-se o detalhamento entre os passos de menor e maior amplitudes, ressaltando o discrepante número de atuações entre eles, Figura 5.44. O Eixo de Inclinação de todos os módulos está fixado a 30° durante todos os dias do experimento independente da variação da posição solar, Figura 5.45.

Figura 5.43 – Rastreamento solar no Eixo de Rotação com diferentes passos, no dia 09 de outubro de 2019



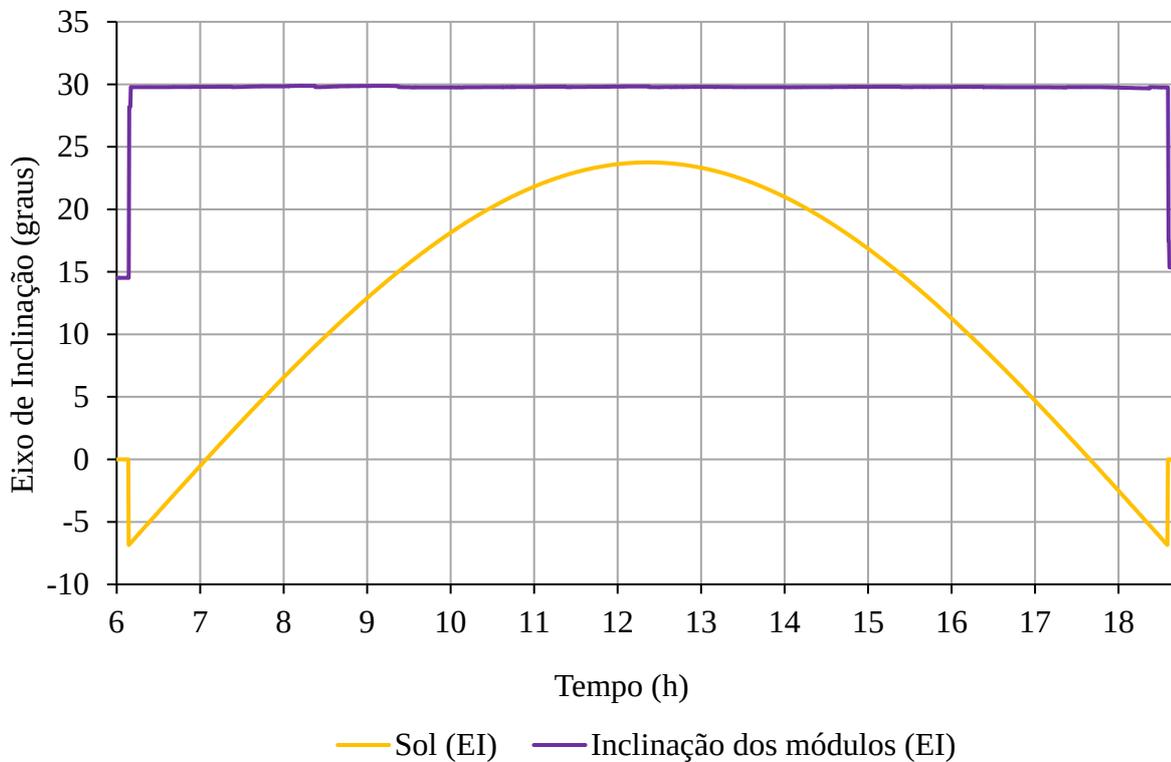
Fonte: Autor.

Figura 5.44 – Rastreamento solar no Eixo de Rotação com passos de 2° e 30°, no dia 09 de outubro de 2019



Fonte: Autor.

Figura 5.45 – Posição dos módulos fotovoltaicos no Eixo de Inclinação, no dia 09 de outubro de 2019



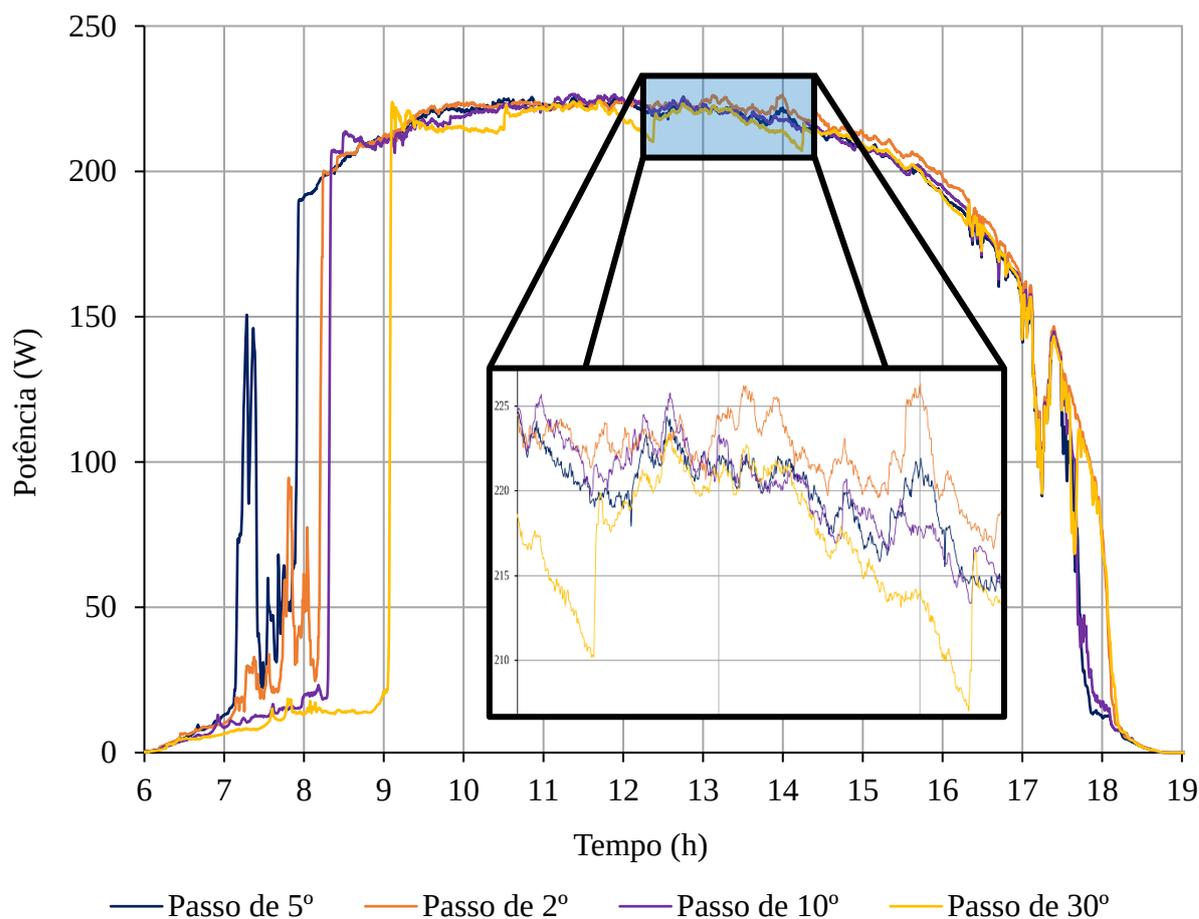
Fonte: Autor.

O consumo energético envolvido na movimentação de cada estrutura com passo distinto de atuação não apresenta diferenças significativas nas aferições realizadas em campo. O consumo idêntico deve-se às partidas e paradas dos motores em rampas de aceleração e ao fato de que todas as estruturas percorreram o mesmo trajeto completo durante o dia. Assim sendo, a energia empregada considerando todo o sistema de movimentação é de 0,16 Wh/grau, ou 17,5 Wh/dia para o percurso completo na CEF.

As potências elétricas fornecidas pelos quatro módulos fotovoltaicos experimentados apresentaram variações pouco significativas entre si, como pode ser observado na amostra do dia 09 de outubro de 2019 da Figura 5.46. Além disso, constatam-se que no início e no final do dia há sombreamentos parciais sobre alguns módulos e, portanto, quando os valores de geração são confrontados consideram-se apenas os intervalos em que nenhum dos módulos esteja sombreado, garantindo as mesmas condições durante o experimento. O detalhamento mostra a restauração de potência do módulo com passo de 30° sempre que é reposicionado. O mesmo observa-se na Figura 5.47 com a curva da corrente elétrica, pois com o aumento da

perpendicularidade do módulo em relação ao Sol intensifica-se a radiação incidente e, por consequência, restaura-se a corrente.

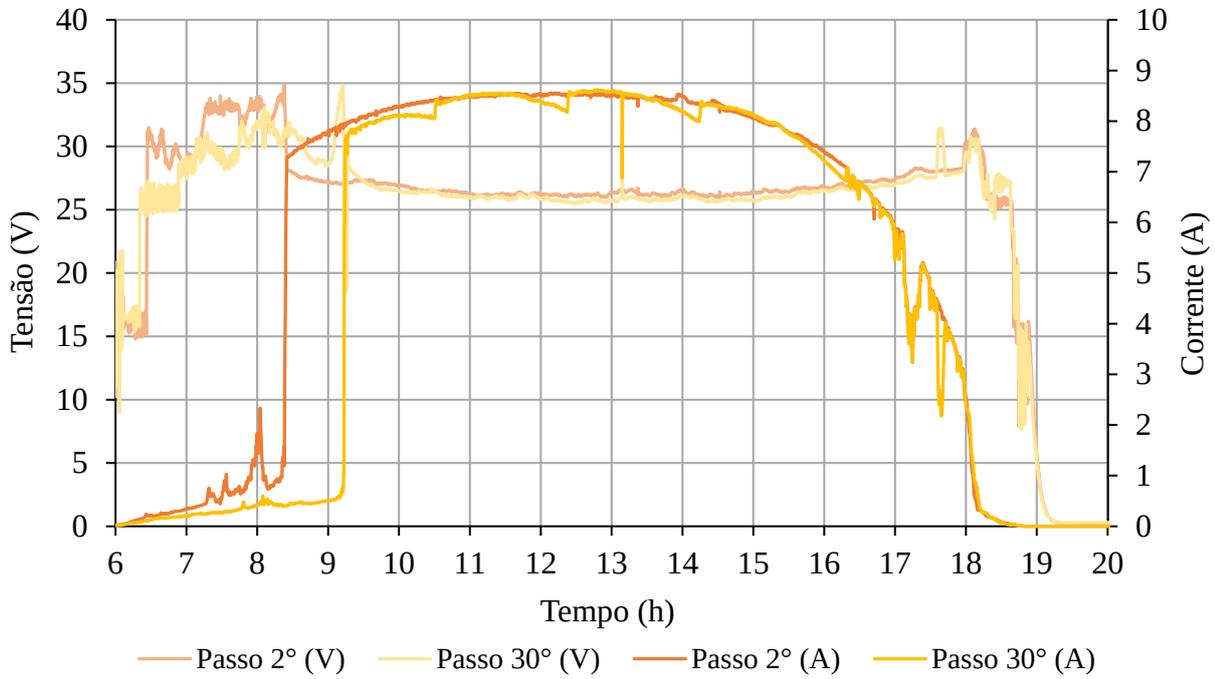
Figura 5.46 – Potência gerada pelos módulos fotovoltaicos com diferentes passos de rastreamento no ER, no dia 09 de outubro de 2019



Fonte: Autor.

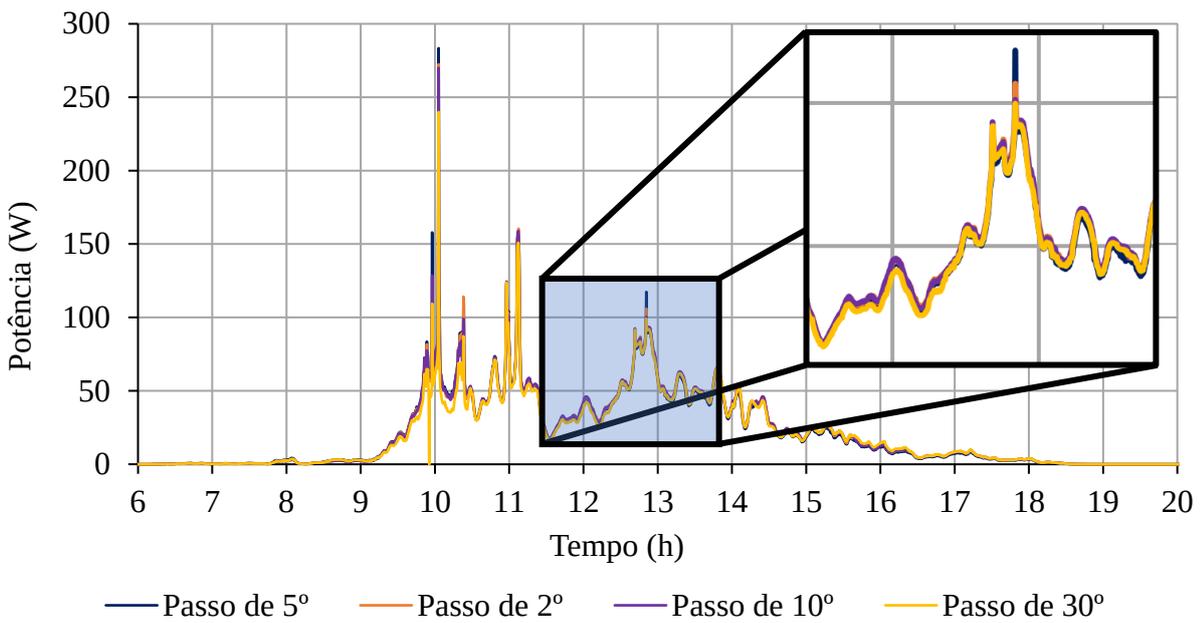
A Figura 5.48 refere-se ao dia 16 de outubro de 2019, dia no qual o céu encontrava-se repleto de nuvens densas sobre a CEF. Nesta condição, os valores de potência elétrica entre os módulos são ainda mais idênticos, pois além de estar disponível uma menor irradiação sensível aos módulos, sua distribuição é a mesma em todas as direções. Sendo assim, diferentemente do dia 09 de outubro, no dia 16 de outubro os reposicionamentos não proporcionaram alterações significativas nos valores de potência dos módulos PVs, dando a falsa impressão de que as condições de rastreamento são as mesmas, não existem ou são indiferentes.

Figura 5.47 – Tensão e corrente dos módulos fotovoltaicos sob passos de rastreamento no ER de 2° e 30°, no dia 09 de outubro de 2019



Fonte: Autor.

Figura 5.48 – Potência gerada pelos módulos fotovoltaicos sob passos distintos de rastreamento no ER, no dia 16 de outubro de 2019



Fonte: Autor.

Um comparativo energético entre a geração dos módulos PVs nestes dois dias de condições distintas de nebulosidade, 09 e 16 de outubro, está listado na Tabela 5.5. Nota-se que a geração de energia elétrica é maior com o aumento da perpendicularidade dos módulos ao Sol no dia 09 de outubro, enquanto no dia 16 de outubro há uma quantia ínfima de incidência direta dos raios solares devido à nebulosidade, proporcionando uma geração de energia elétrica pequena e muito similar para todas as configurações. As diferenças na geração em um dia nublado podem ser influenciadas por fatores como sujidade dos módulos ou mesmo pela reflexão dos raios solares indiretos de objetos no entorno da CEF.

Tabela 5.5 – Dados energéticos das configurações sob condições de céu claro e nublado

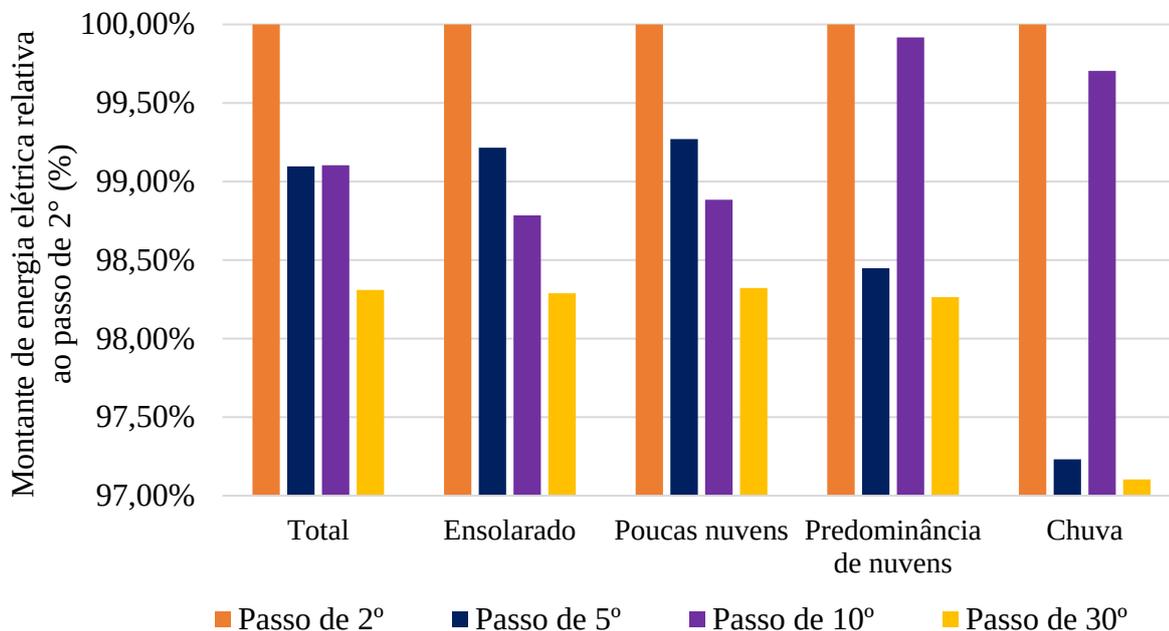
Nomenclatura	Energia (Wh/dia)		Geração em relação ao máximo diário (%)	
	09/10/2019	16/10/2019	09/10/2019	16/10/2019
B4R(2)30NN	1.528,95	285,76	100,00	99,54
A3R(5)30NN	1.513,96	280,07	99,02	97,56
C3R(10)30NN	1.513,26	287,07	98,97	100,00
D2R(30)30NN	1.497,76	270,55	97,96	94,24

Fonte: Autor.

O montante de energia elétrica gerada nos dias ensolarados, com poucas e muitas nuvens, chuvosos e com todas as situações climáticas são apresentados na Figura 5.49. Nos dias ensolarados consideraram-se as condições de céu sem nuvens nos dois turnos; os dias com poucas nuvens englobam os dias ensolarados em dois turnos e em pelo menos um turno; os dias com predominância de nuvens apresentam grande nebulosidade ou chuva em um turno e parcialmente nublado noutro; os dias chuvosos apresentam grande densidade de nuvens em ambos os turnos.

Percebe-se que nos dias ensolarados e com poucas nuvens os desempenhos são maiores segundo a diminuição do passo de atuação. Portanto, os módulos geram maior quantidade de energia elétrica conforme aumentam-se os períodos nos quais estão perpendiculares aos raios solares. Nos dias com predominância de nuvens e chuvosos, o padrão não se mantém. Parcela desta discrepância pode decorrer das sujidades díspares entre os módulos e parte por reflexão dos raios solares indiretos por objetos no entorno da CEF. Além disso, pode tratar-se de sutis diferenças nas propriedades de fabricação/operação dos módulos PVs ou microinversores que venham a destacar-se nestas condições climáticas de irradiação difusa isotrópica.

Figura 5.49 – Montante da geração de energia elétrica em diferentes condições climáticas e passos de rastreo do ER



Fonte: Autor.

O montante de energia elétrica de todo o período do experimento mostra aproximadamente 1,7% de discrepância entre os módulos com menor e maior passo de rastreo solar no eixo de rotação. Como se exige uma tecnologia mais apurada, o rastreamento com menor passo pode não se justificar pelo desempenho energético apresentado. Isto porque ele necessita de sensores e atuadores mais precisos que estão atrelados a maiores custos e também a movimentações mais frequentes que acarretam diretamente em maiores desgastes mecânicos dos componentes. Porém, como não se constatarem diferenças consideráveis na energia consumida para a movimentação dos diferentes passos de atuação desta CEF o emprego do menor passo se justifica por proporcionar um ganho energético superior.

A Tabela 5.6 relaciona o montante de energia elétrica em cada condição climática da Figura 5.49 com o número de dias em que essa condição climática se repetiu durante o experimento. Constatam-se que em 60,87% dos dias não haviam nuvens no céu ou haviam em apenas um turno do dia, sendo responsáveis por 78,81% do montante de energia elétrica gerada no período do experimento, aproximadamente. Os dias chuvosos ou com grande quantidade de nuvens ao longo do dia correspondem a 39,13% das amostras coletadas e representam 21,19%

do montante da energia elétrica gerada pelas quatro configurações. A Tabela 5.7 lista os dias, horários e condições climáticas no decorrer deste experimento.

Tabela 5.6 – Montante de energia elétrica segundo a nebulosidade diária e sua assiduidade

Condições climáticas diárias	Geração (%)		Dias (%)	
Sem nuvens	53,05%	78,81%	39,13%	60,87%
Sem nuvens em um turno	25,76%		21,74%	
Predominância de nuvens	13,79%	21,19%	23,91%	39,13%
Nuvens densas / chuva	7,40%		15,22%	

Fonte: Autor.

Tabela 5.7 – Dias, horários e condições de cobertura por nuvens dos módulos PVs durante o experimento de diferentes passos de movimentação no ER

Dia	Horário	Condição	Dia	Horário	Condição
19M08D14	11:15 - 13:45	Sem nuvens	20M02D19	09:00 - 17:00	Sem nuvens
19M08D21	11:00 - 16:30	Nuvens pela manhã	20M02D26	09:00 - 17:00	Nuvens pela manhã
19M08D28	09:30 - 16:00	Sem nuvens	20M03D04	10:30 - 16:45	Nuvens pela manhã
19M09D06	09:00 - 16:15	Nublado	20M03D11	09:00 - 17:00	Nuvens pela manhã
19M09D13	09:15 - 16:30	Nublado	20M03D18	09:15 - 16:30	Nublado
19M09D18	09:15 - 16:15	Nuvens pela manhã	20M03D25	09:15 - 16:30	Nuvens pela tarde
19M09D25	09:15 - 16:15	Sem nuvens	20M04D01	09:15 - 16:30	Parcialmente nublado
19M10D04	09:00 - 16:15	Nublado	20M04D08	09:15 - 16:15	Sem nuvens
19M10D09	09:15 - 16:15	Sem nuvens	20M04D22	09:30 - 16:00	Sem nuvens
19M10D16	08:45 - 16:15	Nublado	20M04D29	09:30 - 16:00	Parcialmente nublado
19M10D23	09:15 - 16:15	Sem nuvens	20M05D06	09:30 - 16:00	Parcialmente nublado
19M11D02	10:30 - 15:30	Nublado	20M05D13	09:30 - 16:00	Nublado
19M11D06	09:00 - 16:30	Sem nuvens	20M05D20	09:30 - 16:00	Sem nuvens
19M11D13	09:15 - 16:30	Nublado	20M05D27	09:30 - 16:00	Sem nuvens
19M11D20	09:00 - 16:30	Nuvens pela tarde	20M06D03	09:30 - 16:00	Nuvens pela manhã
19M11D27	08:30 - 16:45	Parcialmente nublado	20M06D10	09:30 - 16:00	Nublado
19M12D06	09:00 - 17:00	Sem nuvens	20M06D17	09:30 - 16:00	Parcialmente nublado
19M12D18	09:00 - 17:15	Sem nuvens	20M06D24	09:30 - 16:00	Parcialmente nublado
20M01D08	08:30 - 17:15	Sem nuvens	20M07D05	09:30 - 16:00	Nublado
20M01D17	08:45 - 17:15	Sem nuvens	20M07D08	09:30 - 16:00	Nublado
20M01D22	08:30 - 17:15	Nublado	20M07D15	09:30 - 16:00	Sem nuvens
20M01D29	08:30 - 17:15	Parcialmente nublado	20M07D22	09:30 - 16:00	Parcialmente nublado
20M02D05	09:00 - 17:00	Sem nuvens	20M07D29	09:30 - 16:00	Sem nuvens

Fonte :Autor.

Os resultados experimentais dos dias ensolarados e com poucas nuvens no céu estão reunidos na Tabela 5.8 com alguns dados da literatura, Tabela 2.1 e Tabela 2.3. Notam-se que as perdas de energia proporcionada pela diminuição da perpendicularidade dos módulos ao Sol divergem dos resultados da Tabela 2.1, pois neste experimento as perdas energéticas apresentam menores variações sob mudanças dos passos de atuação. Em contrapartida, os dados da Tabela 2.3 são similares aos resultados experimentais desenvolvidos na CEF.

Tabela 5.8 – Resultados experimentais e da literatura

Configuração	Central Experimental Fotovoltaica				Tabela 2.1	Tabela 2.3
	Erro para atuação	Número médio de passos	Geração relativa ao Passo de 2°	Perda	Perda	Geração relativa ao rastreo contínuo
Passo de 5°	2,5°	22	99,27%	0,73%	0,061 - 0,137%	-
Passo de 10°	5°	11	98,88%	1,12%	0,381%	≈ 98,44%
Passo de 30°	15°	5	98,32%	1,68%	3,407%	97,6 – 95,94%

Fonte: Autor.

5.6 INSERÇÃO DE TECNOLOGIAS AOS MÓDULOS PVS CONVENCIONAIS

O experimento envolvendo diferentes arranjos e tecnologias para maximizar a geração de energia elétrica aparte do aspecto construtivo dos módulos fotovoltaicos convencionais e o aproveitamento térmico foi regido pela metodologia apresentada na Sessão 4.6. Os arranjos de tecnologias formados com o implemento mesclado de rastreador solar, arrefecimento e concentrador solar foram os pilares do conceito inovador da Central Experimental Fotovoltaica do CEESP – UFSM – CEEE. Os horários admitidos para cada dia de teste devido às circunstâncias de sombreamentos descritas nos experimentos anteriores estão listados na Tabela 5.9, assim como as condições das nuvens no céu.

Tabela 5.9 - Dias, horários e condições de cobertura por nuvens durante o experimento de influência da inserção de tecnologias aos módulos fotovoltaicos

Dia	Horário	Condição	Dia	Horário	Condição
19M08D22	06:30 - 18:30	Parcialmente Nublado	20M02D13	07:00 - 19:30	Parcialmente Nublado
19M08D29	09:45 - 18:30	Sem nuvens	20M02D20	07:00 - 19:30	Sem nuvens
19M09D07	07:30 - 18:30	Nublado	20M02D28	07:00 - 19:30	Nublado
19M09D12	07:30 - 18:30	Nublado	20M03D05	07:15 - 18:30	Nublado
19M09D19	06:30 - 18:30	Parcialmente Nublado	20M03D12	07:15 - 18:00	Parcialmente Nublado
19M09D26	09:15 - 17:45	Sem nuvens	20M03D19	07:15 - 18:00	Sem nuvens
19M10D03	06:30 - 18:30	Nublado	20M03D26	07:15 - 18:15	Nublado
19M10D10	09:15 - 17:45	Nuvens pela manhã	20M04D02	07:00 - 18:45	Nuvens pela manhã
19M10D17	06:30 - 18:30	Nublado	20M04D09	07:15 - 18:30	Nublado
19M10D24	09:15 - 17:45	Sem nuvens	20M04D16	07:30 - 18:30	Sem nuvens
19M11D07	06:30 - 17:15	Nuvens pela manhã	20M04D23	06:30 - 17:00	Nuvens pela manhã
19M11D14	06:30 - 17:00	Parcialmente Nublado	20M04D30	07:30 - 17:00	Parcialmente Nublado
19M11D23	06:30 - 17:15	Nuvens pela manhã	20M05D07	08:00 - 17:00	Nuvens pela manhã
19M11D28	09:15 - 17:00	Sem nuvens	20M05D14	08:00 - 16:45	Sem nuvens
19M12D05	06:30 - 18:30	Nuvens pela manhã	20M05D21	06:30 - 18:30	Nuvens pela manhã
19M12D19	09:15 - 18:45	Sem nuvens	20M05D28	06:30 - 16:45	Sem nuvens
19M12D29	09:30 - 18:30	Sem nuvens	20M06D04	06:30 - 16:45	Sem nuvens
20M01D02	09:30 - 18:30	Parcialmente Nublado	20M06D11	07:30 - 16:45	Parcialmente Nublado
20M01D09	09:30 - 18:30	Parcialmente Nublado	20M06D20	07:30 - 16:30	Parcialmente Nublado
20M01D18	06:30 - 19:00	Sem nuvens	20M06D25	08:00 - 16:30	Sem nuvens
20M01D23	06:30 - 19:00	Sem nuvens	20M07D02	09:00 - 16:45	Sem nuvens
20M01D30	06:30 - 19:30	Parcialmente Nublado	20M07D23	09:00 - 16:45	Parcialmente Nublado
20M02D06	07:00 - 18:45	Sem nuvens	20M07D30	09:00 - 16:45	Sem nuvens

Fonte: Autor.

Como tratam-se de dez arranjos diferentes com diversas grandezas monitoradas, torna-se inviável reunir as informações de todos os arranjos em um único meio de comparação. Isto acarretaria em imagens e gráficos muito poluídos que comprometeriam a visualização adequada das grandezas, passando despercebidas as características e comportamentos que cada tecnologia agrega na energia elétrica disponibilizada pelos módulos fotovoltaicos. Portanto, a análise e apresentação dos resultados deste experimento foram organizadas para melhor explicar sobre a influência de cada arranjo tecnológico no desempenho dos módulos fotovoltaicos. Em um primeiro momento apresentam-se as grandezas que envolvem cada configuração de acordo com os seus tipos de movimentações, em um eixo, dois eixos ou estáticos. Em um segundo momento reúnem-se todos os arranjos para análises apenas de potência e energias elétrica e térmica.

5.6.1 Grandezas individuais das configurações por tipo de movimentação

Nesta sessão apresentam-se as grandezas das configurações listadas na Tabela 4.8, reunidas conforme seus graus de liberdade (eixos de movimentação). Exibem-se as variáveis elétricas e térmicas de cada arranjo em operação no dia 05 de março de 2020. O uso deste dia para a demonstração do comportamento das grandezas envolvidas deve-se a ausência de nuvens no céu no local da CEF, garantindo uma melhor visualização das características de cada arranjo em comparação a um dia com condições de céu parcialmente nublado ou nublado. Além disso, optou-se por uma data após o período de supressão das árvores no entorno da CEF para demonstrar o comportamento habitual dos módulos fotovoltaicos sem interferência de sombreamento. Todavia, com menor enfoque, nesta sessão também são apresentados alguns dias em que estas condições atípicas aparecem, afim de se expor todas as condições que englobaram este experimento, inclusive outras sem ligação direta às meteorológicas ou ambientais.

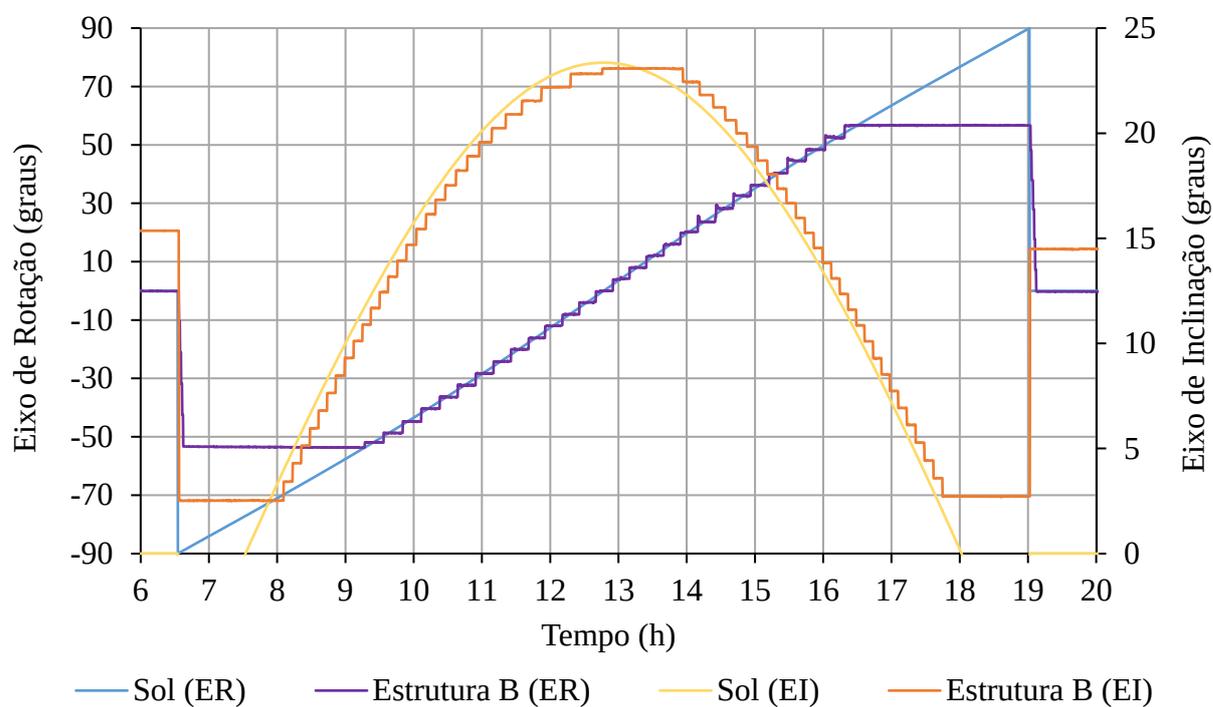
5.6.1.1 Configurações com rastreamento nos Eixos de Rotação e de Inclinação

As configurações incluídas no rastreamento em dois eixos (Eixos de Rotação e de Inclinação) são as B1RRCA, B2RRNA, B3RRCN e B4RRNN. O rastreamento solar típico realizado pela estrutura que acomoda estas configurações está ilustrado na Figura 5.50 para o dia 05 de março de 2020.

Na Figura 5.51 apresentam-se as grandezas monitoradas da configuração B4RRNN. Percebe-se que a potência elétrica não satura em nenhum momento do dia e que os valores de corrente e tensão médios são de aproximadamente 9 A e 27 V, respectivamente. Notam-se as grandezas da configuração B2RRNA apresentam valores muito próximos aos da configuração B4RRNN, Figura 5.52. A influência do mecanismo de arrefecimento com água forçada no desempenho elétrico do módulo PV mostra-se pouco promissora.

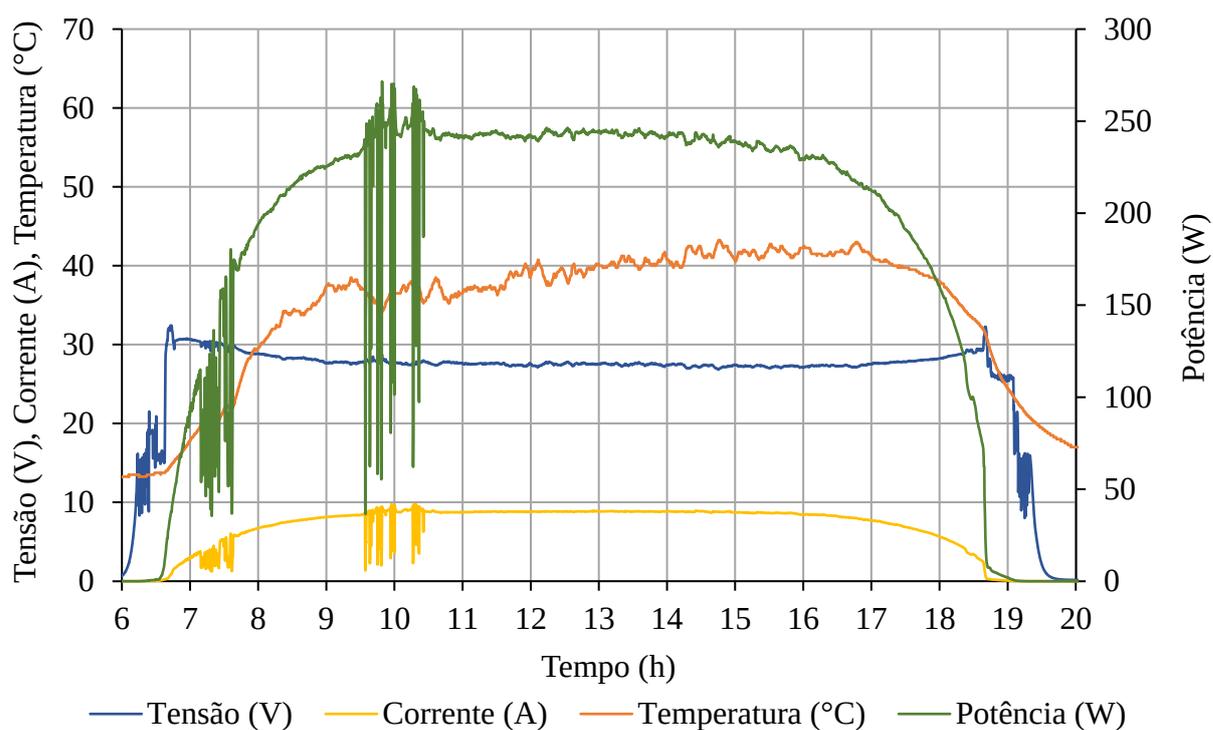
A temperatura de operação da configuração B4RRNN é menor do que a temperatura de operação da configuração com arrefecimento, B2RRNA. Esta ocorrência não foi tão incomum na CEF. Comumente, o sistema de arrefecimento garante uma temperatura menor de operação do módulo submetido a ele, mas em algumas ocasiões ocorre o inverso como no dia 05 de março de 2020. Desconhece-se o motivo real, visto que os sensores estão alocados nos mesmos lugares dos módulos PVs, assim como também se empregam os mesmos tipos sensores de temperatura.

Figura 5.50 – Posicionamento da Estrutura B no dia 05 de março de 2020



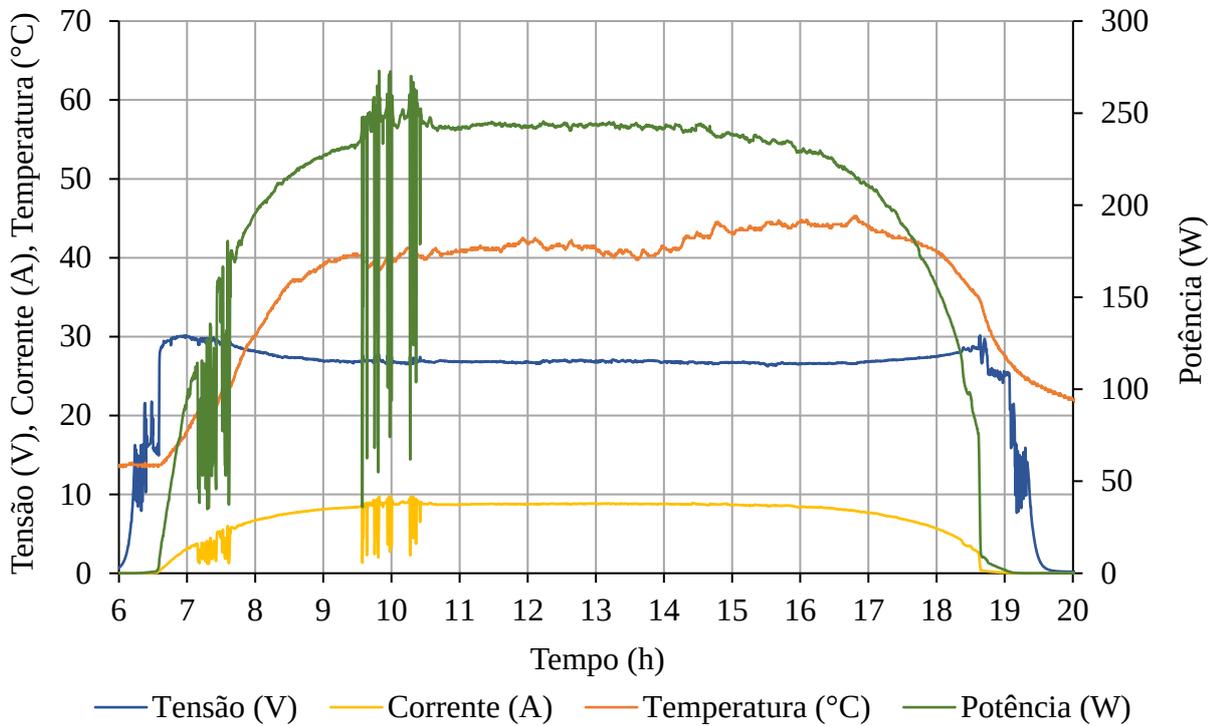
Fonte: Autor.

Figura 5.51 – Grandezas da configuração B4RRNN no dia 05 de março de 2020



Fonte: Autor.

Figura 5.52 – Grandezas da configuração B2RRNA no dia 05 de março de 2020

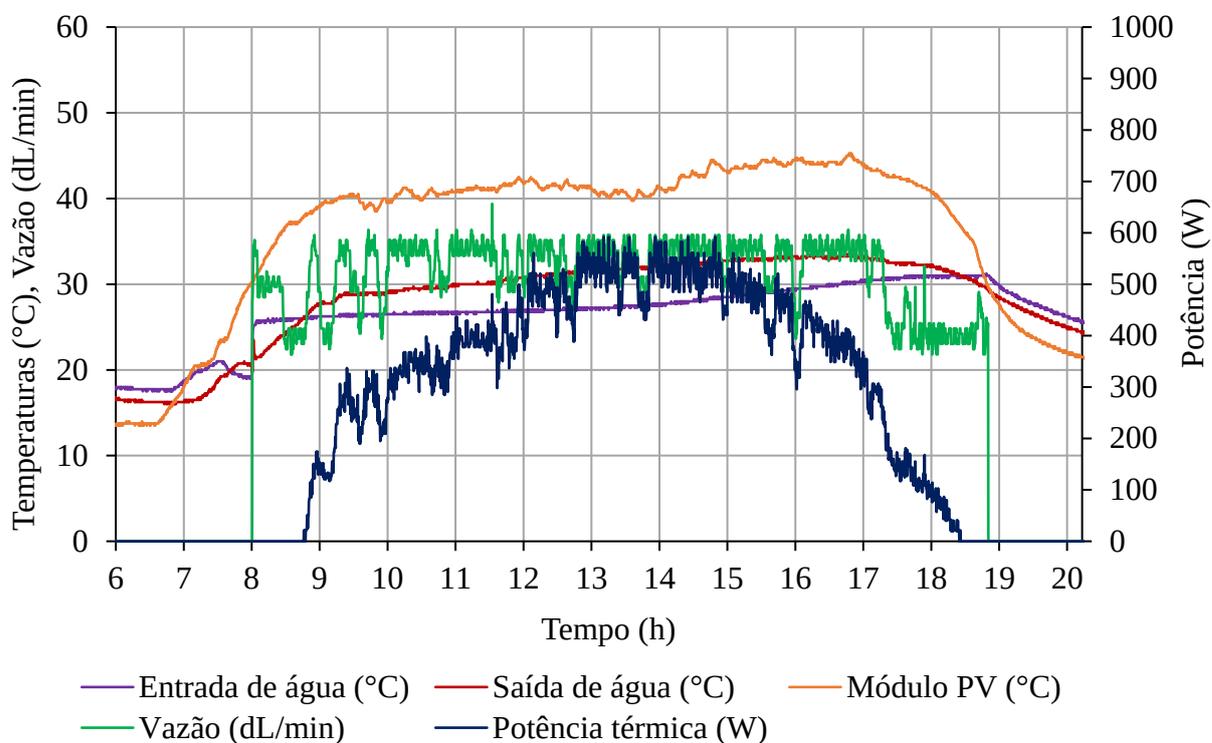


Fonte: Autor.

Acredita-se que ocorra a formação de bolsões de ar entre o contato direto da superfície traseira do módulo PV e o trocador de calor, acarretando em uma temperatura de operação maior, mesmo com o sistema de arrefecimento. A ocorrência de temperatura de uma configuração ora superior à outra e ora o oposto, acredita-se que possa estar ligada às condições climáticas como, por exemplo, a velocidade do vento. A troca natural no módulo sem arrefecimento ocorre por ambas as superfícies (frontal e traseira), enquanto no módulo com arrefecimento ocorre a troca natural na superfície frontal enquanto na superfície traseira poderia haver bolsões de ar. Além disso, fisicamente a configuração com arrefecimento encontra-se entre as duas configurações com refletores planos, o que poderia reduzir consideravelmente a circulação de ar para a troca natural com a superfície frontal do módulo.

A Figura 5.53 apresenta as variáveis térmicas da configuração B2RRNA no dia 05 de março de 2020. Observa-se que mesmo possuindo uma temperatura de operação superior à configuração B4RRNN a geração de energia térmica é considerável durante praticamente todo o período diurno. Salienta-se, ainda, que a variação do fluxo d'água é regida pelo controle P&O, o qual baseia-se nas temperaturas de entrada e saída da água do trocador térmico, na temperatura de operação do módulo PV e na potência térmica atual e anterior.

Figura 5.53 – Grandezas térmicas da configuração B2RRNA no dia 05 de março de 2020

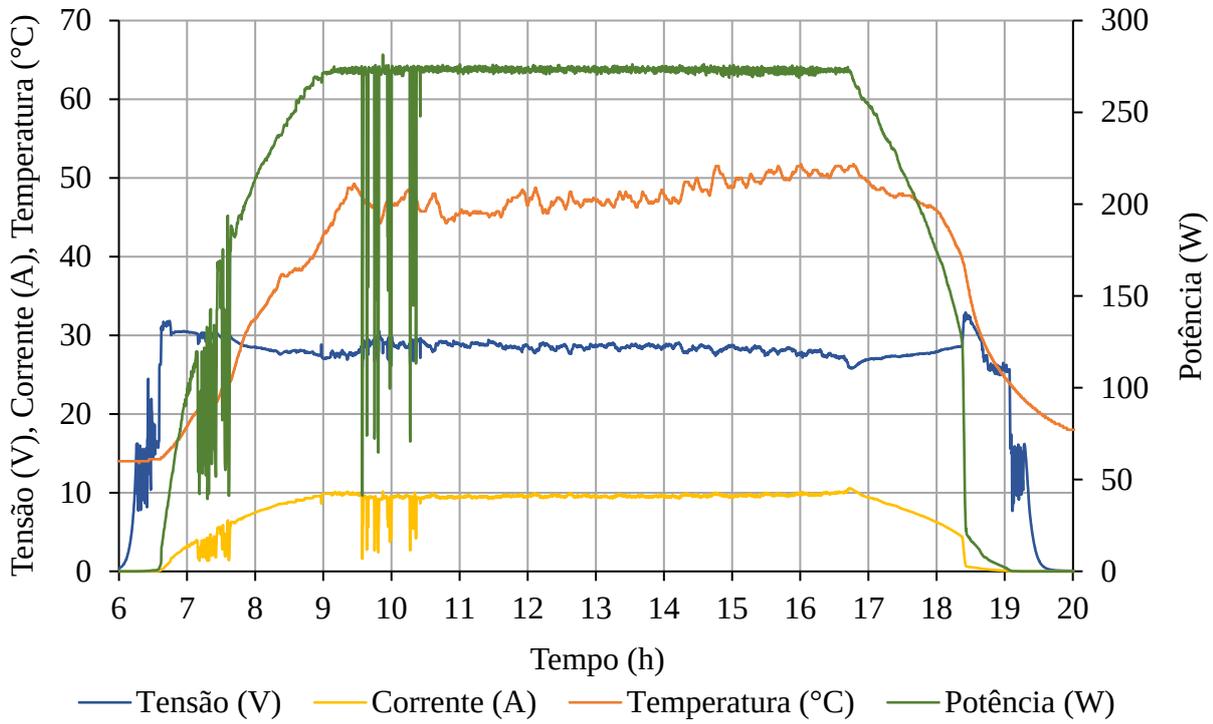


Fonte: Autor.

Na Figura 5.54 apresentam-se as grandezas monitoradas da configuração B3RRCN. Como esta configuração possui concentrador solar, a potência elétrica gerada pelo módulo fotovoltaico passa grande parte do dia saturada em, aproximadamente, 273 W devido ao aumento da concentração de radiação solar incidente sobre o módulo PV. Esta saturação de potência deve-se ao limite máximo de corrente CC do microinversor (10,5 A), Tabela 3.2. O mesmo ocorre para a configuração B1RRCA, Figura 5.55. Esta limitação por parte do microinversor é um fator que interfere na capacidade de melhorar o desempenho dos módulos fotovoltaicos utilizando concentradores solares, todavia trata-se uma característica imposta pela CEF até novas atualizações nos equipamentos que a compõe.

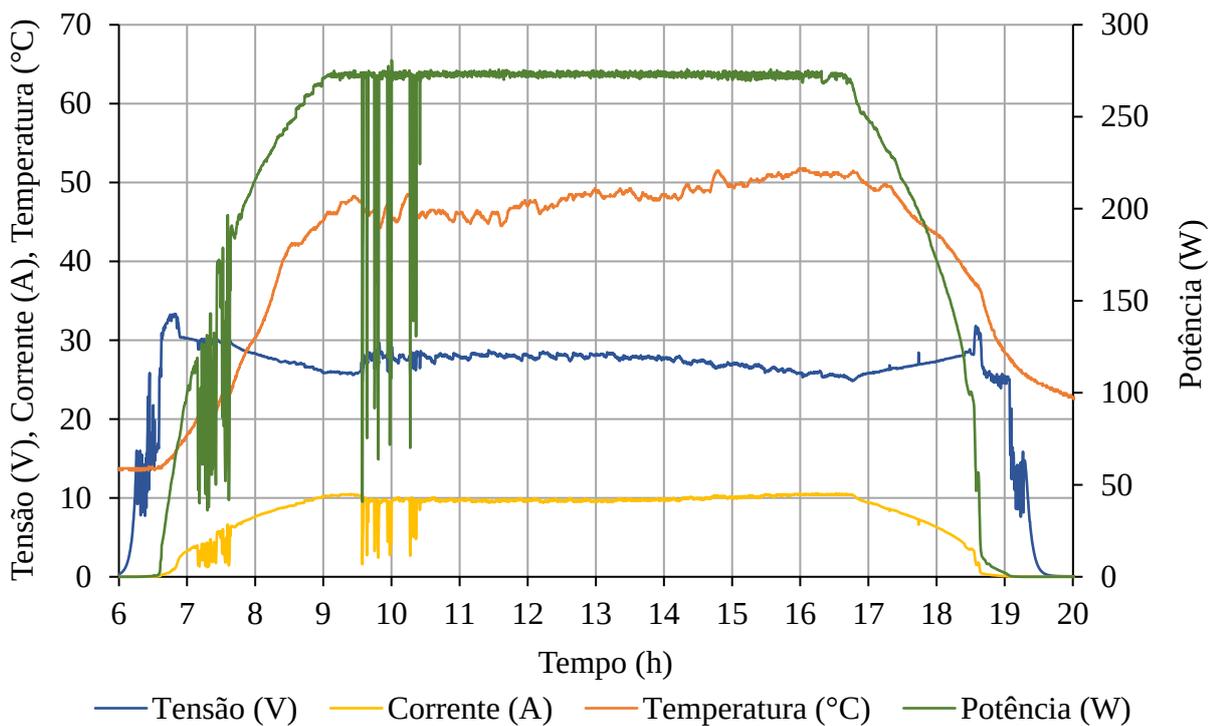
A Figura 5.56 ilustra o comportamento típico da curva de potência da configuração B1RRCA ou B3RRCN em um dia com menor índice de irradiação solar. Um valor de irradiação solar menor permite a operação do microinversor sem a saturação de seu nível de corrente CC. As curvas sem a saturação aparecem com pequenas oscilações similares ao formato de onda do tipo dente de serra. Essas variações devem-se aos reposicionamentos dos eixos para reestabelecer a perpendicularidade dos módulos em direção ao Sol. Entretanto, ao longo dos experimentos, comumente ocorre a saturação para estas configurações.

Figura 5.54 – Grandezas da configuração B3RRCN no dia 05 de março de 2020



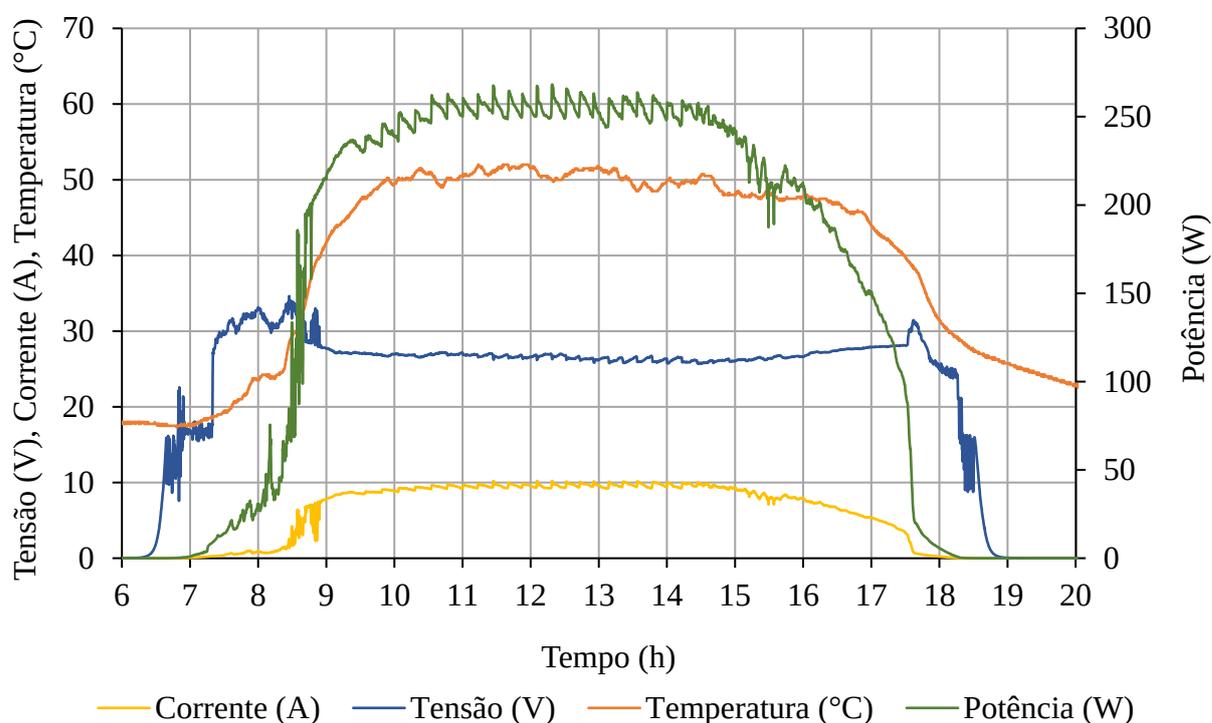
Fonte: Autor.

Figura 5.55 – Grandezas da configuração B1RRCA no dia 05 de março de 2020



Fonte: Autor.

Figura 5.56 – Grandezas da configuração B1RRCA no dia 26 de agosto de 2019



Fonte: Autor.

As temperaturas entre as configurações B3RRCN e B1RRCA são muito semelhantes, embora haja alguns momentos em que a configuração com arrefecimento térmico apresenta valores de temperatura superiores. Além disso, as variações dos valores de temperatura ao longo do dia são menores com o arrefecimento térmico em relação à configuração que possui troca térmica natural. Percebe-se também que as temperaturas de operação da configuração com concentrador solar e arrefecimento (B1RRCA) foi na média em torno de 5°C superior à configuração com arrefecimento e sem concentrador solar (B2RRNA). A potência térmica da configuração B1RRCA, Figura 5.57, possui níveis superiores aos apresentados na configuração B2RRNA, com diferença média de 89 W, aproximadamente.

Em condições de céu nublado ou parcialmente nublado, a tensão de operação do módulo fotovoltaico mantém-se praticamente constante e próxima aos 30 V, enquanto a corrente assume valores próximos a zero, conforme a Figura 5.58. Independentemente das tecnologias agregadas ao módulo fotovoltaico, nos dias nublados a potência elétrica gerada é muito semelhante devido a radiação solar predominantemente difusa isotrópica.

Figura 5.57 – Grandezas térmicas da configuração B1RRCA no dia 05 de março de 2020

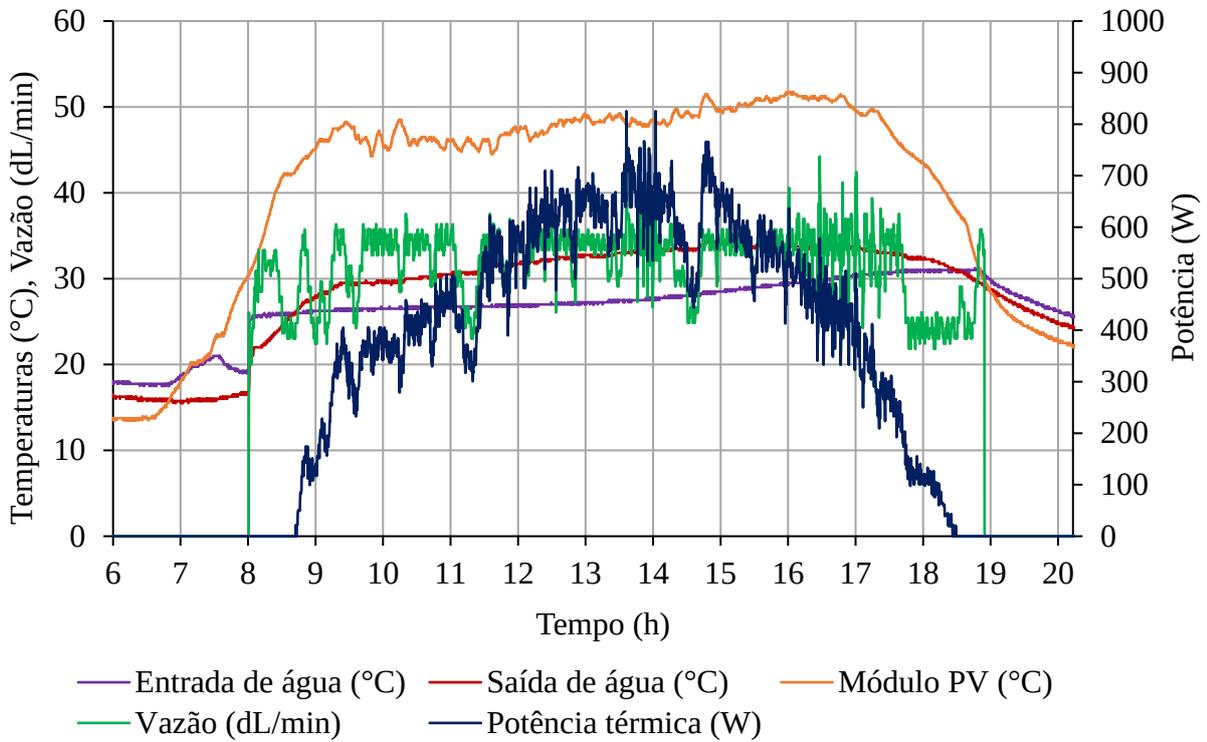
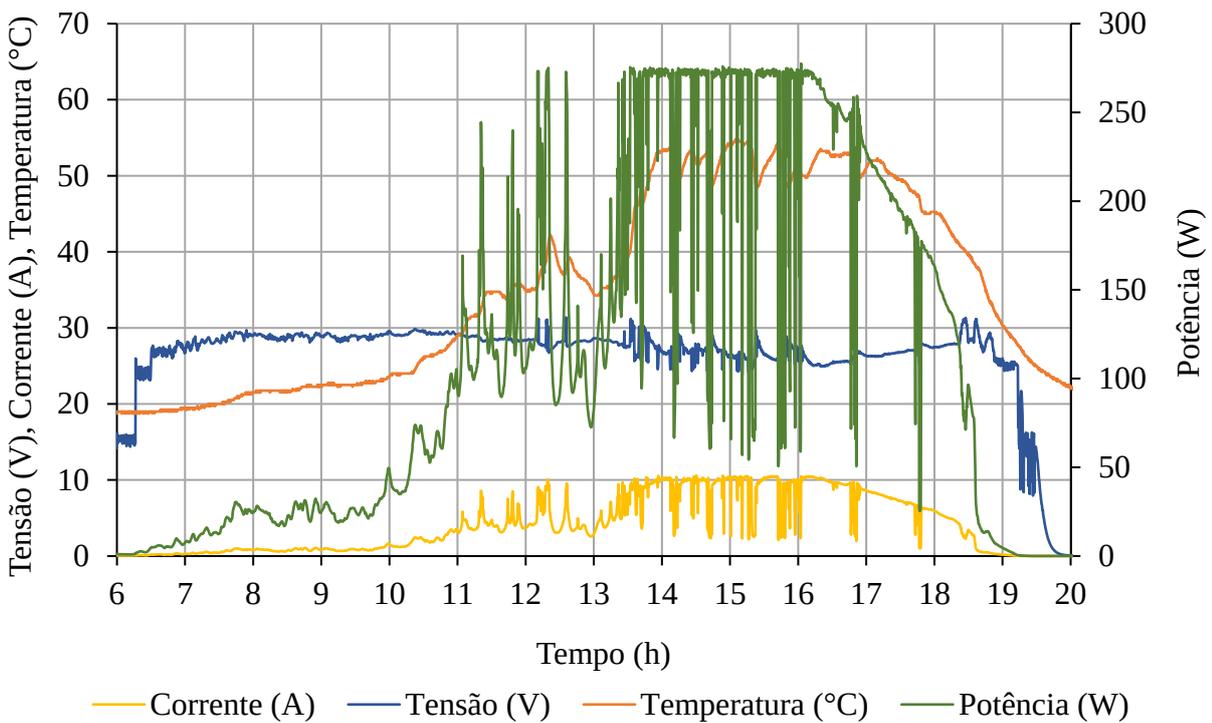


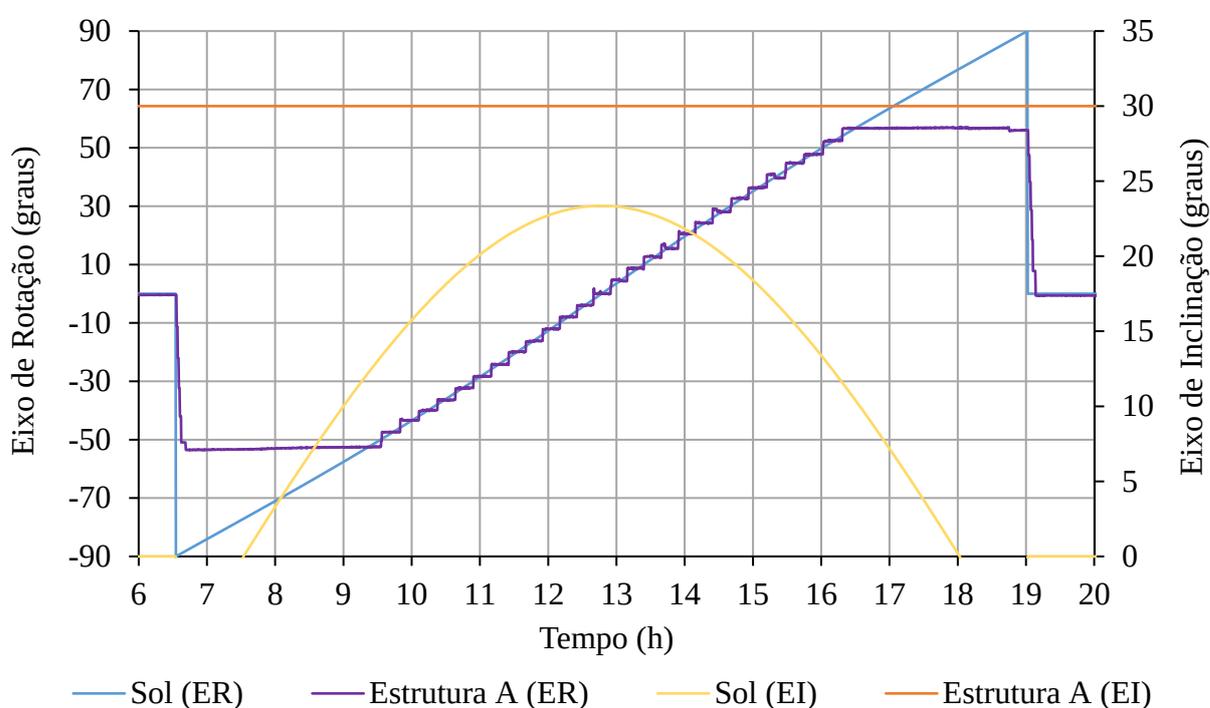
Figura 5.58 – Grandezas da configuração B1RRCA no dia 23 de novembro de 2019



5.6.1.2 Configurações com rastreamento no Eixo de Rotação

As configurações incluídas no rastreamento em apenas um eixo (Eixo de Rotação) são as A1R30NA, A2R30CA, A3R30NN e A4R30CN. Salienta-se que os ângulos do Eixo de Inclinação destas configurações foram mantidos em 30° por ser um ângulo próximo à latitude do local da CEF. O rastreamento solar típico realizado pela estrutura que acomoda estas configurações está representado na Figura 5.59 para o dia 05 de março de 2020.

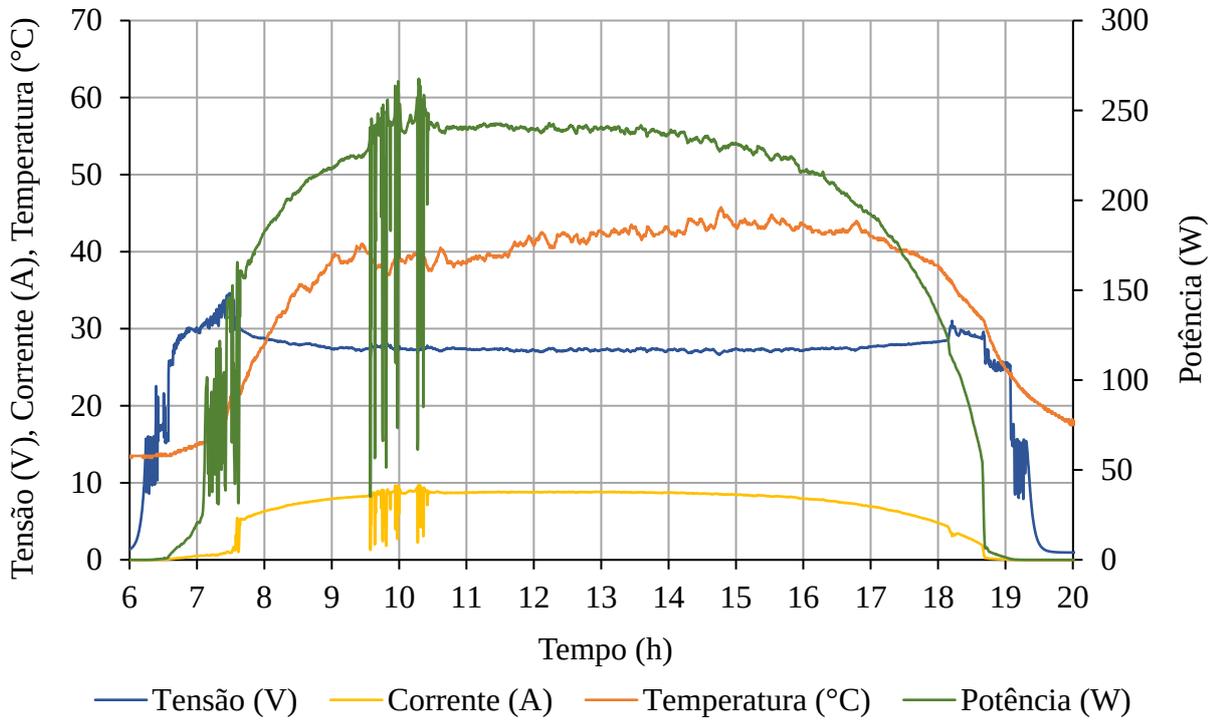
Figura 5.59 – Posicionamento da Estrutura A no dia 05 de março de 2020



Fonte: Autor.

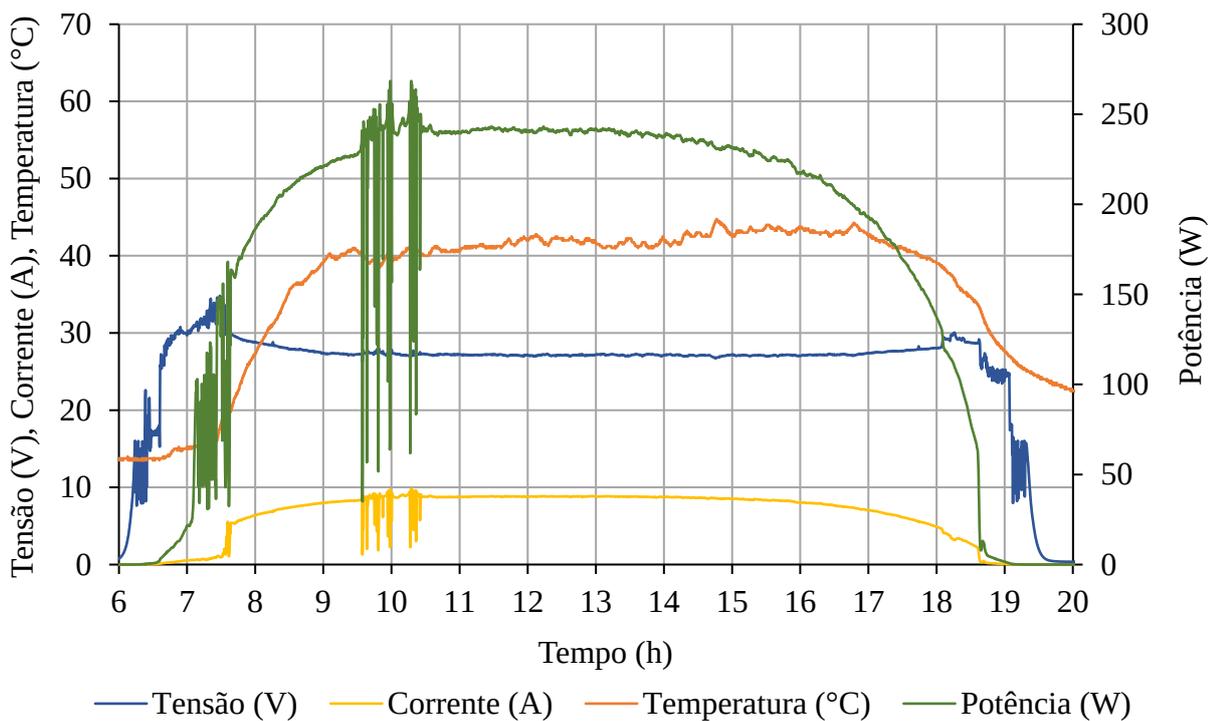
A Figura 5.60 apresenta o comportamento das grandezas da configuração A3R30NN e na Figura 5.61 da configuração A1R30NA no dia 05 de março de 2020. Percebe-se que há muita semelhança entre as configurações, independentemente da condição de arrefecimento na configuração A1R30NA. Na Figura 5.62 apresentam-se as variáveis térmicas da configuração A1R30NA ao longo do dia 05 de março de 2020. Nota-se uma potência térmica semelhante àquela apresentada na configuração equivalente com rastreamento em dois eixos, B2RRNA, conforme a Figura 5.53.

Figura 5.60 – Grandezas da configuração A3R30NN no dia 05 de março de 2020



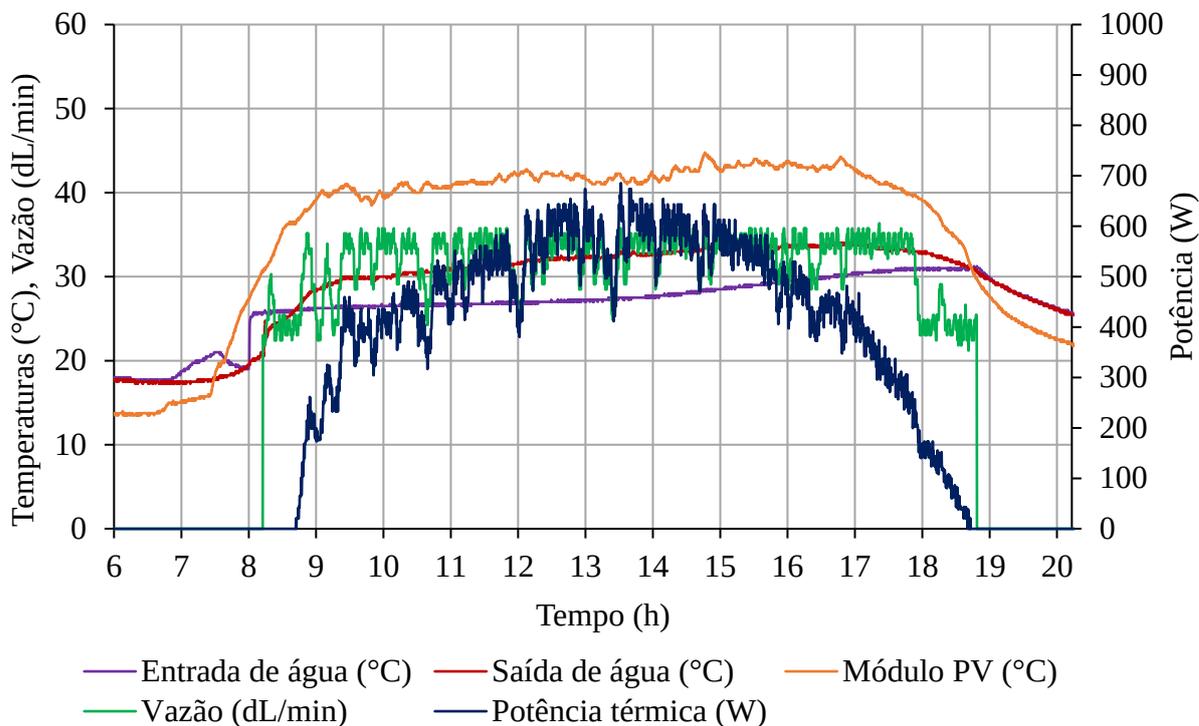
Fonte: Autor.

Figura 5.61 – Grandezas da configuração A1R30NA no dia 05 de março de 2020



Fonte: Autor.

Figura 5.62 – Grandezas térmicas da configuração A1R30NA no dia 05 de março de 2020

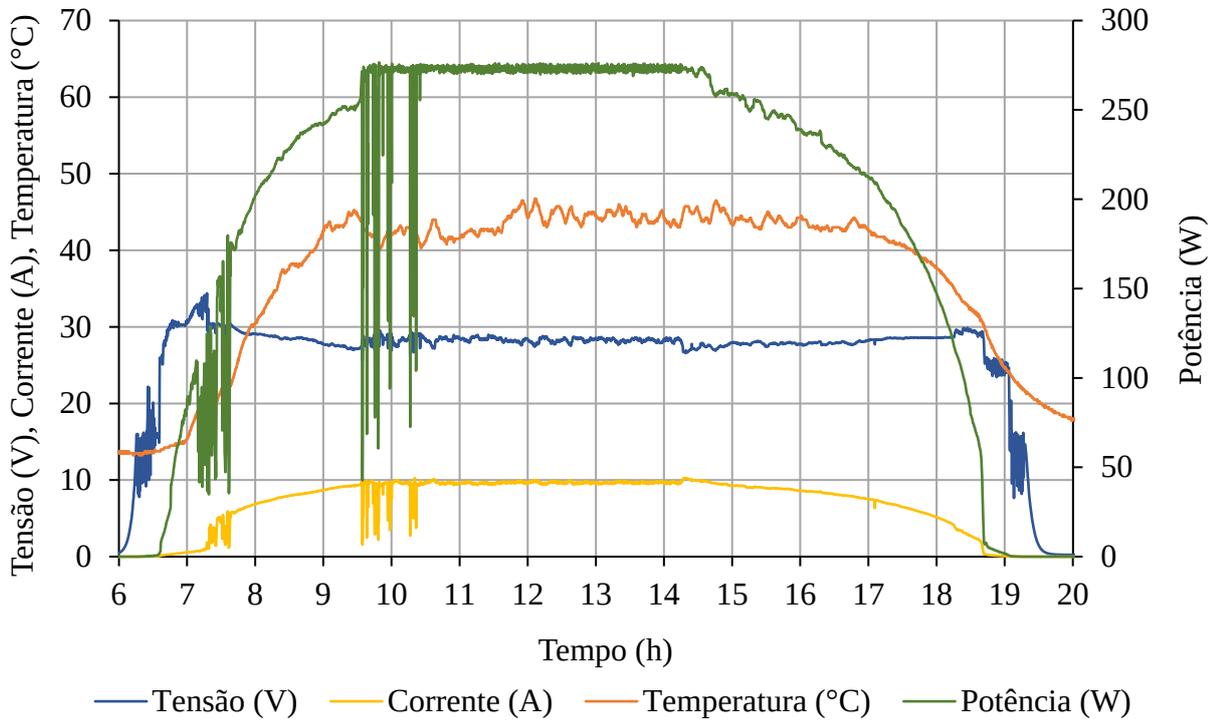


Fonte: Autor.

As grandezas da configuração A4R30CN estão ilustradas na Figura 5.63. Como esta configuração está com o posicionamento estático no Eixo de Inclinação em um ângulo de 30° e a trajetória solar neste dia aproximou-se deste ângulo das 10 h às 15 h conforme a Figura 5.59, a saturação de corrente CC do microinversor ocorreu apenas neste período. Com o decorrer das estações e, portanto, com as mudanças angulares no EI este período de saturação altera-se. Porém, a dimensão do período desta saturação jamais será igual àquela apresentada pelas configurações com concentradores solares e rastreamento em dois eixos, pois os módulos sempre se encontram muito próximos à perpendicularidade dos raios solares ao longo do dia.

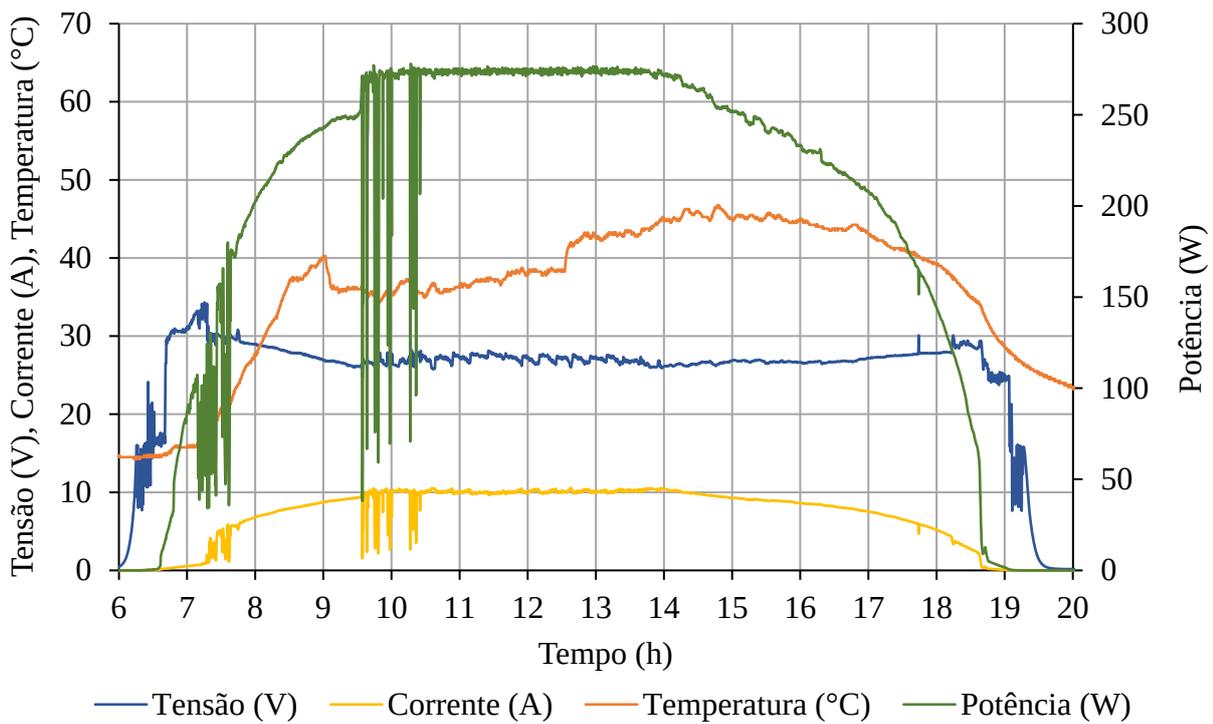
A configuração A2R30CA apresenta um comportamento semelhante, conforme a Figura 5.64. Percebe-se que a curva de temperatura desta configuração difere daquela obtida pela configuração A4R30CN. Os valores de temperatura menores no período da manhã e maiores no período da tarde devem-se aos frequentes vazamentos que o trocador térmico apresentou ao longo deste ano de experimentos, passando por diversas manutenções corretivas. Estes vazamentos devem-se às dilatações em que o trocador é submetido ao passar dos dias dada a grande variação térmica entre os períodos diurnos e noturnos, bem como nos períodos de baixa e alta temperatura ambiente, intensificando-se nos dias mais quentes.

Figura 5.63 – Grandezas da configuração A4R30CN no dia 05 de março de 2020



Fonte: Autor.

Figura 5.64 – Grandezas da configuração A2R30CA no dia 05 de março de 2020

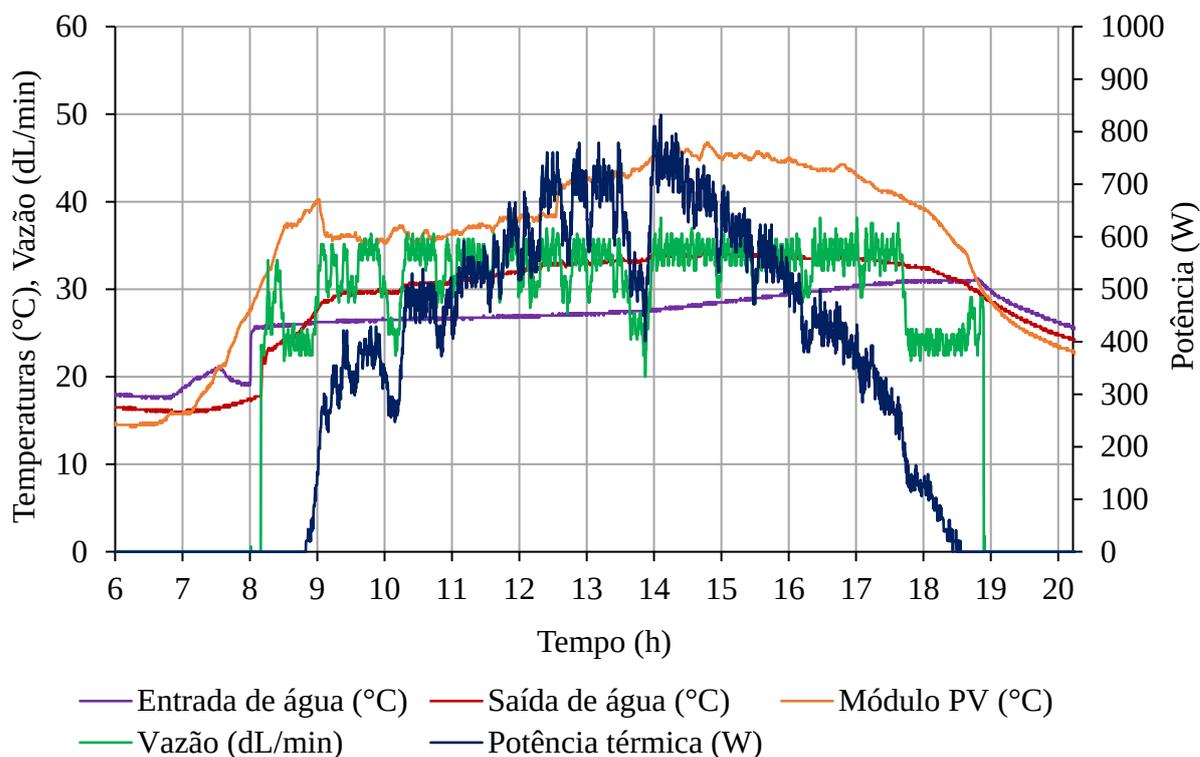


Fonte: Autor.

Como a ligação hidráulica entre o par de configurações é sequencial (série), conforme a Figura 3.10, e a configuração A2R30CA apresentada na Figura 5.64 está posicionada ao lado direito da Estrutura A em relação ao Norte, no período da manhã este arranjo está verticalmente próximo ao solo e seu par distante (mais alto). Desta forma, no período da manhã o trocador térmico deste arranjo fica completamente cheio de água mesmo com os vazamentos, uma vez que o Sol e a estrutura estão à Leste. No período da tarde, inverte-se a ordem da posição dos arranjos ao acompanhar o Sol para o Oeste e os vazamentos no trocador acabam formando bolsões de ar internos que diminuem a eficiência da troca térmica com o módulo fotovoltaico, aumentando sua temperatura de operação. O mesmo ocorreu com as configurações B4RRNN e B2RRNA, mas com menores amplitudes, sugerindo vazamentos de menores intensidades em relação aos existentes na configuração A2R30CA no dia do experimento em questão.

A Figura 5.65 apresenta as variáveis térmicas da configuração A2R30CA. Percebe-se que os valores de potência são superiores aos apresentados na Figura 5.62 em 26 W na média diária, aproximadamente. A diferença de temperatura média entre as configurações A1R30NA e A2R30CA foi de apenas 0,4°C devido à menor amplitude no período da manhã e maior no período da tarde.

Figura 5.65 – Grandezas térmicas da configuração A2R30CA no dia 05 de março de 2020

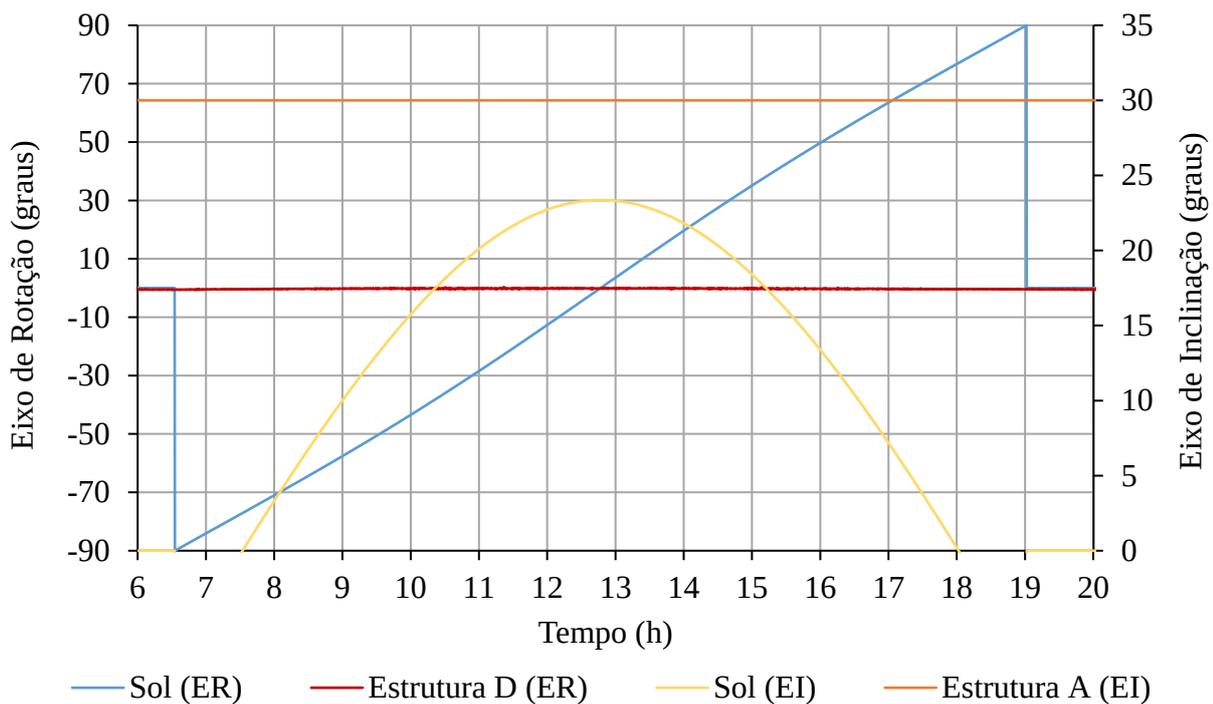


Salienta-se que ao longo deste um ano de experimentos os vazamentos nos trocadores térmicos variaram tanto entre as configurações quanto em intensidade, passando por constantes reparos. Uma forma de minimizar a ocorrência de novos vazamentos foi limitando a vazão máxima do fluido (água) que o controle P&O poderia empregar. Desta forma, houve uma redução nas rotinas de manutenções corretivas, mas não sua eliminação por completo.

5.6.1.3 Configurações sem rastreamento (posicionamento estático)

As configurações com posicionamentos estáticos são as D10030NA e D20030NN. Estas duas configurações possuem ângulos de inclinação próximo a latitude do local da CEF (30°) e de orientação ao Norte geográfico (0°), conforme a Figura 5.66.

Figura 5.66 – Posicionamento da Estrutura D no dia 05 de março de 2020

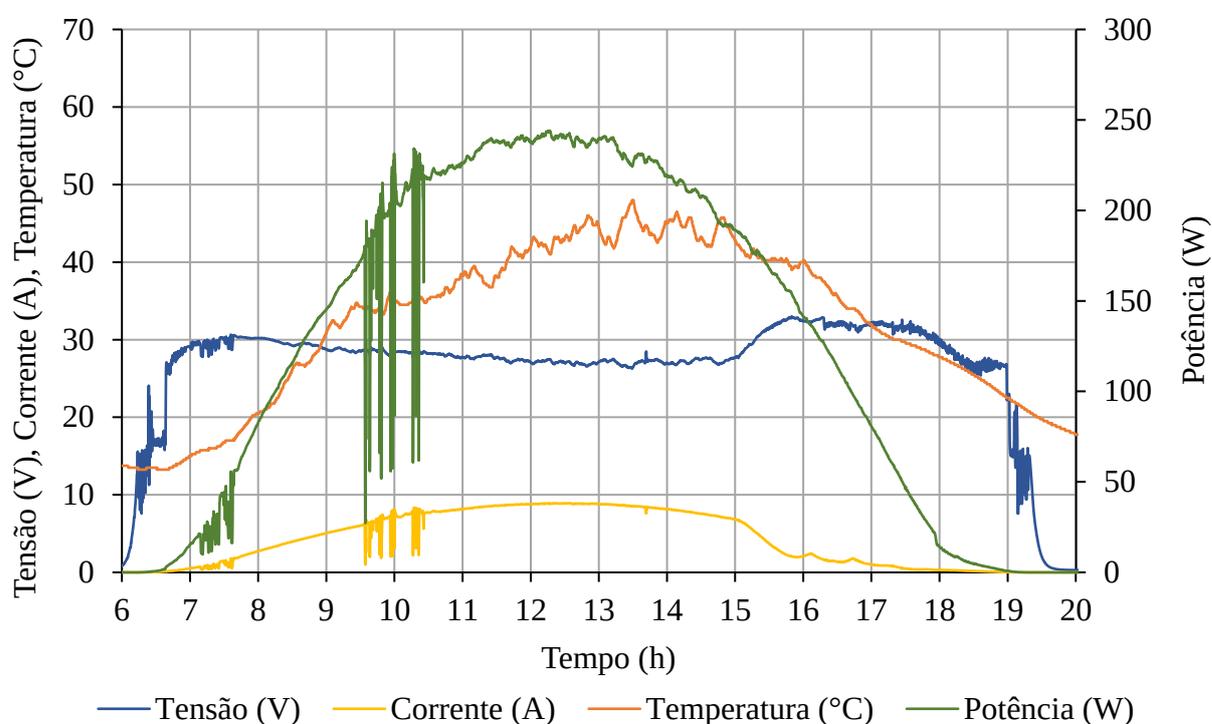


Fonte: Autor.

A Figura 5.67 apresenta as grandezas da configuração D20030NN no dia 05 de março de 2020. Visualiza-se a diferença nas curvas de potência e de temperatura desta configuração fixa em relação as que rastreiam o Sol e que possuem concentradores solares. Os períodos de maiores potências são menores e a temperatura de operação apresenta níveis inferiores devido ao módulo fotovoltaico estar menos tempo exposto à perpendicularidade dos raios solares. O

comportamento da configuração D10030NA é semelhante, Figura 5.68. Novamente observa-se que a temperatura de operação da configuração com arrefecimento é superior à temperatura de operação da configuração sem arrefecimento. Além disso, notam-se menores oscilações na curva de temperatura com o arrefecimento e, para esta configuração, a constância da curva não representa, necessariamente, a ausência de vazamentos no trocador de calor, pois não ocorre movimentação no Eixo de Rotação ao longo do dia e, portanto, não há um período com o trocador cheio de água e outro com bolsões de ar.

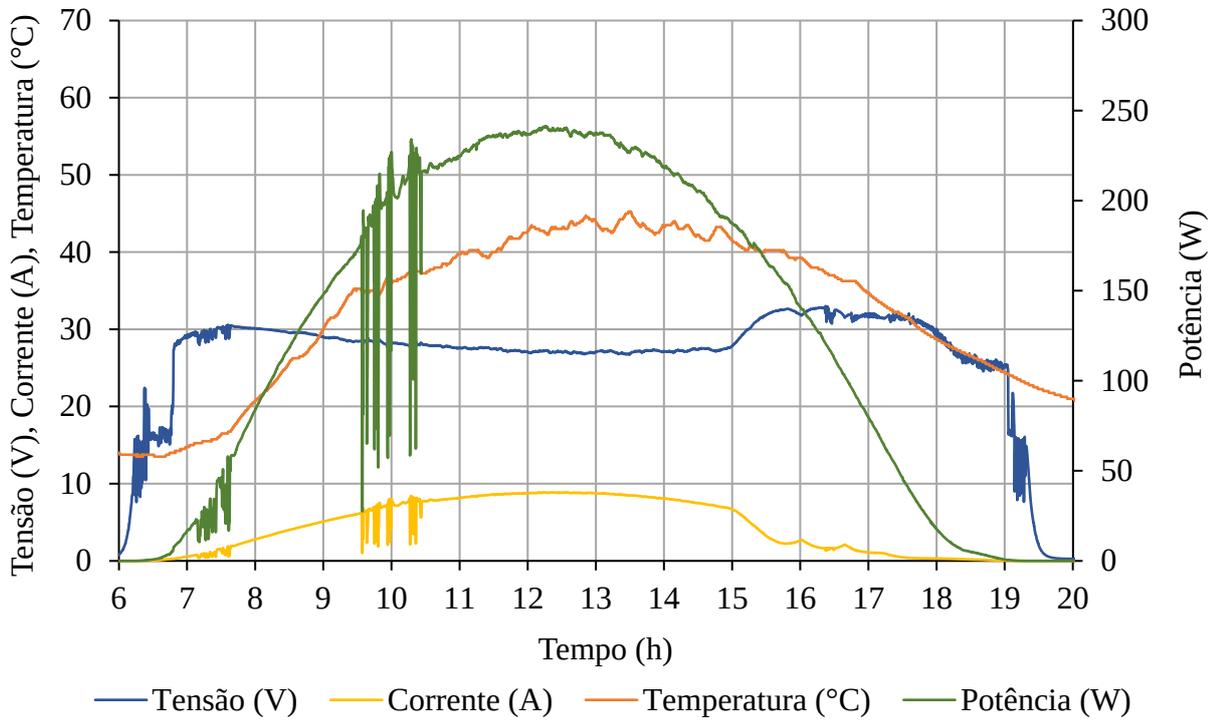
Figura 5.67 – Grandezas da configuração D20030NN no dia 05 de março de 2020



Fonte: Autor.

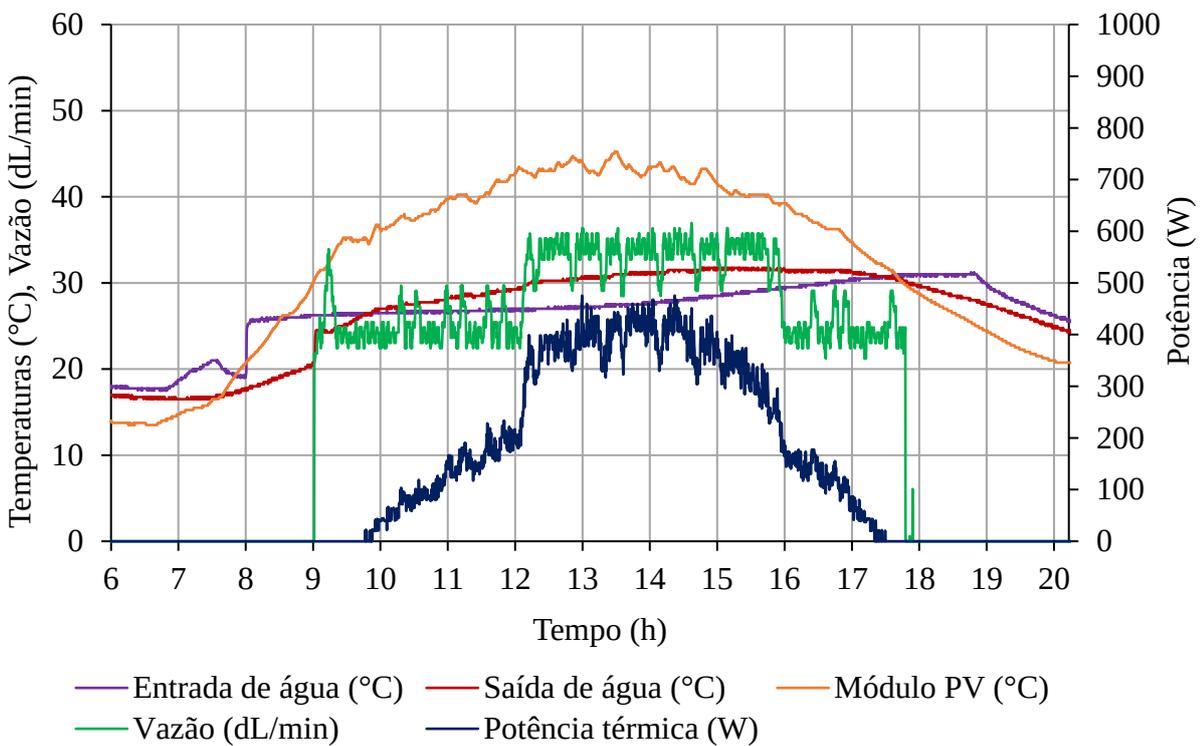
Na Figura 5.69 apresentam-se as grandezas térmicas da configuração D10030NA. Verifica-se que as suas amplitudes de potência térmica são inferiores àquelas constatadas nas configurações com rastreamento solar, assim como apresentam maior variação no controle P&O (vazão do fluido) pela menor temperatura de operação do módulo PV nos horários afastados do ápice solar. Isto porque o ápice solar aproxima-se dos 25° de inclinação às 13h no dia 05 de março de 2020 e, portanto, das 11h às 15h o módulo fotovoltaico com inclinação de 30° está mais próximo da perpendicularidade com os raios solares em relação aos demais períodos, nos quais as inclinações dos raios solares são ainda menores.

Figura 5.68 – Grandezas da configuração D10030NA no dia 05 de março de 2020



Fonte: Autor.

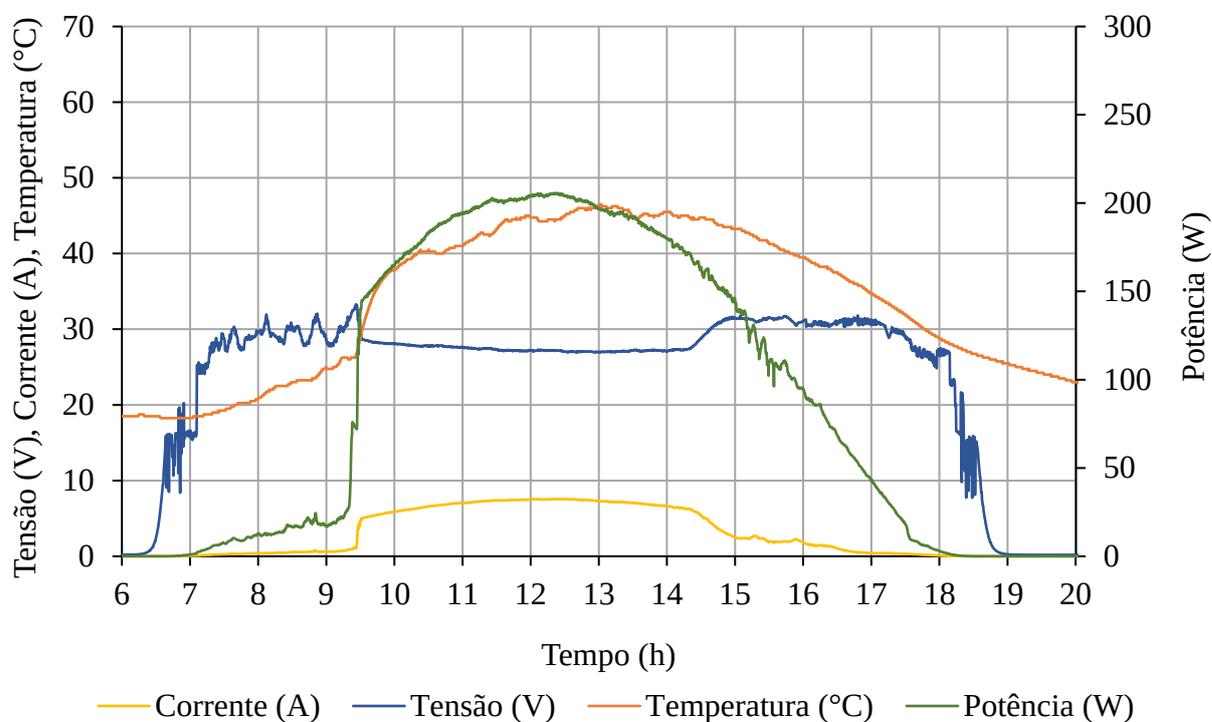
Figura 5.69 – Grandezas térmicas da configuração D10030NA no dia 05 de março de 2020



Fonte: Autor.

O sombreamento exerce forte influência sobre a geração de energia elétrica dos módulos fotovoltaicos e a grande quantidade de árvores existentes no entorno da CEF causaram sérios danos ao desempenho dos módulos. Cada configuração era sombreada em diferentes horários de início e término, no amanhecer e no entardecer e, ainda, segundo as sazonalidades. A configuração mais afetada pelo sombreamento foi a D10030NA. Seu início de geração convencional de energia elétrica no dia 29 de agosto de 2019 ocorreu próximo às 9h30min, conforme a Figura 5.70. Desta forma, os dados considerados para análise de desempenho de todas as configurações começam neste mesmo horário, sendo descartadas as gerações das outras configurações nos horários antecessores. Com isso, o desempenho das configurações com rastreamento solar é o mais prejudicado, pois o rendimento extra em relação as configurações fixas intensificam-se nas extremidades do dia. Todavia, diante do impasse de sombreamento dos módulos fotovoltaicos até a supressão definitiva das árvores que beiravam a CEF, foi esta a metodologia adotada para impedir maiores impactos do sombreamento na geração PV sobre as configurações em teste.

Figura 5.70 – Grandezas da configuração D10030NA no dia 29 de agosto de 2019



Fonte: Autor.

5.6.2 Comparação de grandezas entre as configurações

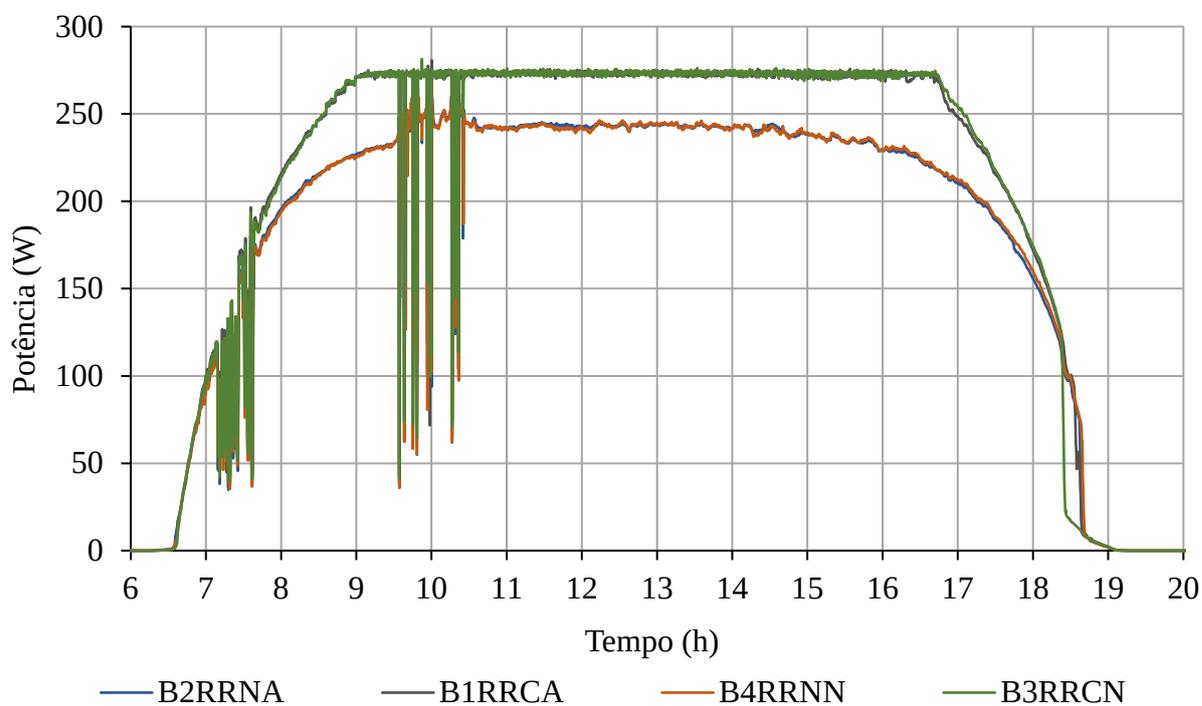
Nesta sessão apresentam-se as potências elétrica e térmica de cada arranjo em operação no dia 05 de março de 2020, reunidas segundo as tecnologias em comum, como rastreamento solar, arrefecimento ou concentrador solar. Apresentam-se, também, algumas informações de outros dias de experimento para ilustrar características da potência elétrica que não se presenciaram no dia 05 de março de 2020 devido ao alto nível de irradiação solar incidente ao módulo PV com concentrador solar. Ainda, nesta sessão são apresentadas as análises dos montantes de energias elétrica e térmica das configurações propostas.

5.6.2.1 Potências elétrica e térmica

Na sessão anterior foram apresentadas as características individuais de cada configuração e nesta sessão realizam-se comparações entre as configurações em relação às suas potências elétricas e térmicas. Os confrontos ocorrem conforme os agrupamentos de tecnologias. Na Figura 5.71 apresenta-se a potência elétrica das configurações com rastreamento solar em dois eixos. Nota-se que as configurações com concentradores solares apresentam suas potências saturadas na capacidade máxima do microinversor e sempre superiores às potências das configurações sem concentrador solar. Também se verifica que neste dia a existência ou não do arrefecimento nos módulos fotovoltaicos pouco influenciou na geração de energia elétrica, visto que as curvas estão sobrepostas em praticamente todos os horários do dia.

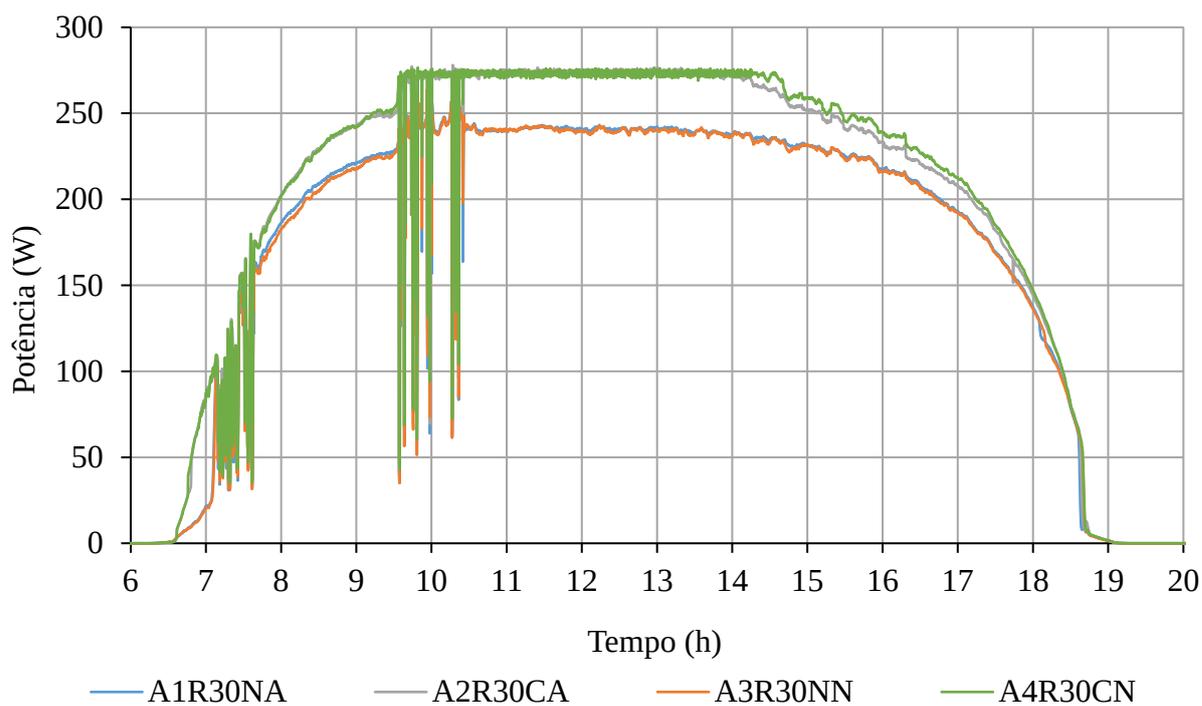
Na Figura 5.72 apresenta-se a potência elétrica das configurações com rastreamento solar apenas no Eixo de Rotação, enquanto o Eixo de Inclinação foi mantido fixo em 30°. Da mesma forma que na Figura 5.71 percebe-se que as curvas de potência elétrica das configurações com concentrador solar são superiores às curvas das configurações sem concentrador solar. Além disso, também se verifica a saturação da potência elétrica pelas configurações com concentradores solares, mas em um período menor do dia. Na Figura 5.73 estão dispostas as curvas de potência elétrica das duas configurações fixas, com e sem arrefecimento. Nota-se que praticamente não há diferenças de valores entre as curvas.

Figura 5.71 – Potência elétrica das configurações com rastreamento no ER e no EI no dia 05 de março de 2020



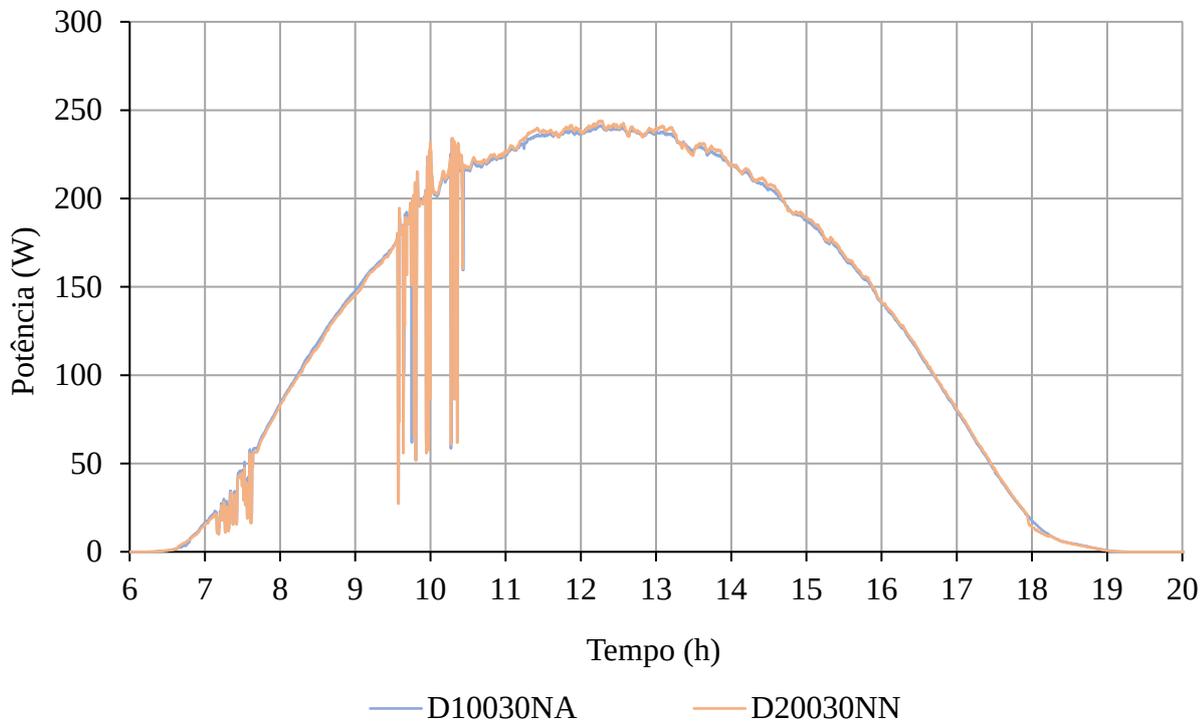
Fonte: Autor.

Figura 5.72 – Potência elétrica das configurações com rastreamento no ER e com o EI fixo em 30° no dia 05 de março de 2020



Fonte: Autor.

Figura 5.73 – Potência elétrica das configurações fixas, ER em 0° e EI em 30° no dia 05 de março de 2020

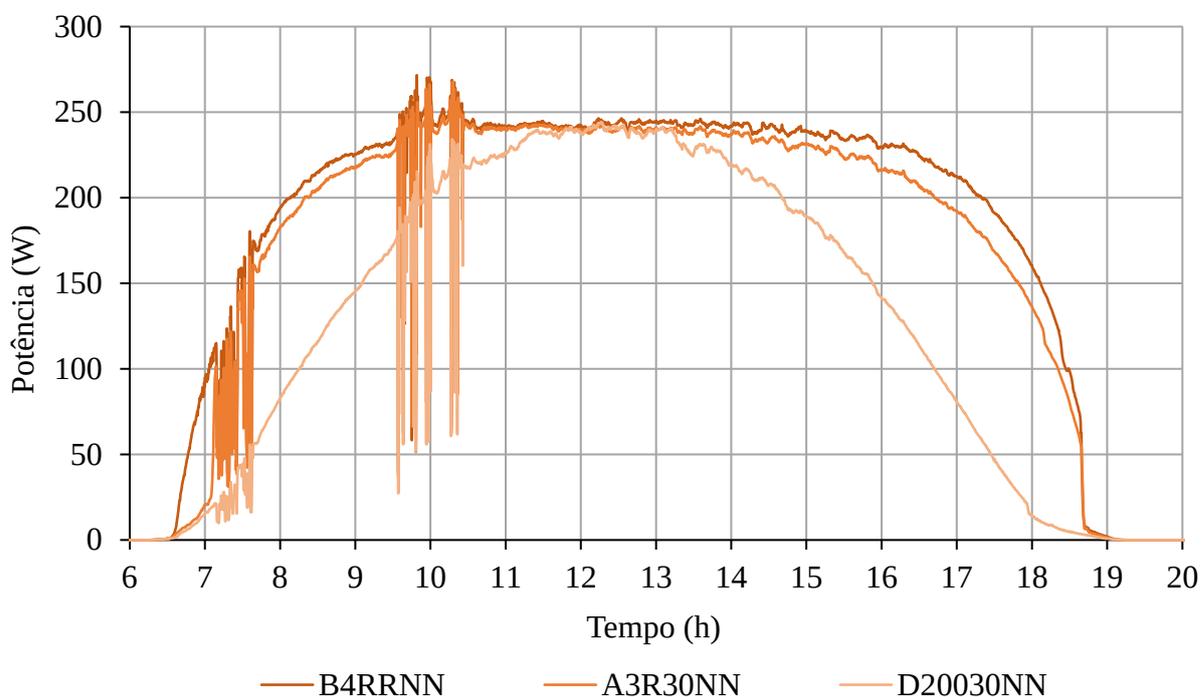


Fonte: Autor.

A Figura 5.74 apresenta três configurações com diferentes condições de rastreamento e todas elas sem arrefecimento e concentrador solar. Notam-se que a potência elétrica da configuração com rastreamento em dois eixos é levemente superior à configuração com rastreamento apenas no ER. Entretanto, independentemente do modo de rastreamento solar a geração de energia elétrica é superior à geração da configuração com posicionamento estático, com discrepâncias maiores nas extremidades do dia.

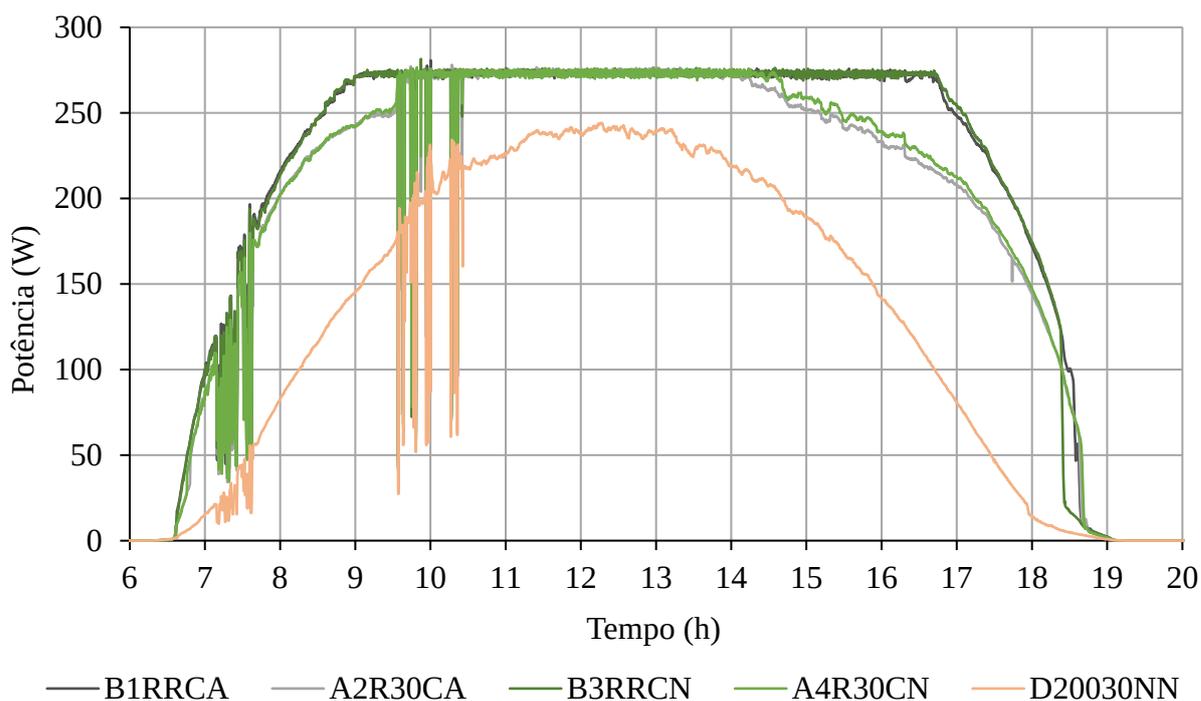
Na Figura 5.75 apresenta-se a potência elétrica das configurações com concentrador solar sob diferentes condições de rastreamento solar e arrefecimento. Em adição, a configuração D20030NN proporciona o confronto de geração das tecnologias com e sem concentradores solares. Observa-se que as configurações com concentrador e rastreamento em um ou dois eixos divergem em suas gerações quando o ângulo do Eixo de Inclinação distancia-se dos 30° para este período do ano, em que o ápice solar ocorre próximo ao ângulo de 25° de inclinação. Além disso, impossibilita-se verificar o comportamento real das configurações com concentrador solar e rastreamento em um ou em dois eixos pela saturação da potência elétrica devido à limitação de corrente CC do microinversor.

Figura 5.74 – Potência elétrica das configurações com diferentes condições de rastreamento solar no dia 05 de março de 2020



Fonte: Autor.

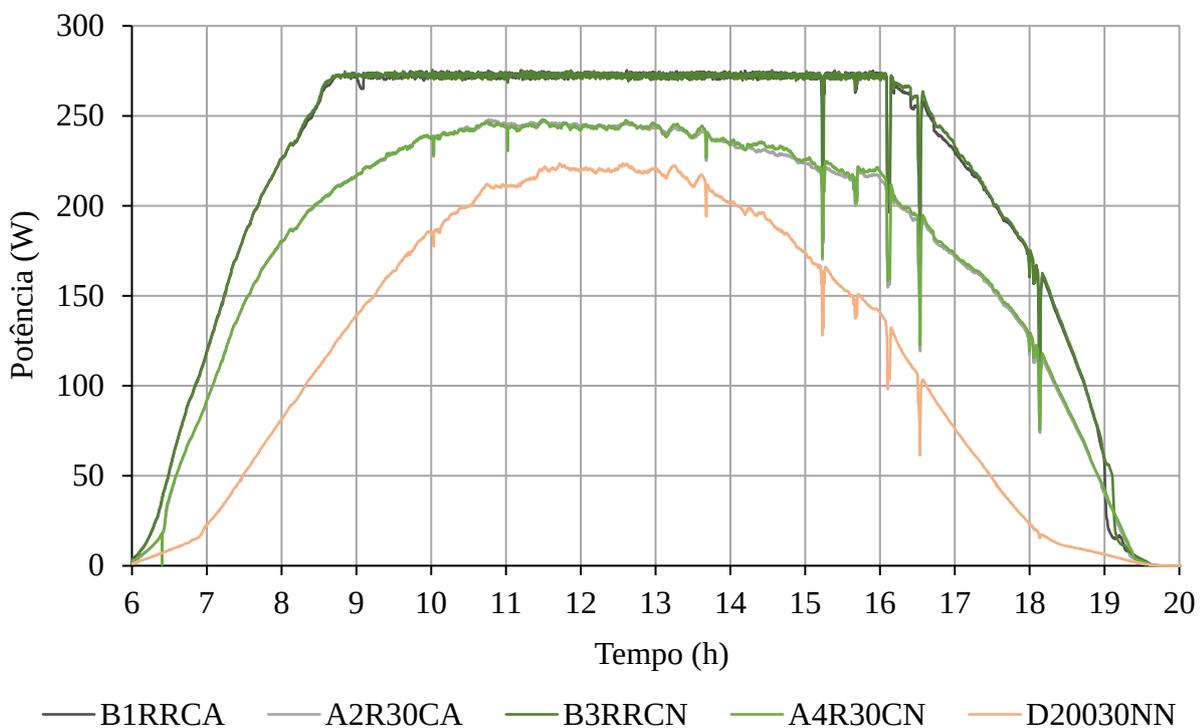
Figura 5.75 – Potência elétrica das configurações com concentrador solar em diferentes condições de rastreamento solar e arrefecimento no dia 05 de março de 2020



Fonte: Autor.

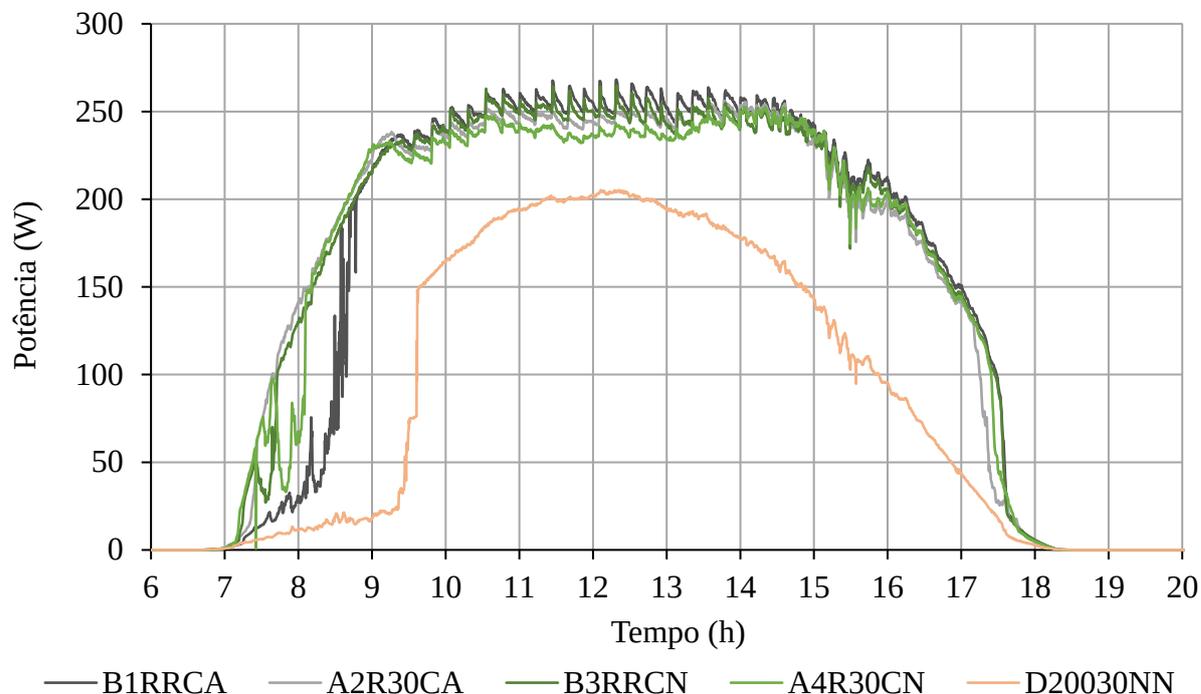
Nos períodos das estações em que o ângulo de inclinação do Sol está próximo dos seus extremos superior e inferior, a diferença entre a configuração com rastreamento em um eixo e dois eixos apresenta divergências significativas de geração. A Figura 5.76 apresenta as mesmas configurações da Figura 5.75 no dia 18 de janeiro de 2020, onde o ápice solar atinge apenas 10° de inclinação. Nota-se que a configuração com concentrador solar e rastreamento em um eixo não atinge os mesmos máximos da configuração com rastreamento em dois eixos pois as configurações com inclinação fixa em 30° no EI estão muito distantes da inclinação ideal no período. De forma semelhante na Figura 5.77, na qual o ângulo do ápice solar de inclinação é de 40° no dia 29 de agosto de 2019. As configurações com inclinação fixa em 30° no EI atinge seus máximos de potência às 10h e às 15h quando o ângulo de inclinação do Sol está próximo aos 30° , enquanto nos demais horários ora a inclinação do Sol é superior e ora inferior aos 30° . Este comportamento pode ser observado na curva da configuração B3RRCN na Figura 5.77, em que há dois picos de máxima geração nestes horários e um vale nas proximidades do horário de ápice solar.

Figura 5.76 – Potência elétrica das configurações com concentrador solar em diferentes condições de rastreamento solar e arrefecimento no dia 18 de janeiro de 2020



Fonte: Autor.

Figura 5.77 – Potência elétrica das configurações com concentrador solar em diferentes condições de rastreamento solar e arrefecimento no dia 29 de agosto de 2019

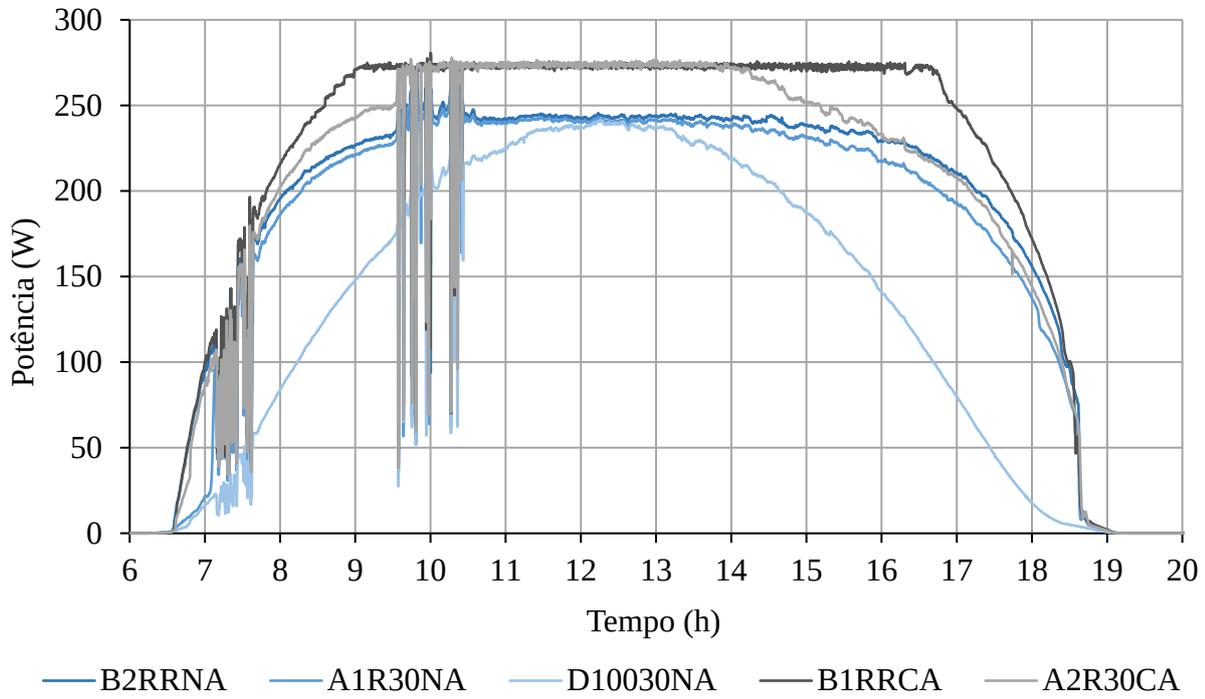


Fonte: Autor.

A Figura 5.78 apresenta a potência elétrica fornecida por todas as configurações que possuem arrefecimento. Nota-se que o comportamento é muito semelhante aos da Figura 5.74 e da Figura 5.75 devido a pequena influência da temperatura na geração de energia elétrica pelos módulos fotovoltaicos. Na Figura 5.79 apresenta-se a potência térmica de cada uma das configurações que possuem arrefecimento. Verifica-se que tanto as formas das curvas quanto os níveis maior ou menor de geração assemelham-se aos apresentados pela potência térmica. Salienta-se que a potência térmica tem relação direta com o controle P&O que dita a vazão d'água no circuito, sendo o controle P&O reflexo da potência atual e anterior e das temperaturas de entrada e saída dos trocadores de calor.

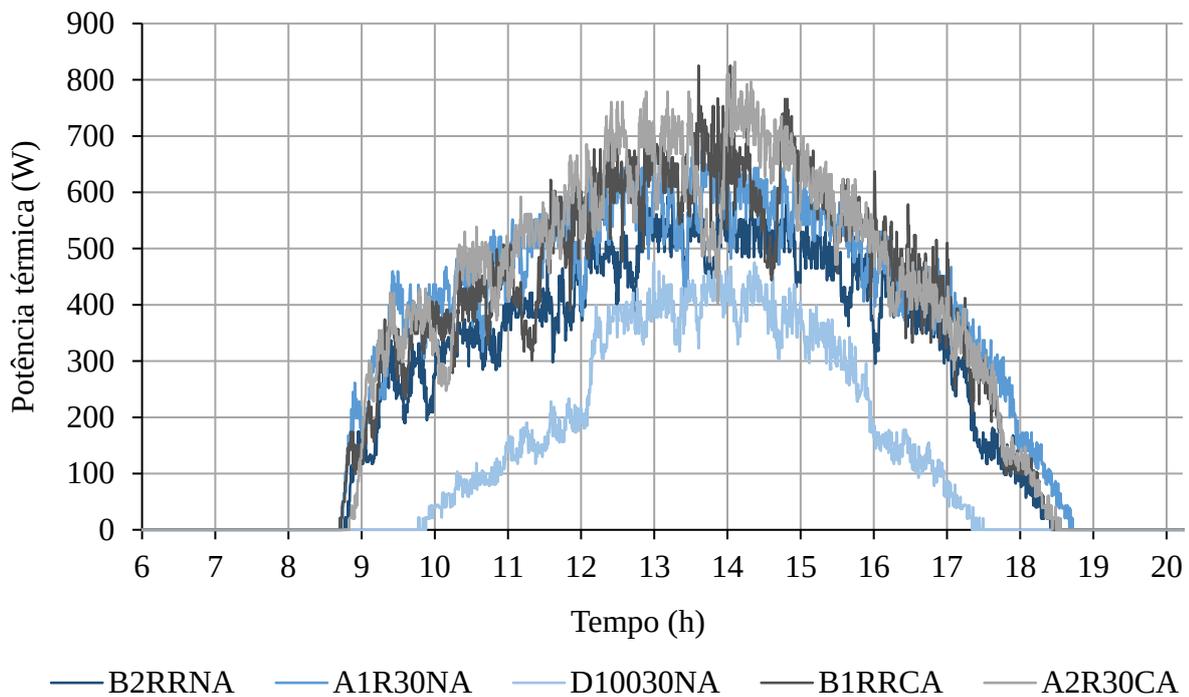
Na Figura 5.80 ilustram-se os comportamentos típicos das temperaturas de operação das configurações com arrefecimento. Percebe-se que as curvas possuem trajetórias semelhantes às daquelas da geração de energia elétrica. Isto é, com rastreamento em dois eixos e concentrador solar a temperatura mostra-se mais uniforme e durante um maior período, semelhante às configurações com rastreamento em um eixo; nas configurações sem rastreamento a temperatura é menor e por um curto período de altas temperaturas.

Figura 5.78 – Potência elétrica das configurações com arrefecimento em diferentes condições de rastreamento solar e concentrador solar no dia 05 de março de 2020



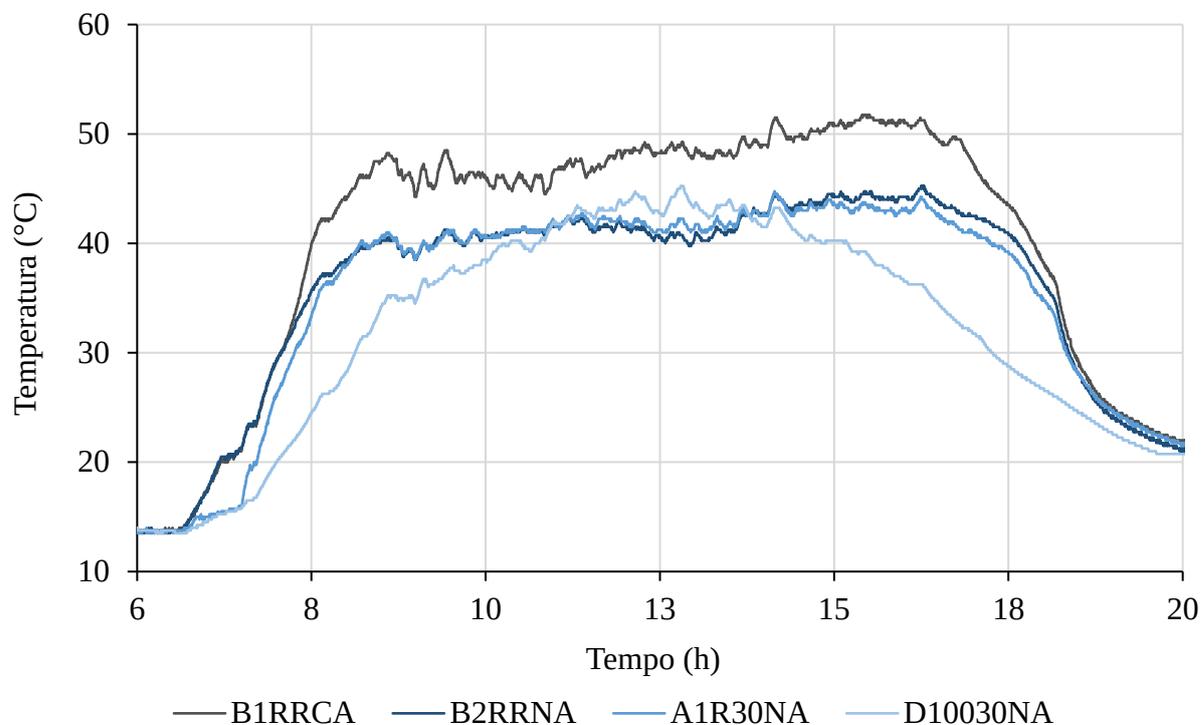
Fonte: Autor.

Figura 5.79 – Potência térmica das configurações com arrefecimento em diferentes condições de rastreamento solar e concentrador solar no dia 05 de março de 2020



Fonte: Autor.

Figura 5.80 – Comportamento típico da temperatura de operação segundo o tipo de configuração com arrefecimento em diferentes condições de rastreamento solar e concentrador solar no dia 05 de março de 2020

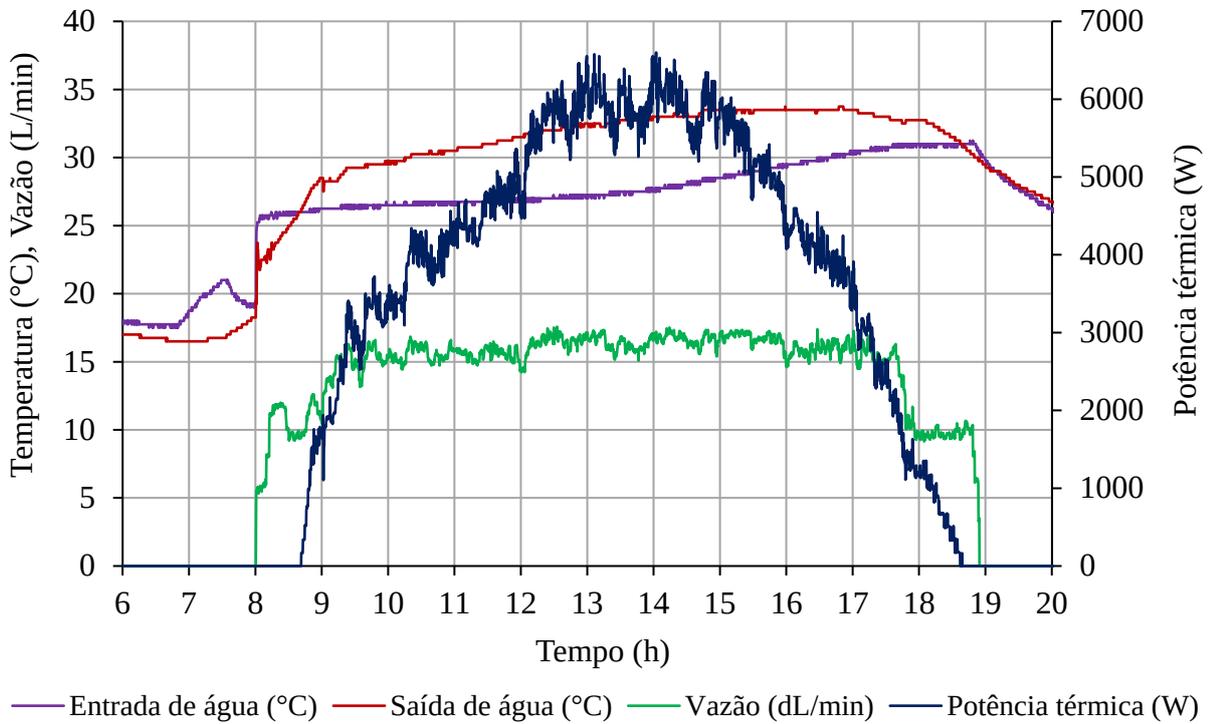


Fonte: Autor.

O montante da potência elétrica, vazão e temperatura de entrada e saída d'água de todas as configurações com arrefecimento estão ilustrados na Figura 5.81. Nota-se uma vazão total em torno de 16 L/min e uma potência térmica total atingindo máximos acima de 6 kW no arrefecimento de 10 módulos fotovoltaicos (5 pares).

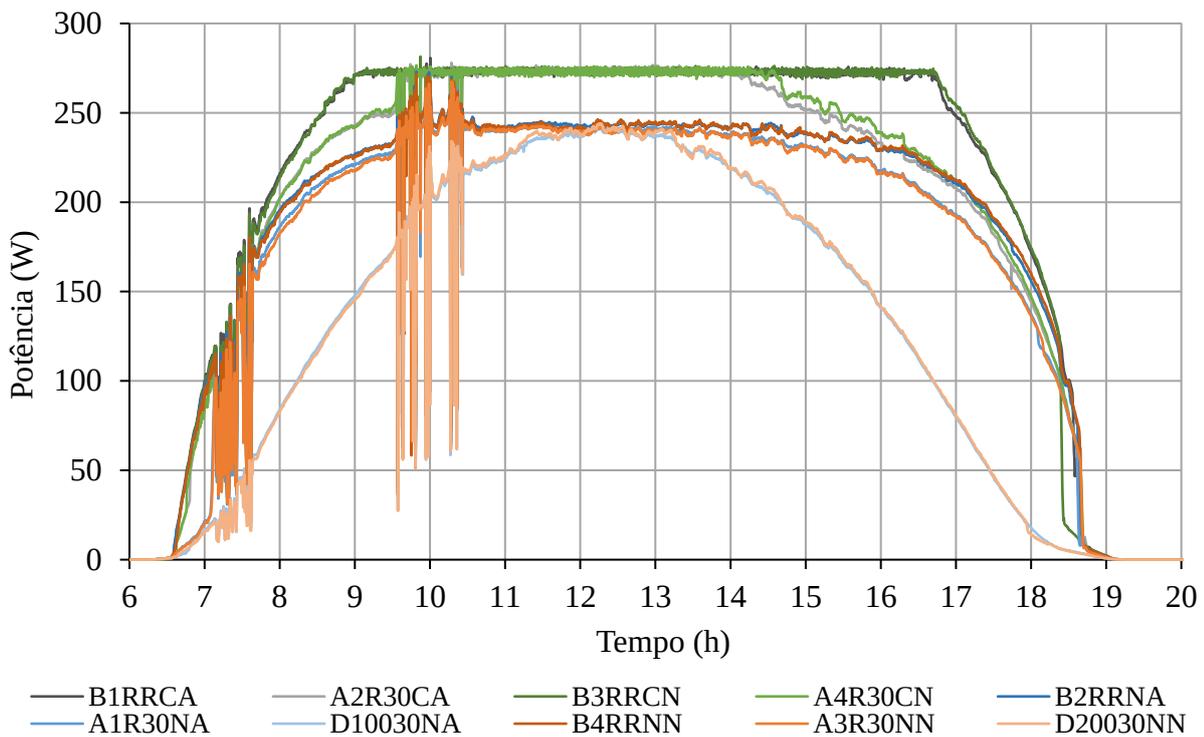
A Figura 5.82 reúne a potência elétrica de todas as configurações deste experimento no dia 05 de março de 2020. Neste gráfico evidencia-se a influência que os rastreadores solares e concentrador solar têm sobre a geração de energia elétrica dos módulos fotovoltaicos pelo aumento de desempenho e alteração na curva típica. Todavia, a limitação de corrente CC do microinversor impede a visualização do exato efeito do uso de rastreador solar em conjunto com o concentrador solar em relação às demais configurações. Portanto, na Figura 5.83 apresentam-se as mesmas configurações para o dia 29 de agosto de 2019. Neste dia, como apresentado anteriormente, não há saturação por parte do microinversor devido aos menores índices de geração do módulo fotovoltaico pela menor radiação solar.

Figura 5.81 – Montante das grandezas térmicas de todos os pares de configurações com arrefecimento no dia 05 de março de 2020



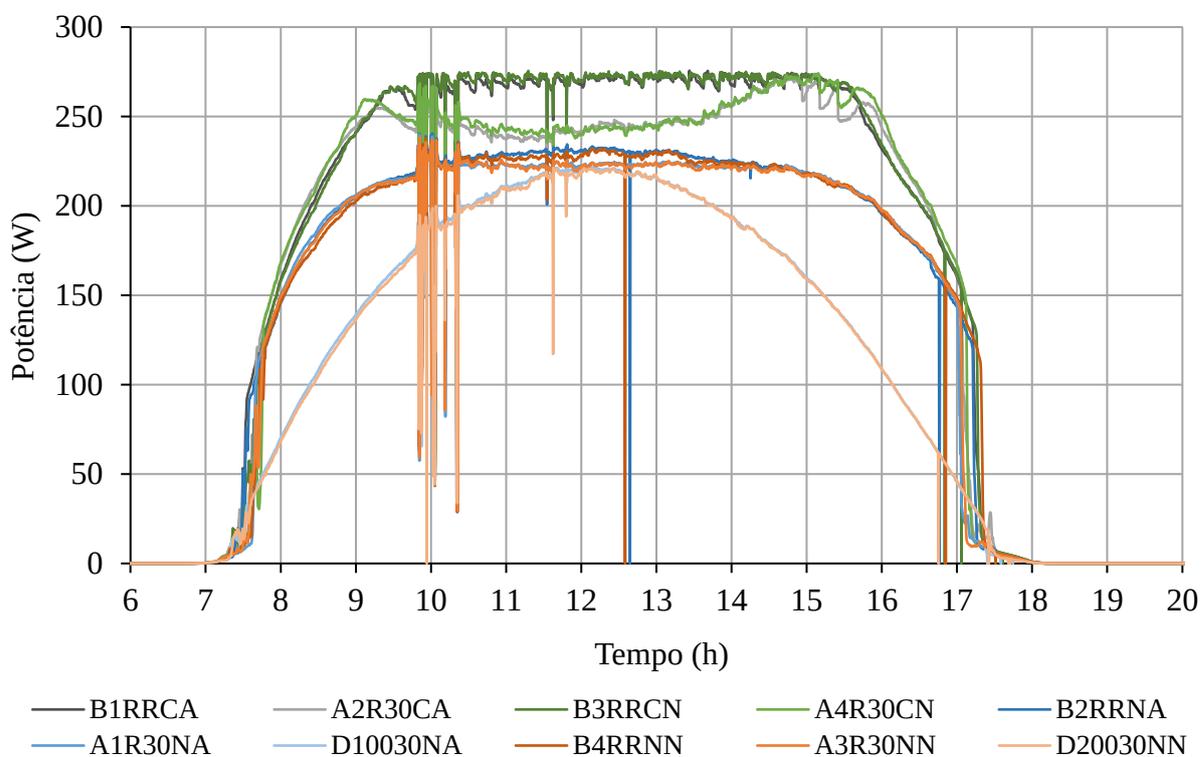
Fonte: Autor.

Figura 5.82 – Potência elétrica de todas as configurações no dia 05 de março de 2020



Fonte: Autor.

Figura 5.83 – Potência elétrica de todas as configurações no dia 29 de agosto de 2019

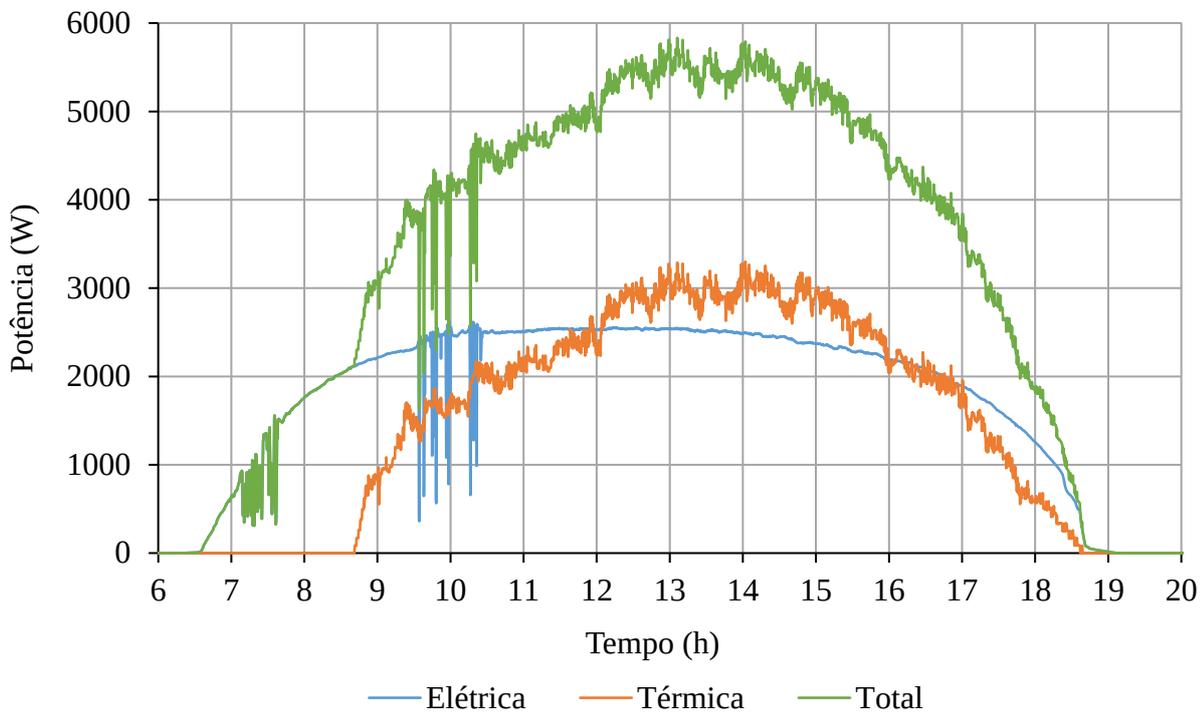


Fonte: Autor.

Nota-se ainda na Figura 5.83 a formação de um vale no rastreamento em um eixo e concentrador solar devido à diferença entre o eixo de inclinação do Sol e a posição fixa em 30° no EI da configuração. O mesmo ocorre para a configuração equivalente sem concentrador solar. Além disso, também se percebe a ocorrência de pequenas sinuosidades em forma de dente de serra principalmente na curva da configuração com rastreamento em dois eixos e concentrador solar devido aos reposicionamentos em direção a posição do Sol. Salienta-se que o comportamento da curva característica do rastreador de eixo único pode variar segundo a amplitude do ângulo de inclinação do Sol e do módulo fotovoltaico, conforme as curvas da Figura 5.75, Figura 5.76 e Figura 5.77.

Na Figura 5.84 apresentam-se os montantes de potência elétrica e térmica de todas as configurações no dia 05 de março de 2020. Salienta-se que as configurações com arrefecimento se referem apenas à cinco configurações, e neste caso, cinco módulos e não pares de módulos. Percebe-se que o montante térmico de cinco configurações se aproxima do montante elétrico de dez configurações sob diferentes tecnologias.

Figura 5.84 – Montante de geração de potência elétrica e térmica no dia 05 de março de 2020



Fonte: Autor.

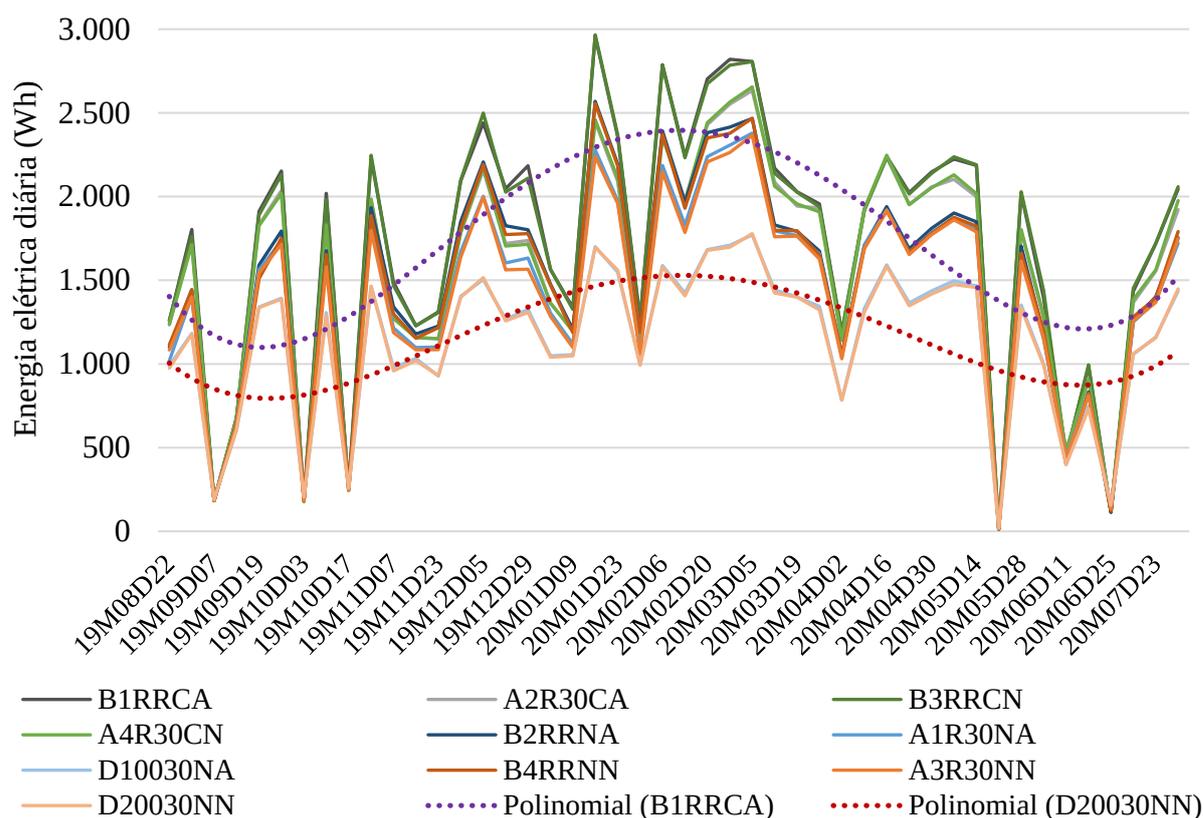
As análises realizadas ilustram o comportamento característico de cada configuração na geração de energia elétrica e térmica com módulos fotovoltaicos convencionais. A próxima sessão aborda os montantes de energia individual de cada configuração, apresentando o quanto cada tecnologia influencia para o aumento no desempenho de módulos fotovoltaicos.

5.6.2.2 Energias elétrica e térmica

O montante diário da geração de energia elétrica fotovoltaica individual das configurações listadas na Tabela 4.8 estão disponíveis na Figura 5.85. Nota-se que as configurações que possuem como diferença apenas a refrigeração não apresentam discrepâncias significativas de geração. Também se observam que nos dias de céu sem nuvens e, portanto, de grandes índices de geração de energia elétrica, a influência das tecnologias que compõem cada arranjo se destaca e, que nos dias de céu nublado as gerações são muito semelhantes entre as configurações. Percebe-se que as discrepâncias nos montantes de gerações devem-se principalmente ao concentrador solar e ao tipo de rastreamento solar (um ou dois eixos). As

linhas de tendência polinomial ilustram a diferença entre os montantes de energia elétrica da configuração associada a mais e a menos tecnologias que maximizem a geração.

Figura 5.85 – Geração de energia elétrica diária de todas as configurações ao longo de um ano

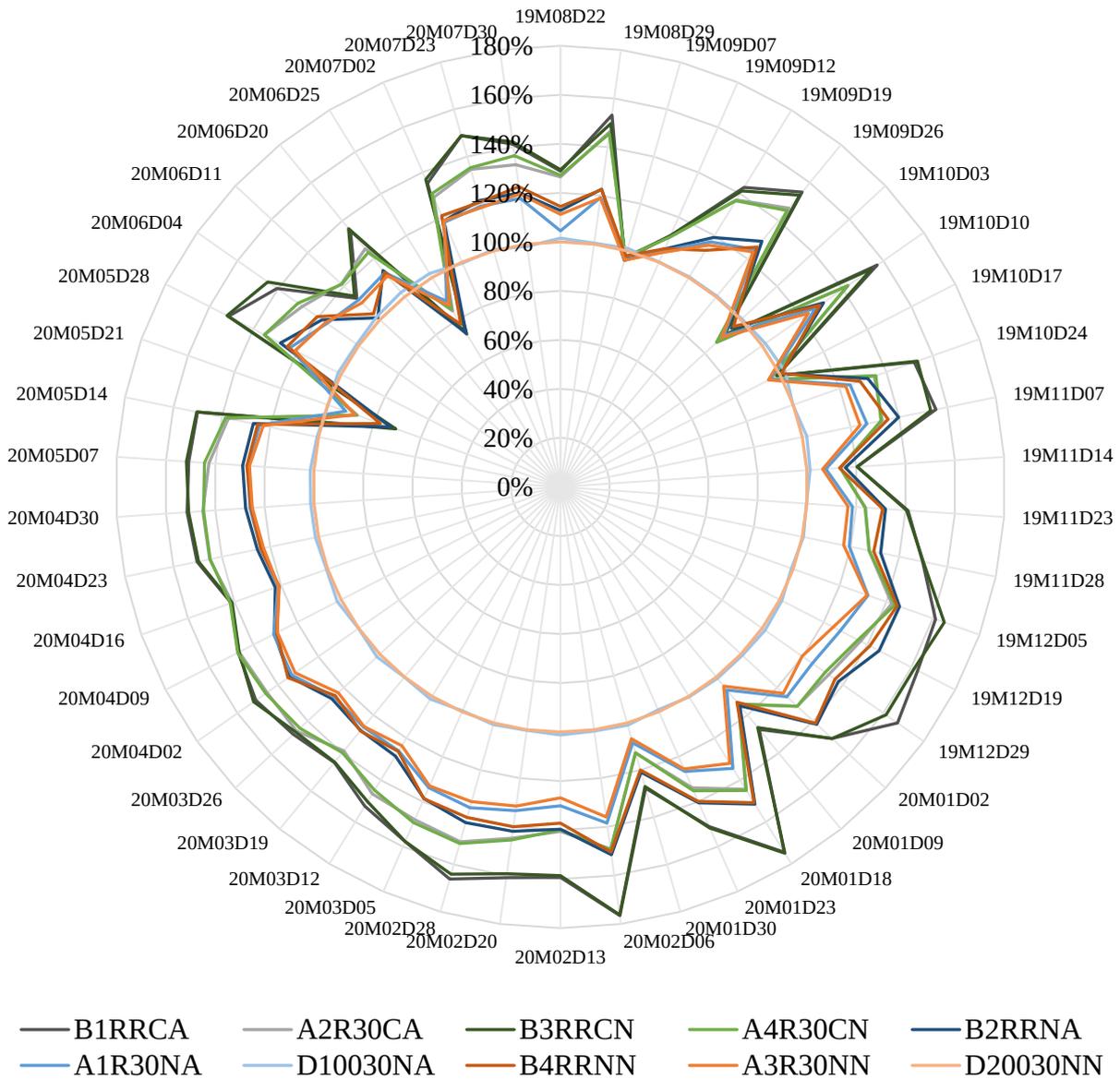


Fonte: Autor.

Os dados diários de geração de energia elétrica de cada configuração foram relacionados aos dados de geração da configuração D20030NN, assumido no dia a dia como 100%. A Figura 5.86 apresenta esta relação. Notam-se aumentos significativos no desempenho diário das configurações em relação à referência, atingindo eficiência de até 80% superior, aproximadamente. A Figura 5.87 lista os percentuais do montante de geração de energia elétrica anual em relação à configuração D20030NN e, na Figura 5.88 somente o aumento de desempenho em relação à esta configuração. Percebe-se que a configuração D10030NA gera apenas 0,65% a mais que a configuração equivalente sem arrefecimento, D20030NN. Com o uso de rastreamento em um eixo e dois eixos o aumento anual no desempenho elétrico dos módulos fotovoltaicos é de 22,31% e 28,79%, respectivamente. Ao empregar também

arrefecimento, estes desempenhos passam para 23,73% e 30,14%, ou seja, diferenças de apenas 0,42% e 1,35%, respectivamente.

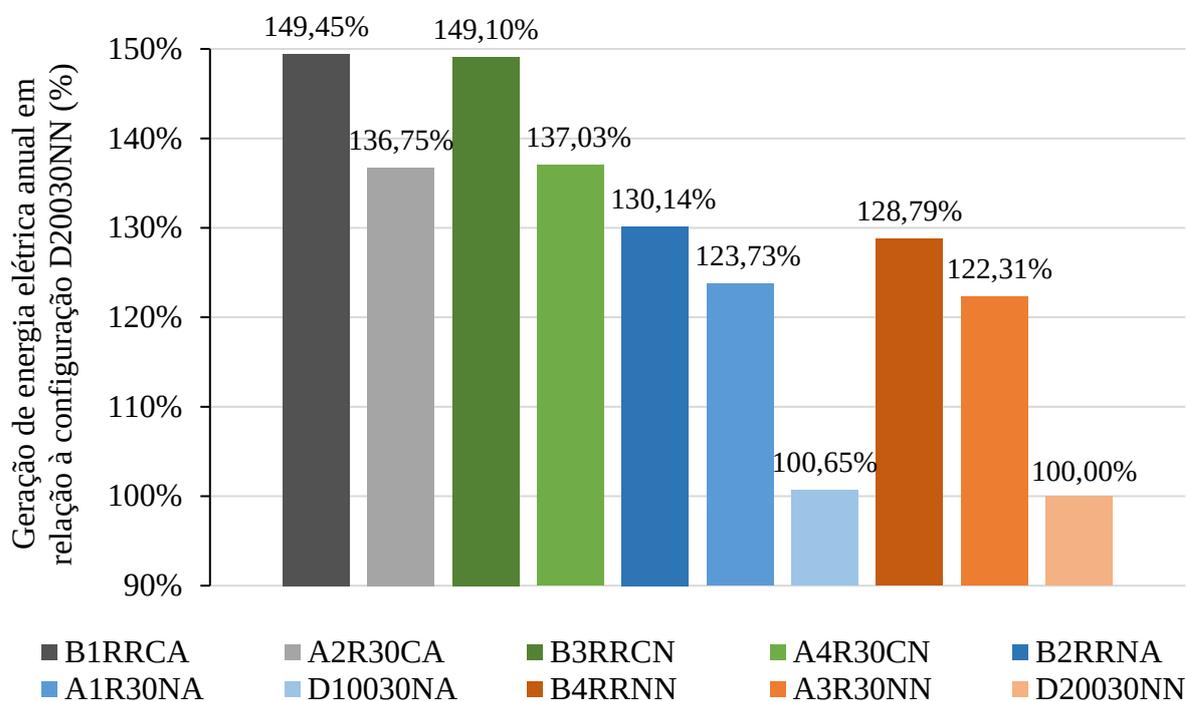
Figura 5.86 – Percentual de geração de energia elétrica diário de todas as configurações ao longo de um ano em relação a configuração D20030NN



Fonte: Autor.

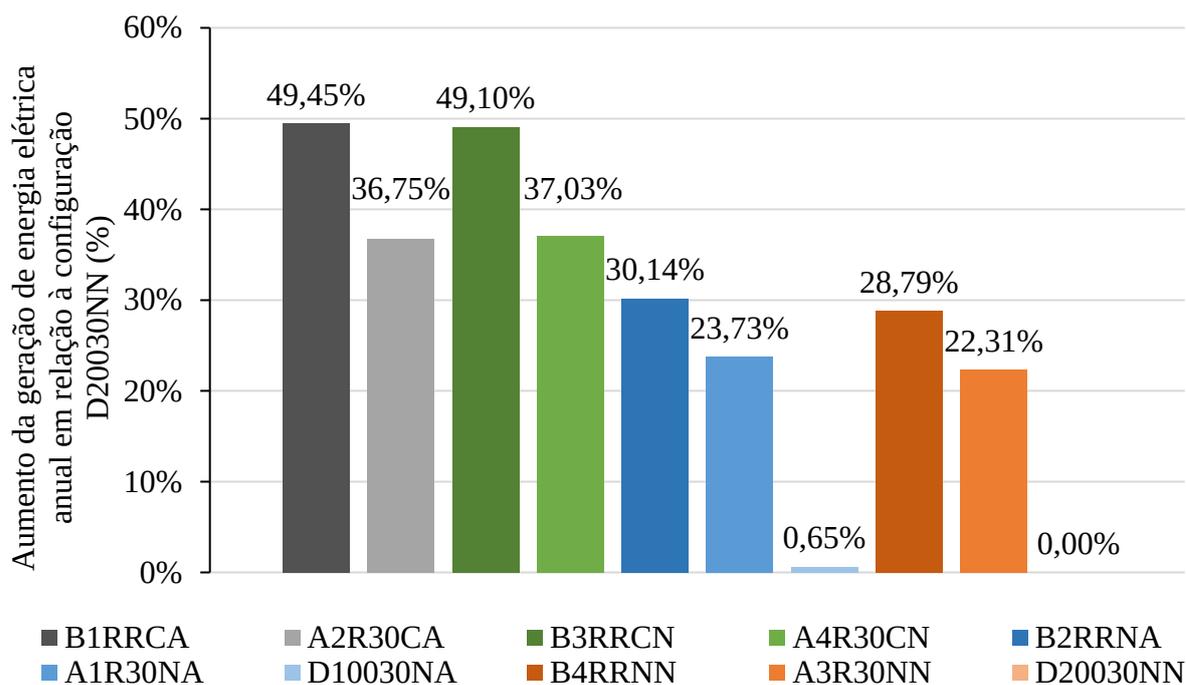
O uso de concentrador solar proporciona um ganho de desempenho tão satisfatório quanto o rastreador solar, mesmo que com as suas potências saturadas pela corrente do microinversor. As configurações B3RRCN e A4R30CN apresentaram aumento de 37,03% e 49,10% de desempenho anual em relação à configuração D20030NN, respectivamente.

Figura 5.87 – Percentual da geração de energia elétrica anual de cada em relação a configuração D20030NN



Fonte: Autor.

Figura 5.88 – Aumento percentual da geração de energia elétrica anual de cada em relação a configuração D20030NN



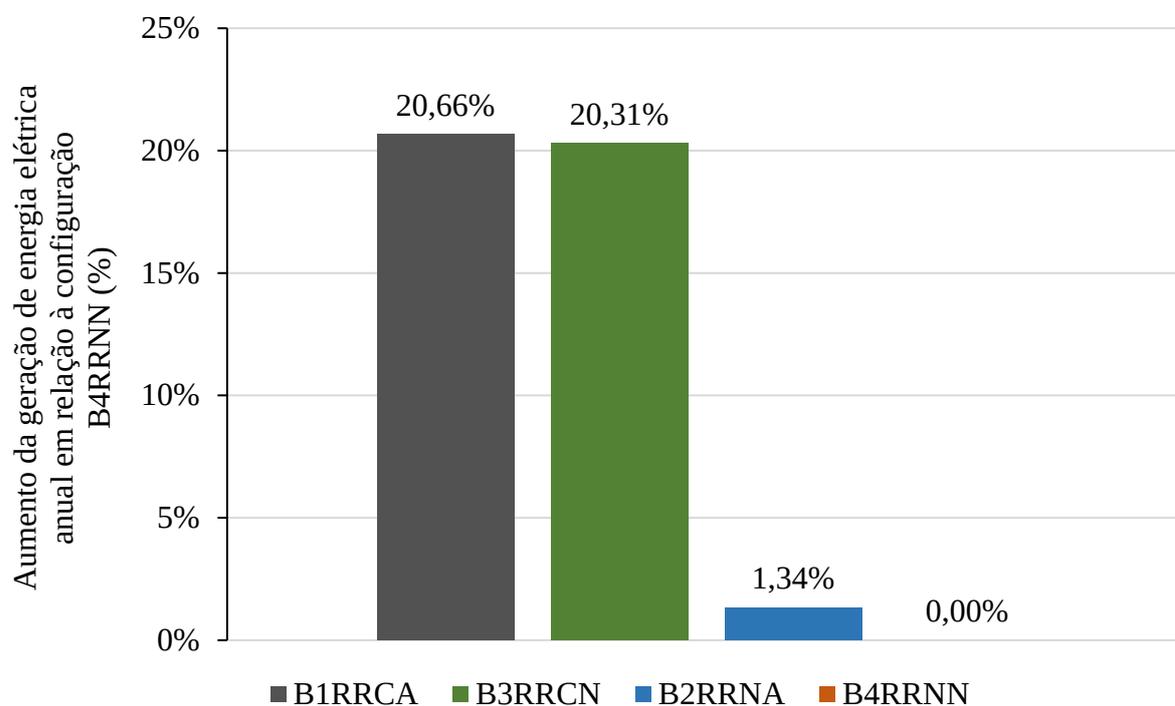
Fonte: Autor.

O arrefecimento nas configurações com rastreamento e concentrador solar apresentaram desempenhos pouco satisfatórios. O arrefecimento na configuração B1RRCA garantiu 0,35% de desempenho superior à configuração B3RRCN, enquanto na configuração A2R30CA houve uma redução de 0,72% em relação à configuração A4R30CN. Estas pequenas diferenças no desempenho elétrico dos módulos fotovoltaicos com e sem arrefecimento devem-se às situações mencionadas anteriormente. Entretanto, adicional às informações já citadas levanta-se outra evidência. Quando não há circulação forçada de água nas configurações com arrefecimento, a temperatura de operação do módulo eleva-se, pois o trocador de calor passa a armazenar calor intensificando a temperatura de operação do módulo em relação à configuração correspondente sem arrefecimento. De forma semelhante ocorre com os bolsões de ar formados pelos vazamentos presentes nos trocadores de calor, justificando os baixos desempenhos dos trocadores e, até mesmo o desempenho negativo da configuração A2R30CA.

A Figura 5.89 ilustra o aumento de desempenho das configurações com rastreamento em dois eixos em relação à configuração B4RRNN. Percebe-se que a configuração equivalente com arrefecimento tem desempenho 1,34% superior operando a uma temperatura média anual de 1,42°C inferior à configuração tomada como referência, conforme a Figura 5.90. O concentrador solar associado ao rastreamento em dois eixos acarreta um aumento de 20,31% em relação à configuração com rastreamento em dois eixos e sem concentrador solar, B4RRNN. Apesar das configurações com concentrador solar apresentarem temperatura média anual superiores às configurações sem concentrador solar a influência do aumento de irradiação solar incidente ao módulo fotovoltaico se sobressai. A diferença de geração entre a configuração B1RRCA e B3RRCN é de apenas 0,35%.

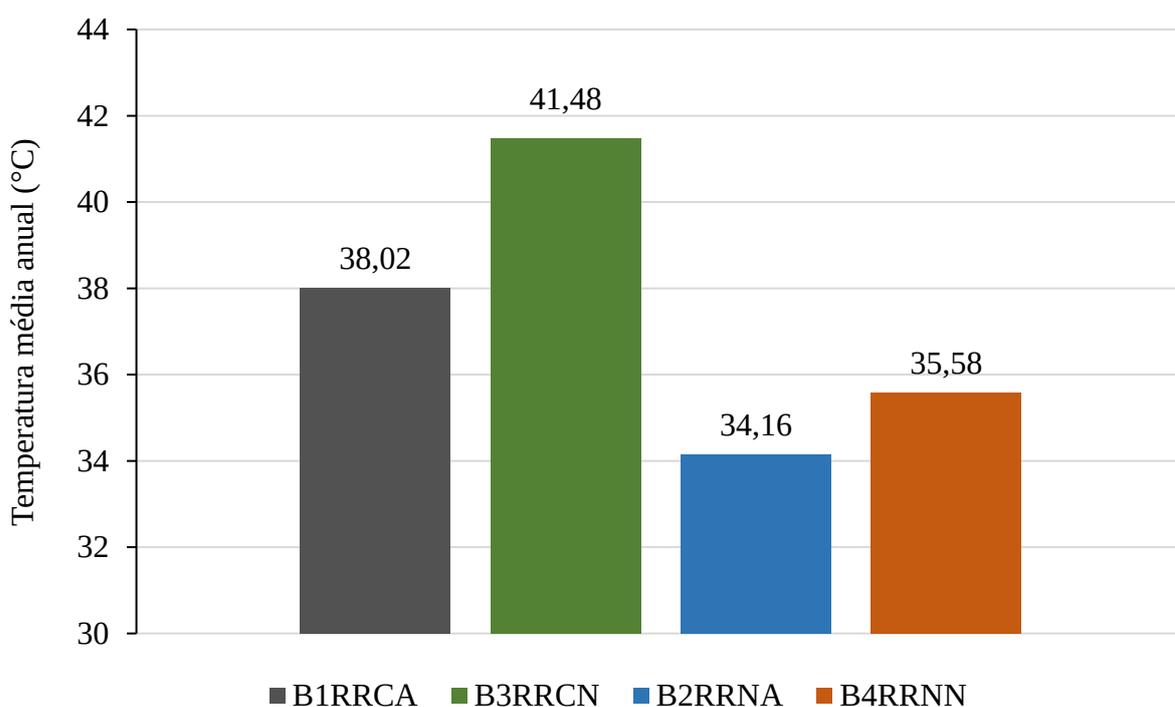
A mesma análise foi realizada para as configurações com rastreamento em apenas um eixo, Eixo de Rotação. A Figura 5.91 apresenta o percentual de geração anual dessas configurações em relação à configuração A3R30NN. A configuração equivalente com arrefecimento gerou 1,42% a mais operando a uma temperatura 0,99°C inferior, conforme a Figura 5.92. O rastreamento em um eixo associado a tecnologia de concentrador solar plano gerou um aumento de desempenho de 14,72% em relação à configuração A3R30NN. A configuração com concentrador solar e arrefecimento (A2R30CA) gerou 0,28% a menos que a configuração sem arrefecimento mesmo operando com uma temperatura anual média de inferior de 3,79°C. Esta divergência pode estar relacionada com pequenas diferenças nas características dos módulos fotovoltaicos ou mesmo dos microinversores para realizar o MPPT.

Figura 5.89 – Aumento percentual da geração de energia elétrica anual das configurações com rastreamento solar em dois eixos em relação à configuração B4RRNN



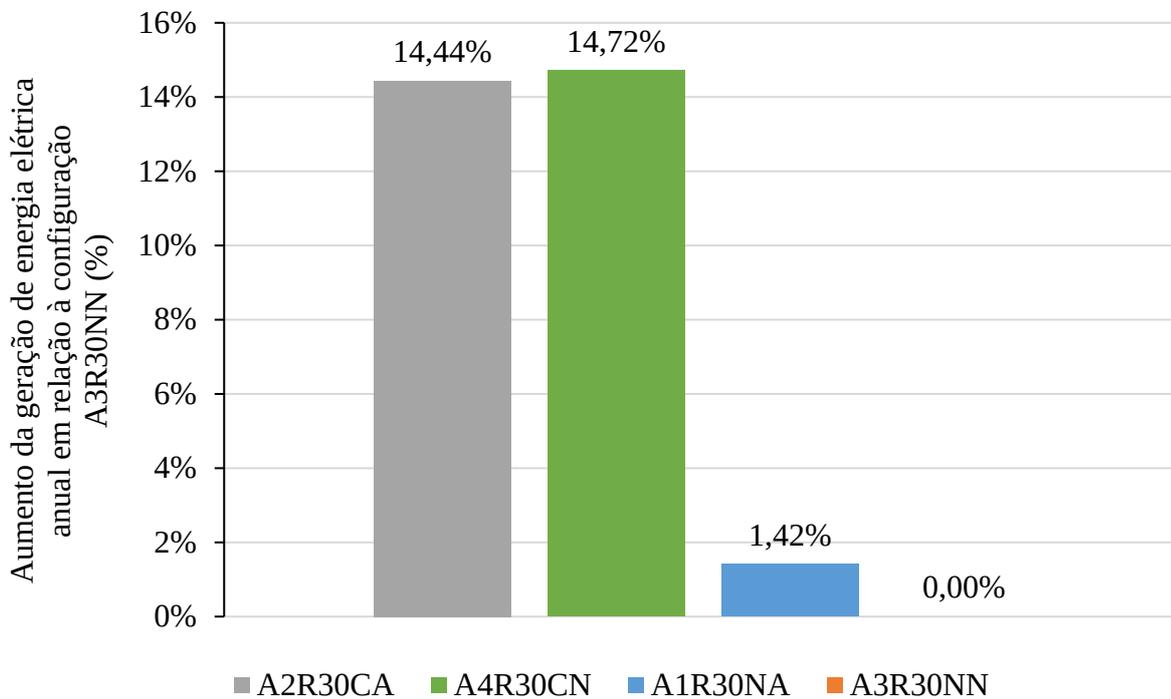
Fonte: Autor.

Figura 5.90 – Temperatura anual média das configurações com rastreamento solar em dois eixos



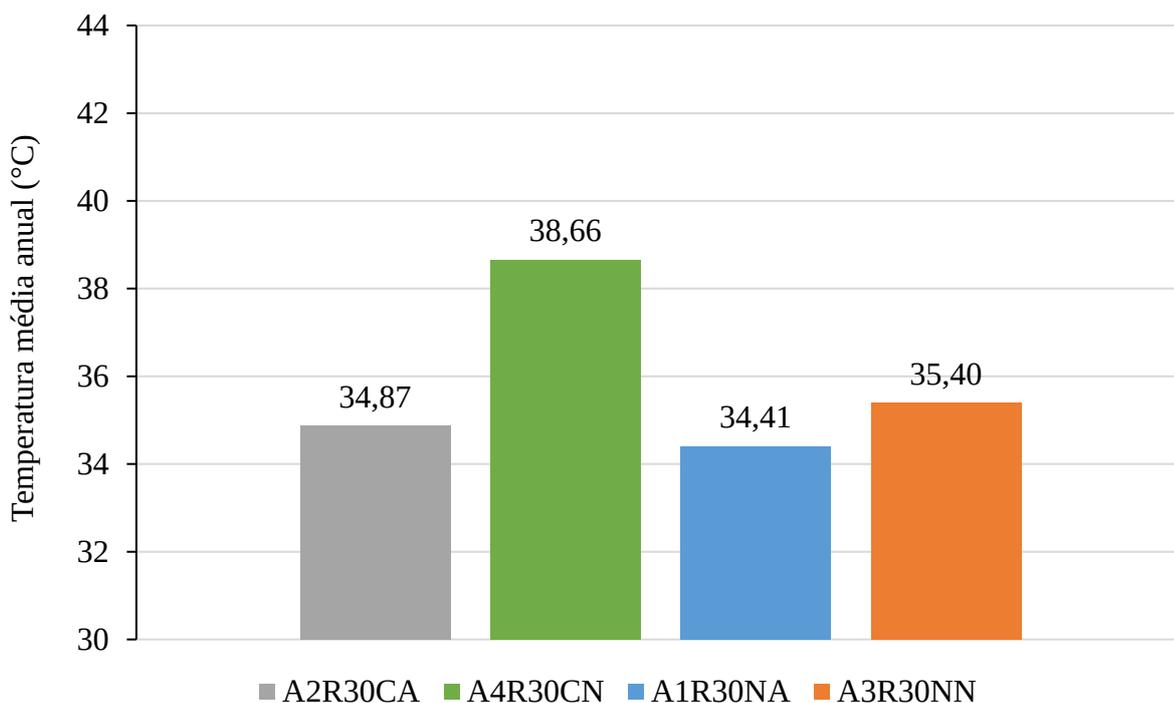
Fonte: Autor.

Figura 5.91 – Aumento percentual da geração de energia elétrica anual das configurações com rastreamento solar em um eixo em relação à configuração A3R30NN



Fonte: Autor.

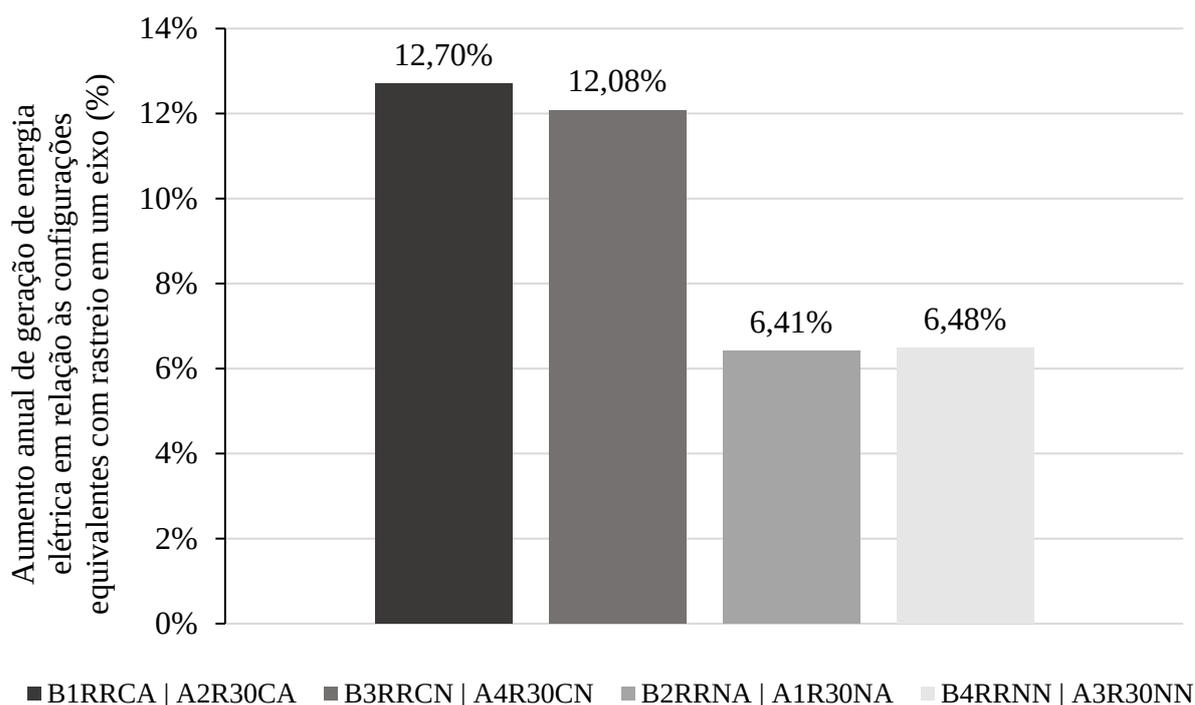
Figura 5.92 – Temperatura anual média das configurações com rastreamento solar em um eixo



Fonte: Autor.

A Figura 5.93 apresenta um aumento percentual da geração de energia elétrica anual das configurações com rastreamento solar em dois eixos em relação às configurações equivalentes com rastreamento solar em um eixo. Mais uma vez nota-se que o trocador de calor empregado para o arrefecimento dos módulos fotovoltaicos não acarreta em um aumento significativo na eficiência dos módulos. Nota-se que entre as configurações sem concentrador solar há um aumento de 6,48% de geração de energia elétrica anual nos módulos com rastreamento solar em dois eixos em relação aos que possuem rastreamento solar em apenas um eixo. As configurações que utilizam concentradores solares têm um desempenho de 12,08% superior com o rastreamento em dois eixos em relação ao rastreador em um único eixo.

Figura 5.93 – Aumento percentual da geração de energia elétrica anual das configurações com rastreamento solar em dois eixos em relação às configurações equivalentes com rastreamento solar em um eixo

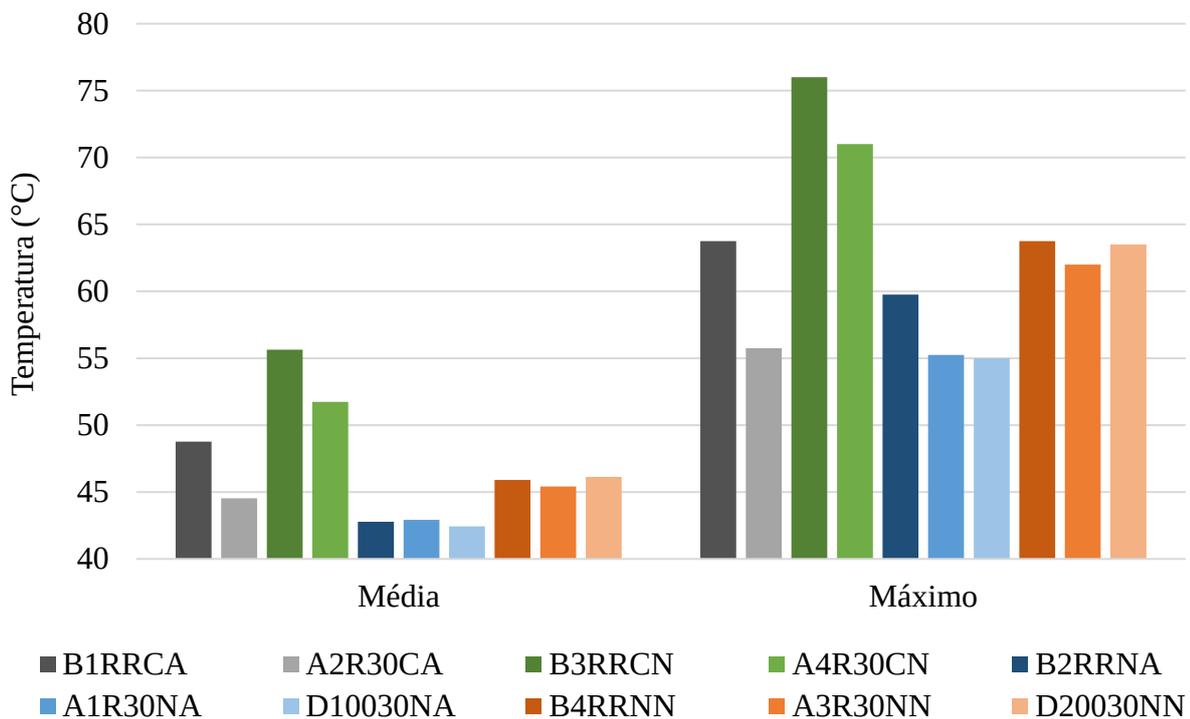


Fonte: Autor.

A Figura 5.94 apresenta a temperatura máxima registrada para cada configuração no período de um ano de testes. Nota-se que as temperaturas máximas obtidas pelos módulos sem arrefecimento são significativamente maiores em relação às temperaturas das configurações com arrefecimento. Além disso, também se apresentam as médias das temperaturas máximas

registradas por configuração em todos os dias do experimento. Verifica-se que as configurações sem arrefecimento e com concentradores solares atingem máximos de temperaturas superiores às daquelas das configurações sem arrefecimento frequentemente, conforme a superioridade da média. A operação dos módulos fotovoltaicos com temperaturas muito elevadas pode reduzir sua vida útil a longo prazo e até mesmo danificá-lo permanentemente.

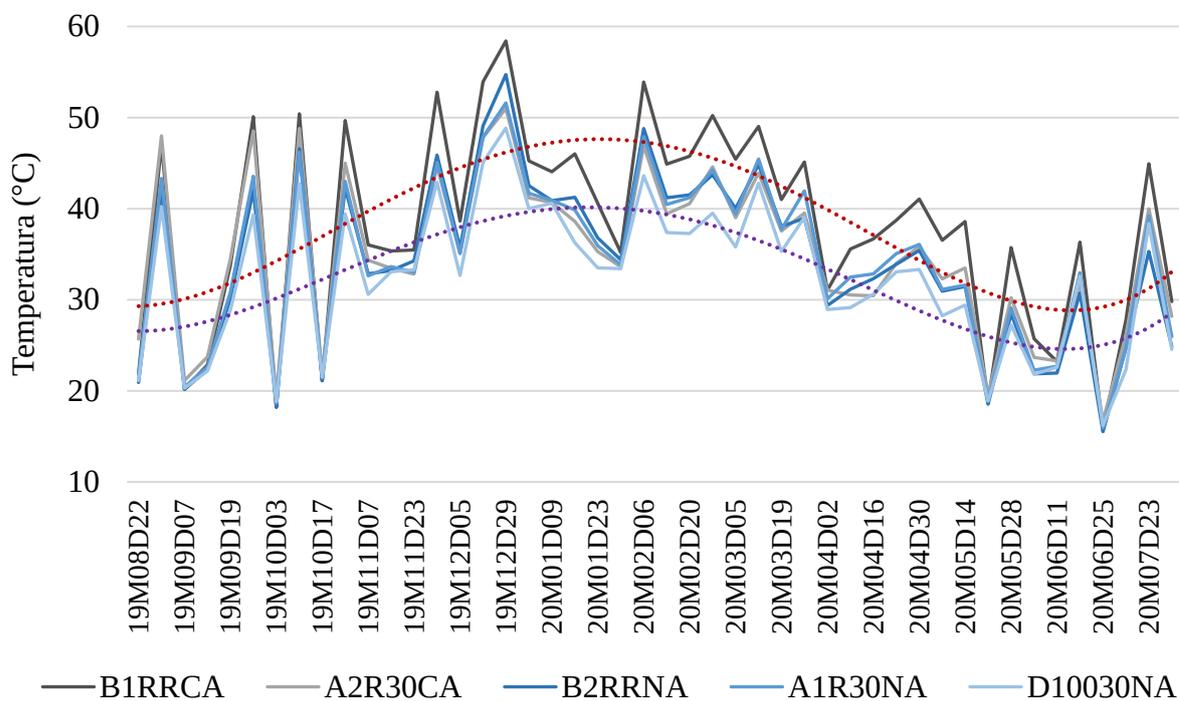
Figura 5.94 – Temperaturas máximas registradas durante o ano de testes



Fonte: Autor.

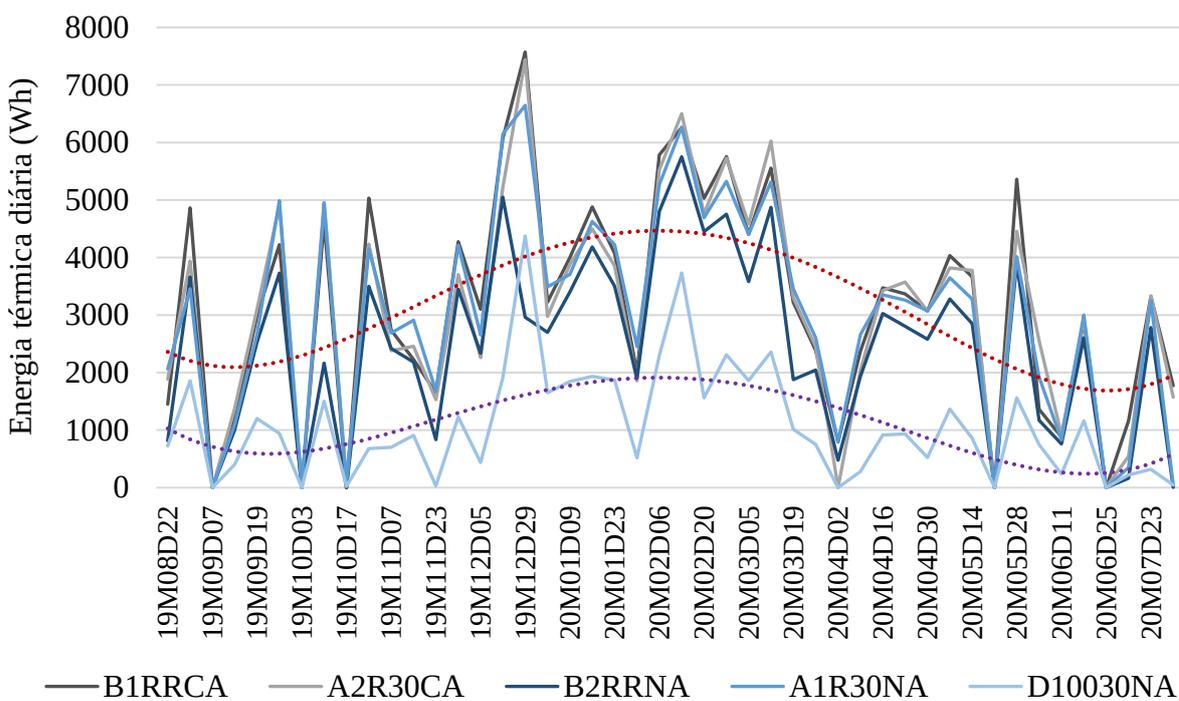
A temperatura de operação média diária das configurações com arrefecimento ao longo do período de testes é representada na Figura 5.95. Percebe-se que a temperatura de operação é maior com a inclusão de concentrador solar e rastreador solar em dois eixos, seguido por um eixo. A configuração sem nenhuma tecnologia agregada apresenta os menores índices de temperatura de operação. Nos dias nublados, a temperatura de operação é baixa e muito semelhante para todas as configurações. A energia térmica diária destas configurações está listada na Figura 5.96. Verifica-se um comportamento semelhante entre as curvas diárias de temperatura e de energia elétrica, com ênfase no concentrador solar que apresentou os maiores índices de geração.

Figura 5.95 – Temperatura média diária das configurações com arrefecimento



Fonte: Autor.

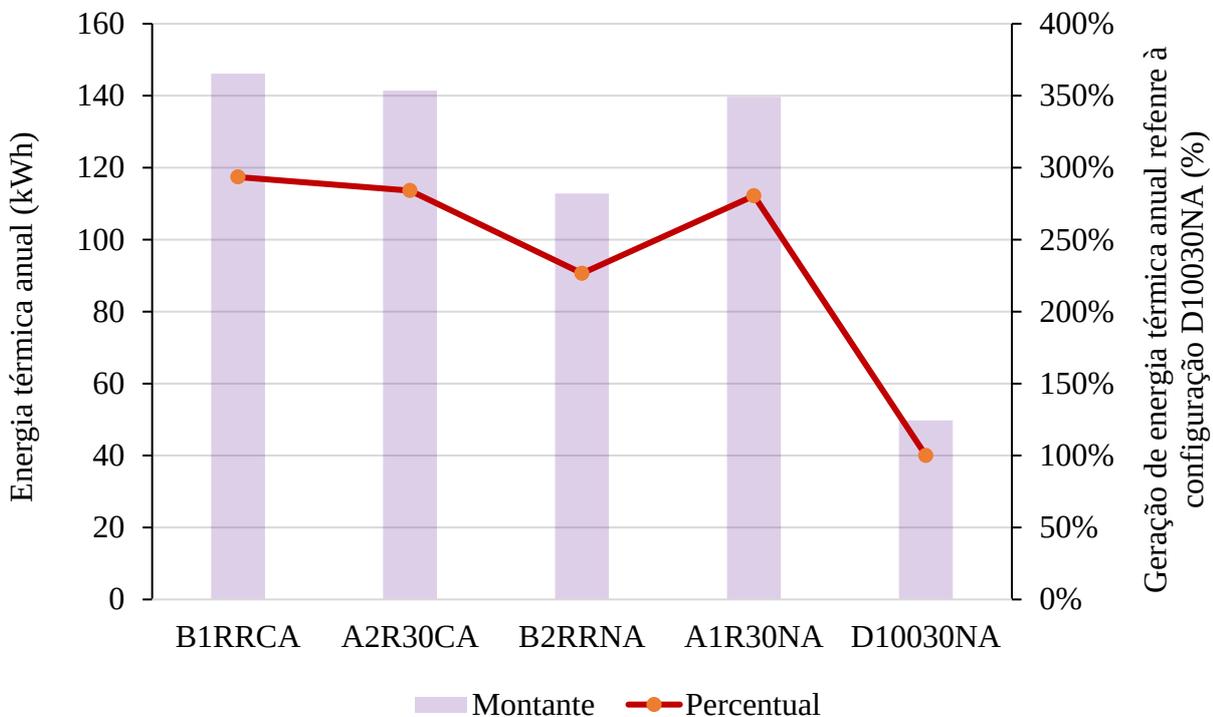
Figura 5.96 – Energia térmica diária das configurações com arrefecimento



Fonte: Autor.

O montante de energia térmica anual gerada em cada uma das configurações com arrefecimento está ilustrado na Figura 5.97. Nota-se que a geração de energia térmica entre as configurações com concentrador solar é idêntica, assim como com a configuração A1R30NA. A configuração D10030NA apresenta o pior desempenho térmico entre as configurações. Este menor desempenho está associado à sua menor temperatura de operação e, portanto, menor troca térmica. A geração térmica da configuração B2RRNA chama a atenção por apresentar um valor significativamente inferior às configurações equivalentes. Este déficit pode estar relacionado aos vazamentos, como mencionado anteriormente.

Figura 5.97 – Montante anual de energia térmica das configurações com arrefecimento

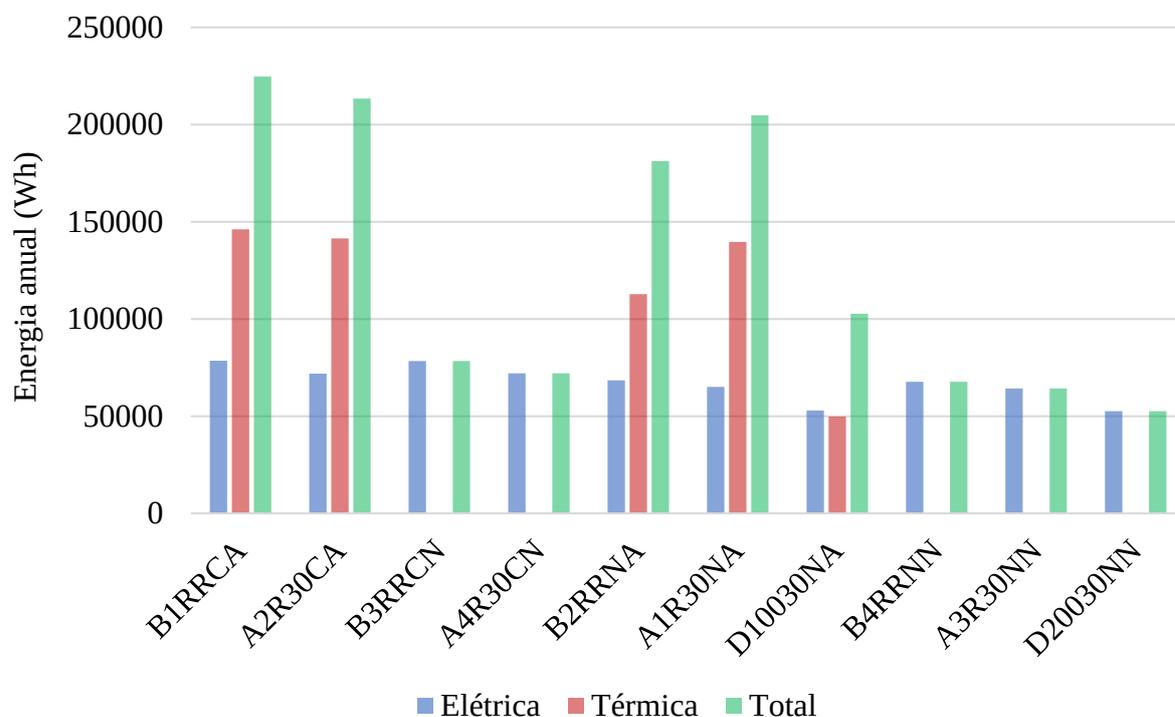


Fonte: Autor.

A Figura 5.97 apresenta ainda o percentual da geração de energia térmica anual de cada configuração em relação à configuração D10030NA, tomado como 100%. Verifica-se aumentos de desempenhos próximos de 200% ao adicionar rastreamento e concentrador solar. Na Figura 5.98 estão listados os montantes da geração de energias elétrica e térmica de todas as configurações ao longo de todo o período do experimento. Percebe-se que a geração de energia térmica é muito significativa, mesmo com um trocador térmico que possui diversas peculiaridades. O somatório da geração de energia térmica anual das cinco configurações é

equivalente a 87,8% do somatório da geração de energia elétrica anual dos dez módulos fotovoltaicos submetidos à diferentes arranjos tecnológicos.

Figura 5.98 – Montante anual das energias elétrica e térmica de cada configuração



Fonte: Autor.

5.7 RESUMO DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou as análises dos dados e resultados experimentais das seis etapas de pesquisa desta dissertação, conforme as metodologias estipuladas no Capítulo 4 e fundamentadas na revisão de literatura do Capítulo 2. Na primeira etapa, foi verificada a influência do posicionamento estático em diferentes ângulos de orientação e inclinação com relação ao desempenho elétrico dos módulos fotovoltaicos nos períodos mensal, sazonal e anual.

A segunda etapa deteve-se nas análises da temperatura de operação e da geração de módulos fotovoltaicos instalados em telhados com diferentes espaçamentos entre a superfície traseira do módulo e o telhado, confrontando-os com os módulos instalados em estruturas sem restrição de ventilação natural e com arrefecimento. Na terceira etapa analisou-se a influência na geração de energia elétrica dos módulos fotovoltaicos das sujidades naturais que se

depositam sobre os módulos em diferentes períodos de tempo e com diferentes rotinas de manutenção de limpeza.

Na quarta etapa da pesquisa deste capítulo, verificou-se qual o melhor posicionamento dos módulos fotovoltaicos com rastreamento solar em dias com condições de céu predominantemente nublados. Na quinta etapa verificou-se a influência na geração de energia elétrica dos módulos PVs com rastreamento solar em um eixo (Eixo de Rotação) submetidos à diferentes passos de atuação do rastreador.

Por fim, a sexta etapa desta pesquisa analisou a geração das energias elétrica e térmica de módulos fotovoltaicos condicionados à diferentes tecnologias, visando o aumento de seus desempenhos, como o rastreamento solar em um e em dois eixos, concentrador solar e arrefecimento. Em um primeiro momento foram apresentadas as grandezas individuais das configurações propostas de poucos dias de operação para a apropriação das características específicas de cada tecnologia. Em um segundo momento realizaram-se as análises das energias elétrica e térmica anual das configurações, estabelecendo o incremento no desempenho proporcionado em cada arranjo de tecnologias.

6 CONCLUSÕES

A eletricidade é uma energia fundamental para as mais variadas aplicações e seu uso tem se expandido largamente com as tecnologias, que permitem melhores condições de vida, produtividade e qualidade dos bens e serviços. Entretanto, a forma como a energia elétrica é gerada tem preocupado a humanidade com relação aos impactos ambientais. Uma das alternativas atuais para continuar progredindo e contornar esse problema são as fontes renováveis, como por exemplo, a tecnologia fotovoltaica. Esta tecnologia consiste basicamente na conversão direta da irradiação do Sol em energia elétrica com baixíssimos danos ambientais uma vez que durante sua operação não há produção de poluentes (CO₂).

A geração de energia fotovoltaica tem se expandido a níveis extraordinários em todo o mundo e vem sendo regulamentada e incentivada em diversos países. As estimativas sugerem que a participação desta tecnologia na matriz de energia elétrica ainda deverá atingir níveis impressionantes nos próximos anos. Diante disto, tem surgido uma vasta quantidade de pesquisas em busca de se aumentar a eficiência de geração e das condições de operação dos módulos fotovoltaicos. As variáveis comumente manipuladas para aumentar o desempenho dos módulos PVs são a temperatura de operação e a irradiação solar incidente sobre a superfície do módulo. Tendo isto em vista, o CEESP – UFSM desenvolveu uma Central Experimental Fotovoltaica como protótipo para estudos de diferentes topologias que visem aumentar o desempenho dos módulos fotovoltaicos pela manipulação das variáveis de operação. Utilizou-se este protótipo para realizar as pesquisas desta dissertação, organizadas em seis linhas independentes de estudo.

A primeira linha de estudo analisou a geração de energia elétrica dos módulos PVs instalados com orientações estáticas, buscando definir os ângulos ótimos dentre as configurações pré-estabelecidas para cada mês, estação e a anual. Verificou-se que o rendimento dos módulos fotovoltaicos varia significativamente ao longo dos meses segundo suas inclinações e orientações. Ou seja, a geração de energia elétrica para cada configuração corresponde ao nível de perpendicularidade dos módulos fotovoltaicos ao Sol e das condições atmosféricas. Desta forma, uma configuração com geração regular em um mês específico pode apresentar geração escassa em outro. Os resultados mostraram-se fundamentais para auxiliar na tomada de decisão em aplicações fotovoltaicas que almejem priorizar a geração em algum período mais específico do ano ou mesmo para avaliar a viabilidade da instalação de módulos PVs com orientações previamente estabelecidas, como em telhados das habitações.

A geração obtida em configurações fixas foi também analisada considerando os períodos sazonais. Na primeira proposta verificou-se o período convencional das estações e na segunda priorizaram-se as inclinações dos raios solares sobre os módulos de acordo com as estações do ano. Verificou-se que os menores ângulos de inclinação (0° e 15°) apresentaram os melhores resultados no período de Verão e Primavera e os maiores ângulos no período de Inverno e Outono, principalmente 45° . Essa relação intensificou-se na proposta que priorizou os ângulos das estações para o Inverno e Verão, mas para a Primavera e Outono as relações sofreram poucas variações. As configurações com ângulos inclinados à Sul (-15°) apresentaram resultados satisfatórios no Verão e, dependendo da configuração, na Primavera; nas demais estações a influência deste ângulo mostrou-se crítica para a geração de energia elétrica. A grande maioria dos melhores percentuais da geração de energia elétrica ocorreram com as configurações que priorizavam a geração diária. Em geral, os menores desvios da geração em relação às configurações que priorizam a geração diária ocorreram com as configurações orientadas para o Oeste, e os maiores desvios com as configurações orientadas para o Leste.

Os montantes de energia elétrica gerada individualmente pelas configurações fixas indicaram que os módulos PVs orientados para o Norte geográfico (0° no ER) apresentaram os melhores resultados energéticos anual entre as configurações, tendo pouca influência o ângulo de inclinação na geração de energia elétrica anual. O módulo inclinado a 15° apresentou desempenho superior em relação às demais configurações. O desempenho das configurações que priorizam o período da manhã foi constantemente abaixo da referência estabelecida e das demais configurações com inclinações correspondentes. A geração das configurações com inclinações de 15 e 30° voltadas ao período da tarde foram próximas entre si e também da referência, podendo ser conveniente uma instalação com estas inclinações em construções já estabelecidas. Os demais ângulos que priorizam o período da tarde apresentaram valores consideravelmente inferiores em relação à referência. Os resultados experimentais e as simulações da literatura apresentaram semelhanças apreciáveis.

A segunda linha de pesquisa avaliou o desempenho dos módulos PVs instalados em telhados com a influência da variação da temperatura de operação causada pela restrição da troca térmica natural devido à instalação da placa em contato direto com o telhado. Verificou-se que a diferença média entre as temperaturas diárias de todos os dias do experimento das configurações B41502NN e T115-3NN(15) foi de $0,84^\circ\text{C}$, caracterizando que os 15 cm de distância entre o módulo PV e o telhado garantem uma ventilação para troca natural tão boa quanto a do módulo PV instalado na estrutura automatizada. Além disso, enquanto a configuração B21502NA gerou 1,6% a mais que a referência operando a $6,1\%$ de temperatura

a menos, a configuração T215-30NN(0) gerou 3,5% a menos operando a uma temperatura superior em 19,9%. Obteve-se o aumento ou a diminuição de, aproximadamente, 0,45% de energia elétrica para cada diminuição ou aumento unitário da diferença de temperatura em graus celsius com a referência. O montante da energia térmica obtida via circulação de água forçada pela configuração B21502NA proporcionou 148,65 kWh e, em contrapartida, este mesmo módulo gerou apenas 47,37 kWh de energia elétrica, aproximadamente. Além disso, a diferença na geração de energia elétrica entre os módulos B21502NA e T215-30NN(0) devido à influência de suas temperaturas médias anual de operação de 14,4°C foi de 2,37 kWh.

Na terceira linha de estudos avaliou-se os efeitos da sujidade do local de instalação da CEF no desempenho dos módulos PVs condicionados à diferentes rotinas de manutenção de limpeza. Ao comparar um módulo fotovoltaico que não passava por manutenção de limpeza há mais de 4 anos com outros que passavam por rotinas de limpeza trimestrais e semestral constatou-se uma diferença no montante de energia elétrica de 3,23% entre os extremos. Além disso, verificou-se que o módulo há seis meses sem limpeza tende para um patamar de potência semelhante àquele do módulo há mais de 4 anos exposto às intempéries sem qualquer manutenção ativa. Perceberam-se também que as limpezas naturais por precipitação não removeram as sujidades com maior aderência à superfície do módulo, sendo eficiente apenas para as partículas leves, como a poeira. Na segunda fase deste experimento expuseram-se os módulos PVs à diferentes períodos sem manutenção e verificou-se que aqueles sem manutenções ativas até 21 dias praticamente não apresentaram perdas significativas de geração por conta das sujidades. Por outro lado, a partir de 45 dias o desempenho começou a ser significativo. O desempenho parece estabilizar-se próximo aos 5 meses sem manutenção, uma vez que sua potência se aproximou àquela do módulo há mais de 4 anos sem manutenção ativa.

A quarta linha de pesquisa abordou o rastreamento solar sob a condição de céu majoritariamente nublado, como os chuvosos. Verificou-se que o rastreamento em um ou dois eixos não são as melhores opções para os dias com céu nublado e que quanto mais próximo do plano horizontal a orientação e a inclinação do módulo PV esteve, maior foi a sua geração de energia elétrica. Portanto, confirmou-se que a geração de energia elétrica por módulos fotovoltaicos em dias majoritariamente nublados independe de haver ângulos positivos ou negativos tanto no eixo de inclinação quanto no eixo de rotação, pois nestas condições de nebulosidade a distribuição da radiação é predominantemente difusa isotrópica em todo o céu. Desta forma, o mais viável em dias nublados é a orientação dos módulos à posição horizontal devido aos maiores índices de geração e também por não demandar energia elétrica para os mecanismos de movimentação dos rastreadores solar.

Na quinta linha de estudo averiguou-se a influência do passo do movimentador no rastreo solar do Eixo de Rotação (Leste – Oeste). Aplicou-se um passo de atuação distinto para cada estrutura da CEF de 2°, 5°, 10° e 30°. Verificou-se que o consumo energético individual dos movimentadores foi de 17,5 Wh/dia independentemente do passo de atuação, devido às técnicas adotadas para a mudança do estado inercial das estruturas. O montante de energia elétrica de todo o período do experimento mostrou aproximadamente 1,7% de discrepância entre os módulos com menor e maior passo de rastreo solar. Este resultado, quando comparado aos da literatura, mostrou-se mais otimista em relação à alguns estudos e convergente com relação a outros. De modo geral, o passo utilizado no rastreo solar apresentou pouca influência no desempenho do módulo PV. Como se exige uma tecnologia mais apurada, o rastreamento com menor passo pode não se justificar pelo desempenho energético apresentado.

Por fim, a sexta linha de pesquisa desta dissertação tratou da inserção de rastreamento solar, concentração solar e arrefecimento com aproveitamento térmico como meios de potencializar o desempenho dos módulos PVs. Em um primeiro momento foram apresentadas as características típicas e especificidades das curvas de cada configuração impostas por cada tecnologia e arranjo de tecnologias. Em um segundo momento confrontaram-se os montantes de energia elétrica anual de cada configuração e verificou-se que o rastreamento solar em um eixo garante um aumento no desempenho de 22,31% e o de dois eixos, de 28,79% em relação à configuração D20030NN, tomada como referência. O uso dos rastreadores em um e em dois eixos associados ao concentrador solar garantiu um aumento de desempenho de 37,03% e 49,1% em relação à referência, respectivamente. Os mecanismos de arrefecimento desenvolvidos para a CEF não apresentaram boa performance para aumentar o desempenho elétrico dos módulos fotovoltaicos. Todavia, o uso destes dispositivos para a troca térmica e armazenamento apresentou ótimos resultados, principalmente quando associados ao rastreamento solar. O somatório da geração de energia térmica anual das cinco configurações foi equivalente a 87,8% do somatório da geração de energia elétrica anual dos dez módulos fotovoltaicos submetidos à diferentes arranjos tecnológicos.

O desenvolvimento e os resultados experimentais de todas as pesquisas propostas nesta dissertação, tendo como cerne os módulos PVs, contribuem tecnicamente para o campo de estudo que visa potencializar o desempenho de módulos fotovoltaicos em instalações fixas, com rastreadores solar, concentradores solares e arrefecimento. Além disso, auxiliam também na tomada de decisão na instalação e uso de módulos PVs, como por exemplo, a rotina de manutenção das sujidades ou os ângulos de posicionamento em instalações fixas que almejam priorizar o desempenho elétrico em algum período específico do ano.

6.1 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

As principais contribuições desta dissertação no campo da tecnologia fotovoltaica concentram-se em:

- Desenvolvimento de um protótipo experimental completamente automatizado para a realização de testes com módulos fotovoltaicos;

- Determinação dos ângulos ótimos das inclinações e orientações de módulos fotovoltaicos fixos nos períodos mensal, sazonal ou anual para aumentar o desempenho elétrico com base nos dados coletados no período de um ano;

- Levantamento da influência no desempenho elétrico dos módulos fotovoltaicos em instalações em contato direto com o telhado, dificultando a troca térmica natural e aumentando sua temperatura de operação;

- Obtenção da influência das sujidades em instalações semelhantes ao local da CEF no desempenho elétrico dos módulos fotovoltaicos, colaborando na tomada de decisão durante a elaboração das estimativas/metodologias de frequência das rotinas de limpeza.

- Definição da posição ótima dos módulos fotovoltaicos com rastreamento solar em condições de céu nublado para maximizar a geração de energia elétrica;

- Avaliação do impacto na alteração do passo dos rastreadores solares em um eixo (sentido Leste-Oeste) no desempenho elétrico dos módulos fotovoltaicos;

- Levantamento da influência das tecnologias de rastreamento solar em um eixo e em dois eixos, concentração solar, arrefecimento e seus arranjos combinados para o aumento do desempenho elétrico dos módulos fotovoltaicos, bem como para o aproveitamento térmico do sistema de arrefecimento ao longo de um ano;

- Representação prática das principais características elétricas e do comportamento de módulos fotovoltaicos em instalações fixas com diferentes ângulos de inclinação e orientação, com rastreamento em um e em dois eixos, concentração solar, arrefecimento, sob condições adversas de nebulosidade e sombreamento, uso de distintos passos de atuação do rastreador solar em um eixo, dos efeitos da temperatura e da irradiação na tensão e corrente do módulo PV, entre outros;

- Ampliação e difusão do conhecimento sobre a tecnologia fotovoltaica e tecnologias que podem ser agregadas a ela por meio de artigos científicos e participação em eventos, realizados e em produção.

6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Sugere-se como continuação deste trabalho e para a exploração ampla das possibilidades da CEF o seguinte:

- Desenvolvimento de modelos matemáticos que representem os resultados obtidos experimentalmente nesta dissertação e que permitam representações mais amplas;
- Implementação do rastreamento solar associado à previsão do tempo, como incidência de ventos, nuvens e chuvas;
- Instalação de módulos fotovoltaicos em diferentes tipos de telhados e com diferentes espaçamentos/altura entre os objetos;
- Estudo colaborativo entre diferentes instalações fotovoltaicas para avaliar a mudança dos tipos de sujidades, o impacto na geração e a rotina de manutenção de limpeza necessária em cada caso;
- Comparação entre a energia térmica obtida com o mecanismo de arrefecimento associado ao módulo fotovoltaico (PVT) e os coletores solar;
- Implementação de diferentes tipos de módulos fotovoltaicos sob as condições de rastreamento e céu nublado, como por exemplo, monocristalino, policristalino e orgânicos;
- Previsão da geração de energia elétrica fotovoltaica utilizando os dados coletados nos experimentos ao longo deste um ano e dados climáticos (irradiação, velocidade do vento, umidade, e imagens aéreas de nuvens) utilizando inteligência artificial;
- Estudos sobre novos mecanismos para troca térmica e testes de novos algoritmos de controle da vazão do líquido de arrefecimento para aumentar a extração do calor dos módulos fotovoltaicos;
- Implementação de mecanismos de rastreamento solar de baixo custo para estudo comparativo da relação custo x benefício;
- Uso de microinversor de maior capacidade de processamento de energia elétrica para identificar o real aumento no desempenho dos módulos fotovoltaicos associados ao rastreamento solar e concentrador solar.

6.3 PUBLICAÇÕES

As principais publicações de artigos no decorrer do período de mestrado foram:

- Artigo completo publicado em periódico Qualis A1:

Franchi, D.; Gonzatti, F.; Miotto, M.; Kuhn, V. N.; Farret, F. A. Use of infrared matrix sensor for temperature measurement and monitoring of PEM/FC stacks. **Sensors and actuators A-Physical**, v. 1, p. 119 – 127, 2019.

- Artigos completos publicados em anais de congressos:

Franchi, D.; Miotto, M.; Da Silva, E. I.; Gonzatti, F.; Farret, F. A. **Influência do passo de atuação dos rastreadores solares em um eixo na geração de energia elétrica em módulos fotovoltaicos**. VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE 2020, São Paulo, 2020.

Kuhn, V. N.; Gonzatti, F.; Miotto, M.; Franchi, D.; Farret, F. A. **Avaliação do reaproveitamento de calor em eletrolisadores alcalinos**. XXII Congresso Brasileiro de Automática, João Pessoa, 2018.

REFERÊNCIAS

- ABADI, I.; MUSYAFI, A.; SOEPRIJANTO, A. **Design of single axis solar tracking system at photovoltaic panel using fuzzy logic controller**. 5th Brunei International Conference on Engineering and Technology (BICET 2014). Institution of Engineering and Technology, 2014.
- ABDALLAH, S. The effect of using sun tracking systems on the voltage-current characteristics and power generation of flat plate photovoltaics. **Energy Conversion and Management**, v. 45, n. 11–12, p. 1671–1679, 2004.
- ABELLA, M. A. et al. **Operation of standard PV modules in V-trough concentrators**. Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005.
- AL-ROUSAN, N.; ISA, N. A. M.; DESA, M. K. M. Advances in solar photovoltaic tracking systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, p. 2548–2569, 2018.
- ALET, P.-J. et al. **Soiling and value of cleaning for low-tilt PV systems in temperate climates: a Swiss case study**. 3rd Renewable Power Generation Conference (RPG 2014). Naples, Italia: Institution of Engineering and Technology, 2014.
- ALEXANDRU, C. Design and Optimization of a Monoaxial Tracking System for Photovoltaic Modules. **Journal of Solar Energy**, v. 2013, p. 1–6, 28 jul. 2013.
- ALEXANDRU, C.; POZNA, C. Simulation of a dual-axis solar tracker for improving the performance of a photovoltaic panel. **Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy**, v. 224, n. 6, p. 797–811, 2010.
- ALVES, A. F.; CAGNON, J. A. Desenvolvimento e avaliação de desempenho de um sistema de posicionamento automático para painéis fotovoltaicos. **Revista Energia na Agricultura**, v. 25, n. 2, p. 01, 10 jun. 2010.
- ANDRADE, H. J. C. DE. **Sistema fotovoltaico com eficiência aumentada usando rastreamento solar**. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica e Computação). São Paulo: Universidade de São Paulo (USP), 2016.
- ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Brasília - DF, 2008.
- ARZONSOLAR. **Universal CPV Module – uModule™**, 2019. Disponível em: <<http://arzensolar.com/cpv-umodule/>>. Acesso em: 3 mar. 2020.
- AWASTHI, A. et al. Review on sun tracking technology in solar PV system. **Energy Reports**, v. 6, p. 392–405, 1 nov. 2020.
- BABATUNDE, A. A.; ABBASOGLU, S.; SENOL, M. Analysis of the impact of dust, tilt angle and orientation on performance of PV Plants. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 90, p. 1017–1026, 1 jul. 2018.
- BAHAIDARAH, H.; TANWEER, B.; GANDHIDASAN, P. **Performance analysis of a low concentrating PV-CPC system**. 2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC).

BAHRAMI, A.; OKOYE, C. O.; ATIKOL, U. Technical and economic assessment of fixed, single and dual-axis tracking PV panels in low latitude countries. **Renewable Energy**, v. 113, p. 563–579, 2017.

BAIG, H. et al. Modelling and experimental analysis of a seasonally tracked V-trough PV/T system in India. **Solar Energy**, v. 170, p. 618–632, ago. 2018.

BATAYNEH, W. et al. Investigation of a single-axis discrete solar tracking system for reduced actuators and maximum energy collection. **Automation in Construction**, v. 98, n. November 2018, p. 102–109, fev. 2019.

BEUTNER, V.; SINGH, R.; STARK, C. **Temperature and power study of adhered and racked double glass photovoltaic modules**, 2017. IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC).

CANADIANSOLAR. **Datasheet CS6P**. Disponível em: <<https://www.canadiansolar.com/downloads/>>. Acesso em: 30 mar. 2020.

CARVALHO, D. R. et al. An economical, two axes solar tracking system for implementation in Brazil. **Information & Electrical Technologies (IET) Division of ASABE**, v. 29, n. 1, p. 123–128, 2013.

CASSARES, M. A. R.; ALMEIRA, M. P.; ZILLES, R. **Análise da produtividade do primeiro ano de operação de um sistema fotovoltaico com seguidor solar de eixo**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2018, 2018.

CHAIBI, Y. et al. Solar irradiance and temperature influence on the photovoltaic cell equivalent-circuit models. **Solar Energy**, v. 188, p. 1102–1110, 1 ago. 2019.

CHRISTANDONIS, N.; VOKAS, G. A.; SKITTIDES, F. Simulation of hybrid photovoltaic-thermal collector (PV-TC) systems for domestic heating and cooling-case study: Island of Rhodes. **WSEAS Transactions on Circuits and Systems**, v. 3, p. 1228–1233, 2004.

COLT, G. **Performance evaluation of a PV panel by rear surface water active cooling**, 2016. International Conference on Applied and Theoretical Electricity (ICATE).

DA COSTA, R. C.; PRATES, C. P. T. **O papel das fontes renováveis de energia no desenvolvimento do setor energético e barreiras à sua penetração no mercado**, 2005.

DA ROCHA, N. M. et al. **A suggestion of combining a PV MPPT algorithm based on temperature control with a PV cooling system**. IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, 2014.

DTABACH. **Face Norte: mitos e verdades**. Disponível em: <<https://dtabach.com.br/arquitetura/artigo/face-norte-mitos-verdades>>. Acesso em: 25 fev. 2020.

EPE. **Energia Renovável - hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica**. Rio de Janeiro, RJ, 2016. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em: 3 fev. 2020

EPE. **Balanco energético nacional 2018: ano base 2017**. Rio de Janeiro, RJ, 2018.

EPE. **Balanco Energético Nacional - Relatório Síntese**, 2019a.

EPE. **Balanco Energético Nacional 2019: ano base 2018**. Rio de Janeiro, RJ, 2019b.

- FAIMAN, D. et al. **A 1-year, side-by-side comparison of: static; 1-axis tracking; and V-trough mirror-assisted grid-connected PV modules in a desert environment.** 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2003.
- FARRET, F. A.; SIMÕES, M. G. **Integration of renewable sources of energy.** 2° ed. Nova Iorque, EUA: John Wiley and Sons, 2017.
- FATHABADI, H. Novel high accurate sensorless dual-axis solar tracking system controlled by maximum power point tracking unit of photovoltaic systems. **Applied Energy**, v. 173, p. 448–459, jul. 2016a.
- FATHABADI, H. Comparative study between two novel sensorless and sensor based dual-axis solar trackers. **Solar Energy**, v. 138, p. 67–76, nov. 2016b.
- FERNANDES, F. T. et al. **PV efficiency improvement by underground heat exchanging and heat storage.** 3rd Renewable Power Generation Conference (RPG 2014). .Naples, Italia: Institution of Engineering and Technology, 2014.
- FLUKE. **Manual de introdução true RMS multimeter model 187 & 189.** Disponível em: <<https://www.fluke.com/pt-br>>. Acesso em: 8 abr. 2020.
- FROSI, F. et al. **Análise comparativa da produção de energia de um seguidor solar de dois eixos para a região de Farroupilha-RS.** VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - Gramado. Gramado, RS, 2018
- GABE, I. J. et al. **Design and implementation of a low-cost dual-axes autonomous solar tracker.** 2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2017.
- GONZATTI, F. et al. Distinct renewable energy systems maximized by P&O algorithm. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 27, n. 3, p. 310–316, 24 jun. 2016.
- GONZATTI, F. et al. **Cálculo da disposição das placas fotovoltaicas e concentradores planos em uma estrutura com rastreamento solar.** IX Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica - IX CITENEL, 2017.
- GREENPEACE BRASIL. **[R]evolução energética - a caminho do desenvolvimento limpo,** 2013. Disponível em: <www.onehemisphere.se>. Acesso em: 3 fev. 2020
- GREENPEACE BRASIL. **[R]evolução energética - Rumo a um Brasil com 100% de energias limpas e renováveis,** 2016.
- GUO, B. et al. **Effect of dust and weather conditions on photovoltaic performance in Doha, Qatar.** 2015 First Workshop on Smart Grid and Renewable Energy (SGRE), 2015.
- HAFEZ, A. Z. et al. A comprehensive review for solar tracking systems design in Photovoltaic cell, module, panel, array, and systems applications. **2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, WCPEC 2018 - A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC and 34th EU PVSEC**, p. 1188–1193, 2018.
- HAFEZ, A. Z.; YOUSEF, A. M.; HARAG, N. M. Solar tracking systems: Technologies and trackers drive types – A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 91, n. June 2017, p. 754–782, 2018.

HAMMOUD, M. et al. Effect of dust cleaning on the enhancement of the power generation of a coastal PV-power plant at Zahrani Lebanon. **Solar Energy**, v. 184, p. 195–201, 15 maio 2019.

HOFFMANN, F. M. et al. Monthly profile analysis based on a two-axis solar tracker proposal for photovoltaic panels. **Renewable Energy**, v. 115, p. 750–759, jan. 2018.

HOWLADER, H. O. R. et al. **Duck curve problem solving strategies with thermal unit commitment by introducing pumped storage hydroelectricity & renewable energy**. 2017 IEEE 12th International Conference on Power Electronics and Drive Systems (PEDS). **Anais...IEEE**, 9 dez. 2017. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/8289132/>>. Acesso em: 4 ago. 2020.

HOYMILES. **Data of 2 in 1 microinverter for 60V**. Disponível em: <<http://www.hoymiles.com/2-in-1.html>>. Acesso em: 31 mar. 2020.

HUA, Z. et al. Operation characteristics of multiple solar trackers under typical weather conditions in a large-scale photovoltaic base. **Energy Procedia**, v. 158, p. 6242–6247, 2019.

IEA. **Photovoltaic Power System Program PVPS: Annual Report 2017**, 2017.

IEA. **Key World Energy Statistics 2018**, 2018. Disponível em: <www.iea.org/statistics/>. Acesso em: 3 fev. 2020.

IEA. **World electricity generation by fuel, 1971-2017**, 2019a. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/world-electricity-generation-by-fuel-1971-2017>>. Acesso em: 3 fev. 2020.

IEA. **Electricity generation by source, World 1990-2017**, 2019b. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy supply&indicator=Electricity generation by source>>. Acesso em: 3 fev. 2020.

IEA. **Photovoltaic Power Systems Programme - PVPS: trends in photovoltaic applications 2019**, 2019c.

IEA. **Renewables**, 2019d. Disponível em: <<https://www.iea.org/fuels-and-technologies/renewables>>. Acesso em: 6 fev. 2020.

IEA. **Solar**, 2019e. Disponível em: <<https://www.iea.org/fuels-and-technologies/solar>>. Acesso em: 6 fev. 2020.

JACOBSON, M. Z.; JADHAV, V. World estimates of PV optimal tilt angles and ratios of sunlight incident upon tilted and tracked PV panels relative to horizontal panels. **Solar Energy**, v. 169, p. 55–66, 15 jul. 2018.

JIA, Y.; ALVA, G.; FANG, G. Development and applications of photovoltaic–thermal systems: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 102, n. June 2018, p. 249–265, mar. 2019.

JOVANOVIC, R.; BAYHAN, S.; BAYRAM, I. S. **An online model for scheduling electric vehicle charging at park-and-ride facilities for flattening solar Duck Curves**. IEEE World Congress on Computational Intelligence 2020, 2020. Disponível em: <<https://pureportal.strath.ac.uk/en/publications/an-online-model-for-scheduling-electric-vehicle-charging-at-park->>. Acesso em: 4 ago. 2020.

JÚNIOR, J. G. S.; CRUZ, S. R.; AMARAL, L. S. **Impacto da sujeira sobre o desempenho de sistemas**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2018, Gramado, RS, 2018.

KABEEL, A. E.; ABDELGAIED, M.; SATHYAMURTHY, R. A comprehensive investigation of the optimization cooling technique for improving the performance of PV module with reflectors under Egyptian conditions. **Solar Energy**, v. 186, n. I, p. 257–263, jul. 2019.

KATRANZHEV, N.; KARNOBATEV, N. Influence of the angle of fall of light on the photovoltaic panel and its optimization - literature review. **2019 Second Balkan Junior Conference on Lighting (Balkan Light Junior)**, p. 1–5, 2019.

KECHICHE, O. B. H. B.; HAMZA, M.; SAMMOUDA, H. **Performance Limitations Study of Silicon PV Module for Low Concentration System**. 2019 10th International Renewable Energy Congress (IREC), 2019.

KELLY, N. A.; GIBSON, T. L. Improved photovoltaic energy output for cloudy conditions with a solar tracking system. **Solar Energy**, v. 83, n. 11, p. 2092–2102, nov. 2009.

KELLY, N. A.; GIBSON, T. L. Increasing the solar photovoltaic energy capture on sunny and cloudy days. **Solar Energy**, v. 85, n. 1, p. 111–125, jan. 2011.

KIANIFARD, S.; ZAMEN, M.; NEJAD, A. A. Modeling, designing and fabrication of a novel PV/T cooling system using half pipe. **Journal of Cleaner Production**, v. 253, p. 119972, abr. 2020.

KOSOWATZ, J. **Energy storage smooths the Duck Curve**, 2018. Disponível em: <<http://asmedigitalcollection.asme.org/memagazineselect/article-pdf/140/06/30/6384060/me-2018-jun1.pdf>>. Acesso em: 4 ago. 2020.

KOUSSA, M. et al. Sun tracker systems effects on flat plate photovoltaic PV systems performance for different sky states: a case of an arid and hot climate. **Energy Procedia**, v. 18, p. 839–850, 2012.

KUHN, V. N. et al. **Hybrid motor driver for solar tracking systems**. 2016 12th IEEE International Conference on Industry Applications, INDUSCON 2016, Santa Maria, 2017.

KUMAR, L. et al. A simplified simulation model of silicon photovoltaic modules for performance evaluation at different operating conditions. **Optik - International Journal for Light and Electron Optics**, v. 204, p. 9, 1 fev. 2020.

MA, Y.; LI, G.; TANG, R. Optical performance of vertical axis three azimuth angles tracked solar panels. **Applied Energy**, v. 88, n. 5, p. 1784–1791, maio 2011.

MADETI, S. R.; AHMAD, Z. **Development of a MATLAB/LabVIEW model for optimal tilt angle and maximum power generation of a PV module**. Proceedings - 2015 International Conference on Computational Intelligence and Communication Networks, CICN 2015, 2016.

MAMUN, M. A. A. et al. **Determining the optimum tilt angle and orientation for photovoltaic (PV) systems in Bangladesh**. 2017 2nd International Conference on Electrical & Electronic Engineering (ICEEE), Rajshahi - Bangladesh, 2017.

MARTINS, F. R.; GUARNIERI, R. A.; PEREIRA, E. B. O aproveitamento da energia eólica. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, v. 30, n. 1, p. 1304.1-1304.13, 2008.

MATIAS, C. A. et al. **Electrical performance evaluation of PV panel through water cooling technique**. IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2016.

MILLER, W.; SENADEERA, M. Social transition from energy consumers to prosumers: rethinking the purpose and functionality of eco-feedback technologies. **Sustainable Cities and Society**, v. 35, p. 615–625, 1 nov. 2017.

MIOTTO, M. et al. **Células a combustível para redução do consumo de energia nos horários de pico de demanda**. 2º Fórum Internacional Ecoinnovar, Santa Maria, RS, 2013.

MIOTTO, M. **Monitoramento e acionamento remoto da movimentação e arrefecimento de painéis fotovoltaicos para maximização da potência e eficiência**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, 2019.

MME; EPE. **Plano Nacional de Energia 2030: Outras fontes**. Brasília, 2007.

MME; EPE. **Plano decenal de expansão de energia 2027**. Brasília, 2018.

MOHAMMED, M. F.; ABD RAHIM, N. **Comparative study on photovoltaic (PV) and photovoltaic thermal water collector (PVTw)**. 3rd IET International Conference on Clean Energy and Technology (CEAT) 2014. Institution of Engineering and Technology, 2014.

MOHRING, H. D.; GABLER, H. **Solar electric concentrators with small concentration ratios: field experience and new developments**. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2002.

MPODI, E. K.; TJIPARURO, Z.; MATSEBE, O. Review of dual axis solar tracking and development of its functional model. **Procedia Manufacturing**, v. 35, p. 580–588, 2019.

NASCIMENTO, L. R. DE et al. **Geração solar fotovoltaica com sistema de rastreamento de dois eixos no município de Jaguari-RS**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2018. **Anais...** Gramado, RS: 2018.

NOAA. General Solar Position Calculations. p. 1–2, 2010.

NÓBREGA, B. S. et al. Comparação entre sistemas fotovoltaicos em modo fixo e com seguidor em uma instituição pública de ensino no Nordeste do Brasil. **Revista Principia - Divulgação Científica e Tecnológica do IFPB**, v. 1, n. 46, p. 182, 30 set. 2019.

NREL. **Ten Years of Analyzing the Duck Chart: How an NREL Discovery in 2008 Is Helping Enable More Solar on the Grid Today**, 2018. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/news/program/2018/10-years-duck-curve.html>>. Acesso em: 4 ago. 2020

NREL. **Best research-cell efficiencies**, 2019. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/pv-efficiency-chart.20190103.pdf>>. Acesso em: 21 fev. 2020

OLIVEIRA, F. T. V.; GÓMEZ-MALAGÓN, L. A. **Otimização do ângulo de inclinação e orientação de painéis solares para a cidade de petrolina**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2018, Gramado, RS, 2018.

ORTIZ, F. H. V; ALVES, V. C. G. **Desenvolvimento de sistema automático de rastreamento solar para painéis fotovoltaicos**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - Gramado, 2018.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas brasileiro de energia solar**São José dos Campos - São Paulo - Brasil, 2017.

PIOTROWSKI, L. J.; VAZ, É. F.; FARRET, F. A. **Otimização da geração de energia elétrica fotovoltaica pelo controle da temperatura**. 11th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC 2018), Santa Maria, RS, 2018.

POULEK, V. et al. Influence of increased temperature on energy production of roof integrated PV panels. **Energy and Buildings**, v. 166, p. 418–425, 1 maio 2018.

QUINN, S. W. Energy gleaning for extracting additional energy and improving the efficiency of 2-axis time-position tracking photovoltaic arrays under variably cloudy skies. **Solar Energy**, v. 148, p. 25–35, 2017.

RAHIMI, M. et al. An insight on advantage of hybrid sun-wind-tracking over sun-tracking PV system. **Energy Conversion and Management**, v. 105, p. 294–302, 2015.

RAZYKOV, T. M. Photovoltaic solar electricity: state of the art and future prospects. **Sixth International Conference on Electrical Machines and Systems - ICEMS**, p. 297–301, 2004.

REDDY, K. S. et al. **Experimental analysis of parameter variation and power enhancement of concentrated PV module**. IEEE Students' Conference on Electrical, Electronics and Computer Science, SCEECS 2016, 2016.

REITER, R. D. DE O. **Previsão da produção de energia em sistemas fotovoltaicos instalados em diferentes orientações e inclinações**. Monografia (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Maria, 2014.

REN21. **Renewables 2018 global status report**. Paris, 2018. Disponível em: <www.ren21.net>. Acesso em: 5 fev. 2020.

REN21. **Renewables 2019 global status report**, 2019a. Disponível em: <https://www.ren21.net/gsr-2019/chapters/chapter_03/chapter_03/#sub_7>. Acesso em: 5 fev. 2020.

REN21. **Renewables 2019 global status report**, 2019b. Disponível em: <https://www.ren21.net/gsr-2019/chapters/chapter_03/chapter_03/#sub_5>. Acesso em: 6 fev. 2020.

RUVIARO, R. S. et al. Análise da variação da eficiência do módulo fotovoltaico em função da temperatura. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - Gramado**, v. 7, p. 8, 2018.

SAADA, S. A.; KECILI, I.; NEBBALI, R. **Preliminary study of a water cooled PV system**. Proceedings - International Conference on Communications and Electrical Engineering, ICCEE 2018, 2019.

- SANDHYA, S.; STARBELL, R. N.; WESSLEY, G. J. J. **Study on performance enhancement of PV cells by water spray cooling for the climatic conditions of Coimbatore, Tamilnadu.** ICIIECS 2015 - 2015 IEEE International Conference on Innovations in Information, Embedded and Communication Systems, 2015.
- SANGAN, C. S.; SOLANKI, C. S. Experimental evaluation of V-trough (2 suns) PV concentrator system using commercial PV modules. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 91, n. 6, p. 453–459, 2007.
- SANTOS, H. F. L.; COSTA, P. V. M. DA. **Concentradores fotovoltaicos: uma tecnologia em declínio?** VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2018, Gramado, RS, 2018.
- SEAFLO. **Seaflo 51 series DC diaphragm pump**, 2017. Disponível em: <<http://www.seaflo.com/en-us/product/detail/612.html>>. Acesso em: 7 abr. 2020.
- SECRETARIA DE MINAS E ENERGIA. **Atlas solar Rio Grande do Sul**, 2018. Disponível em: <<https://estado.rs.gov.br/upload/arquivos/atlas-solar7.pdf>>. Acesso em: 10 mar. 2020
- SEHNEM, J. M.; MICHELS, L.; ZIMERMANN, H. R. **Simulações numéricas para determinação de inclinações ótimas para módulos fotovoltaicos.** VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2018, Gramado, RS, 2018.
- SHAH, H. A.; AHMAD, A. U. Duck Curve and battery-supercapacitor hybrid energy storage system. **International Journal of Management, IT & Engineering**, v. 9, n. 7, p. 28–52, 2019.
- SINGH, H.; SABRY, M.; REDPATH, D. A. G. Experimental investigations into low concentrating line axis solar concentrators for CPV applications. **Solar Energy**, v. 136, p. 421–427, 2016.
- SINGH, R. et al. An imperative role of sun trackers in photovoltaic technology: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, n. August, p. 3263–3278, fev. 2018.
- SMIRNOV, A. .; VOZMILOV, A. G.; ROMANOV, P. A. **Comparison of discrete sun tracking methods for photovoltaic panels.** International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), 2019.
- SOLARGIS. **Solar resource maps of World.** Disponível em: <<https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/world>>. Acesso em: 3 mar. 2020.
- SULAIMAN, S. A. et al. Influence of dirt accumulation on performance of PV panels. **Energy Procedia**, v. 50, p. 50–56, 2014.
- SUN, Y. et al. Study on attached PV roof's temperature with FEM simulation. **2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2015**, p. 1–3, 2015.
- SUNEARTHTOOLS. **Ferramentas para designers e consumidores de energia solar: cálculo da posição do sol no céu para cada local sobre a terra a qualquer hora do dia.** Disponível em: <https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php#chartP>. Acesso em: 13 jul. 2020.
- THOMSON. **Atuador linear DA12-20B65M50-M0NPO.** Disponível em: <<https://www.thomsonlinear.com/pt/search?q=DA12-20B65M50-M0NPO#>>. Acesso em: 1 abr. 2020.

TRZMIEL, G.; GŁUCHY, D.; KURZ, D. The impact of shading on the exploitation of photovoltaic installations. **Renewable Energy**, v. 153, p. 480–498, jun. 2020.

ULLAH, A. et al. Investigation of optimal tilt angles and effects of soiling on PV energy production in Pakistan. **Renewable Energy**, v. 139, p. 830–843, 1 ago. 2019.

WOLLMANN, C. A.; SARTORI, M. DA G. B. Variação mensal e sazonal da nebulosidade em Santa Maria, Rio Grande do Sul, no período de 1969 a 2005. **Revista Eletrônica do Programa de Pós-Graduação em Geografia - UFPR**, v. 5, n. 2, p. 32–44, 2010.

YILMAZ, M.; KENTLI, F. Increasing of Electrical Energy with Solar Tracking System at the Region which Has Turkey's Most Solar Energy Potential. **Journal of Clean Energy Technologies**, v. 3, n. 4, p. 287–290, 2015.

ZHANG, H. et al. Thermal and electrical performance of low-concentrating PV/T and flat-plate PV/T systems: A comparative study. **Energy**, v. 177, p. 66–76, 2019.