



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA MECÂNICA

Área de Concentração: Térmica, Fluidos e Máquinas de Fluxo

ALEX NIVALDO ALCÂNTARA RENÓ

**ESTUDO POR SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA ADIÇÃO DE
ALETAS INTERNAS E NANOPARTÍCULAS NO TUBO
RECEPTOR DE UM CONCENTRADOR SOLAR TIPO
CALHA PARABÓLICA**

Itajubá, MG

2023



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA MECÂNICA

Área de Concentração: Térmica, Fluidos e Máquinas de Fluxo

ALEX NIVALDO ALCÂNTARA RENÓ

**ESTUDO POR SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA ADIÇÃO DE
ALETAS INTERNAS E NANOPARTÍCULAS NO TUBO
RECEPTOR DE UM CONCENTRADOR SOLAR TIPO
CALHA PARABÓLICA**

Dissertação de mestrado apresentado à Universidade Federal de Itajubá como parte dos requisitos exigidos para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Mecânica. Linha de Pesquisa: Métodos Numéricos aplicados à Fenômenos de Transporte.

Orientador: Prof. Dr. Juan José Garcia Pabon

Coorientador: Prof. Dr. Ali Khosravi

Itajubá, MG

2023

DEDICATÓRIA

Aos meus avós paternos e maternos, Milton e Hilda Renó,
Benedito e Maria Alcântara (In memoriam).

AGRADECIMENTOS

A Deus criador do universo, pelo dom da vida. A minha família, meus pais, Dimas de Arimatéia Martins Renó e Francisca de Fátima Alcântara Renó. Minha irmã Tatiana Alcântara Renó, minhas sobrinhas, Luana Alcântara Renó de Paula, Mariana Alcântara Renó de Paula, Isis Alcântara Renó Celestino e minha companheira Sabrina Carneiro Cintra, por fazerem parte da minha vida nas alegrias e nas tristezas.

Ao corpo docente do Programa de Pós Graduação em Engenharia Mécânica da UNIFEI, em especial ao meu orientador, Prof. Dr. Juan José Garcia Pabon, por me acompanhar nesses dois anos e prestar total comprometimento e dedicação na produção deste trabalho. Agradeço a Prof^ª. Dr^ª. Lucilene e ao grupo NEST- Núcleo de Excelência em Geração Térmica e Distribuída, por fornecer acesso aos computadores onde foram realizadas as simulações numéricas.

Aos membros da banca por aceitarem participar da avaliação dessa dissertação e por suas contribuições para melhorias desse trabalho e nas possibilidades de futuros trabalhos. Aos meus amigos e colegas de sala de aula por dividirem seu tempo comigo e compartilhar bons momentos. Expresso os agradecimentos à FAPEMIG - Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais, ao CNPq - Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico e à CAPES - Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior pelo apoio financeiro.

“A proteção do ambiente, a salvaguarda dos recursos e do clima obriga todos os líderes a agirem juntos, no respeito pelo direito e promovendo a solidariedade com a as regiões mais necessitadas do mundo” (Papa Bento XVI).

RESUMO

A hidreletricidade é a principal fonte de geração do sistema elétrico brasileiro e devido aos problemas hidrológicos observados recentemente e aos planos de expansão da matriz, o país busca tecnologias alternativas de energia, como usina de energia solar concentrada e planejamento para melhorar a eficiência do sistema. Sendo um exemplo, a usina solar de calha parabólica (PTC) é utilizada para produção de eletricidade e calor, simultaneamente. O presente trabalho desenvolve modelagem energética e térmica de usina PTC de 100 MW para a cidade de Itacarambi-MG. Nesta obra, o desempenho do coletor solar é melhorado considerando diferentes geometrias de aletas internas e utilização de nanofluidos como fluido de transferência térmica. Para tanto, foram propostos nove casos finais, incluindo, tubo liso, aleta longitudinal retangular, aleta longitudinal triangular, nanopartícula de óxido de magnésio (MgO) e nanopartícula de sílica (SiO₂) com 2% de fração de volume. O Therminol-VP1 é escolhido como fluido de transferência de calor (HTF) do sistema. Através da ferramenta CFD são avaliados os principais parâmetros do problema, sendo eles: coeficiente de transferência de calor, fator de atrito, perda de pressão, trabalho de bombeamento, eficiência térmica e exergética do coletor. O melhor desempenho foi obtido para o caso com aletas longitudinais retangulares de tamanho de 25 mm e espessura de 4 mm, utilizando nanofluido MgO 2%. Para este caso, o HTC máximo foi de 1426,8 W/m² K, enquanto a pressão e o fator de atrito tiveram um aumento percentual de 338,56% e 220%, respectivamente. A eficiência térmica máxima foi de 72,36% e exergética de 32,22%, o que representou uma melhoria de 5,6% e 5,3% em relação ao tubo de referência. O menor LCOE obtido variou de 0,02648 a 0,02746 euro kW/h.

Palavras-chave: Energia solar; PTC; Aletas internas; Nanofluido; Eficiência térmica.

ABSTRACT

Hydroelectricity is the main source of generation in the Brazilian electrical system and due to the hydrological problems observed recently and plans to expand the matrix, the country is looking for alternative energy technologies, such as a concentrated solar power plant and planning to improve the system's efficiency. As an example, the parabolic trough solar plant (PTC) is used to produce electricity and heat simultaneously. The present work develops energy and thermal modeling of a 100 MW PTC plant for the city of Itacarambi-MG. In this work, the performance of the solar collector is improved considering different geometries of internal fins and the use of nanofluids as thermal transfer fluid. For that, nine final cases were proposed, including, smooth tube, rectangular longitudinal fin, triangular longitudinal fin, magnesium oxide nanoparticle (MgO) and silica nanoparticle (SiO₂) with 2% volume fraction. Therminol-VP1 is chosen as the heat transfer fluid (HTF) of the system. Through the CFD tool, the main parameters of the problem are evaluated, namely: heat transfer coefficient, friction factor, pressure loss, pumping work, thermal efficiency and collector exergy. The best performance was obtained for the case with rectangular longitudinal fins of size 25 mm and thickness of 4 mm, using 2% MgO nanofluid. For this case, the maximum HTC was 1426.8 W/m² K, while the pressure and friction factor had a percentage increase of 338.56% and 220%, respectively. The maximum thermal efficiency was 72.36% and exergy 32.22%, which represented an improvement of 5.6% and 5.3% in relation to the reference tube. The lowest LCOE obtained ranged from 0.02648 to 0.02746 euro kW/h.

Keywords: Solar energy; PTC; Internal fins; Nanofluid; Thermal efficiency.

LISTAS DE FIGURAS

FIGURA 1 - Comparação entre os recursos energéticos disponíveis na Terra.....	22
FIGURA 2 - Projeção da participação de fontes renováveis de energia elétrica nos EUA	23
FIGURA 3 - Mapa da Irradiação Normal Direta (DNI) no Brasil	24
FIGURA 4 - Cinco áreas agrupadas (HR) relativas à irradiação solar no Nordeste brasileiro. HR1, ciano; HR2, roxo; HR3, verde; HR4, Vermelho; HR5, azul.	25
FIGURA 5 - Irradiação Solar no Nordeste brasileiro.....	25
FIGURA 6 - Tecnologias CSP mais desenvolvidas comercialmente	29
FIGURA 7 - Estimativa do LCOE da tecnologia CSP na Índia para plantas com e sem TES	34
FIGURA 8 - Ações de tecnologias CSP e seu status em todo o mundo.....	35
FIGURA 9 - Usina termossolar PTC de Porto Primavera.....	40
FIGURA 10 - Solana PTC	44
FIGURA 11 - Custos unitários para planta PTC na Índia	45
FIGURA 12 - Planta usina PTC.....	46
FIGURA 13 - Layout típico do circuito do coletor solar de calha parabólica....	48
FIGURA 14 - Concentrador de dois estágios com um PTC primário e um único composto concentrador parabólico simétrico secundário.....	50
FIGURA 15 - Rotação e posicionamento da estrutura de aço do Ultimate Trough.....	51
FIGURA 16 - Configuração do ciclo orgânico Rankine	52
FIGURA 17 - Perdas por convecção, radiação e óptica em PTCs.....	54
FIGURA 18 - Comparação de perdas térmicas entre dados experimentais de Sandia e modelo single-pass desenvolvido para um receptor sombreado, tubos evacuados em (b) e não evacuados em (a).....	55
FIGURA 19 - Calor específico para alguns HTF.....	61
FIGURA 20 - Número de publicações com diferentes tipos de aletas internas..	64
FIGURA 21 - Diferentes geometrias de aletas internas.....	66
FIGURA 22 - Modelo PTC.....	72
FIGURA 23 - Variação do LCR sobre o tubo receptor.....	73
FIGURA 24 - Diferente configurações de aletas internas.....	74

FIGURA 25 - Geometrias aletas longitudinais	75
FIGURA 26 - Qualidade da malha utilizando métrica <i>Skewness</i>	77
FIGURA 27 - Detalhes da malha para o caso de referência tubo liso.....	77
FIGURA 28 – Condições de contorno do problema	79
FIGURA 29 - Variação do número de Nusselt da teoria e do CFD, correlações de Colburn Colburn	80
FIGURA 30 – Entrada de temperatura nos tanques de armazenamento (TES)..	84
FIGURA 31 – Eficiência do ciclo e produção de energia elétrica da usina PTC na região de estudo	85
FIGURA 32 - Resultados para o tubo liso com fluido base $T_{in} = 500$ K: (a) temperatura na saída em (K) e (b) velocidade em (m/s) para VFR de 100 lit/min.....	86
FIGURA 33 - Resultados para os tubos aletados com nanofluido MgO 2% $T_{in} = 500$ K: (a) temperatura na saída em (K) e (b) velocidade em (m/s) para VFR de 100 lit/min.....	87
FIGURA 34 - Aprimoramento do coeficiente convectivo de transferência de calor (HTC) para todos os casos e variação para o caso de referência	88
FIGURA 35 – Aumento da eficiência térmica para os 16 casos iniciais.....	89
FIGURA 36 - Aumento da eficiência térmica (n_{th}) para todos os casos e variação para o caso de referência.....	90
FIGURA 37 - Aumento do trabalho de bombeamento (Wb)	91
FIGURA 38 - Aumento da eficiência exergética (n_{ex}) para todos os casos e variação para o caso de referência.....	92
FIGURA 39 - Aumento do trabalho de bombeamento (Wb) para todos os casos e variação para o caso de referência	93
FIGURA 40 - Aumento do fator de atrito (f) para todos os casos e variação para o caso de referência.....	94
FIGURA 41 - Variação LCOE para todos os casos	95

LISTAS DE TABELAS

TABELA 1 - Custos e fator de capacidade de fontes renováveis de energia elétrica	18
TABELA 2 - Características das tecnologias CSP.....	29
TABELA 3 - Custos das tecnologias PTC e SPT por países.....	31
TABELA 4 - Comparação entre as tecnologias PTC e STP na Índia.....	36
TABELA 5 - Iniciativas ANEEL Chamada Pública Estratégica Nº 19/2015	37
TABELA 6 - Características de algumas plantas PTC no mundo.....	41,42
TABELA 7 - Propriedades térmicas das nanopartículas	62
TABELA 8 - Parâmetros de projeto usina PTC.....	71
TABELA 9 - Definição de diferentes casos para análise de CFD.....	75
TABELA 10 - Convergência de malha	77

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	12
1.1 <i>Objetivo principal.....</i>	16
1.1.1 <i>Objetivos específicos</i>	16
1.2 <i>Contextualização e importância da pesquisa</i>	17
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA - MARCO TEÓRICO	21
2.1 <i>Energia solar</i>	21
2.2 <i>Usinas heliotérmicas (CSP).....</i>	28
2.2.1 <i>Histórico do desenvolvimento da tecnologia de calha parabólica (PTC)</i>	40
2.3 <i>Planta usina PTC</i>	46
2.3.1 <i>Transferência de calor – escoamento interno</i>	53
2.3.2 <i>Armazenamento térmico</i>	57
2.3.3 <i>Fluido térmico de transferência de calor (HTF).....</i>	60
2.3.4 <i>Aletas internas.....</i>	63
2.4 <i>Dinâmica dos fluidos computacionais (CFD).....</i>	67
3 MATERIAIS E METODOLOGIA.....	70
3.1 <i>Concentrador solar de calha parabólica (PTC).....</i>	72
3.2 <i>Geometria e criação de malha computacional</i>	75
3.3 <i>Condições de contorno e validação do problema.....</i>	78
3.4 <i>Formulações Teóricas.....</i>	80
3.4.1 <i>Análise energética e exérgica do PTC</i>	81
3.4.2 <i>Nanofluido.....</i>	83
4 - RESULTADOS	84
4.1 <i>Eficiência.....</i>	88
5 CONCLUSÕES.....	96
REFERÊNCIAS.....	98

1 INTRODUÇÃO

O Brasil apresenta um grande potencial para a produção de energia por meio de fontes renováveis, devido à diversidade, extensão e abundância dos diferentes recursos naturais. Porém, a maior demanda e consumo de energia elétrica ainda provém de recursos hídricos que, mesmo sendo considerado renovável apresenta consequências negativas quanto o meio ambiente (CAUS; MICHELS, 2021).

A geração de energia por meio de fontes hidráulicas é fortemente influenciada devido ao fato de o Brasil ser considerado o terceiro país com maior potencial de energia hidrelétrica do mundo, ficando atrás apenas da China e do Canadá. E em termos de capacidade teórica, o potencial passa de 3000 TWh/ano, dos quais 800 TWh são economicamente viáveis, podendo-se ressaltar ainda que, a energia proveniente da fonte hidráulica pode não suprir toda a demanda, pois é fortemente dependente da quantidade de chuvas, existindo possibilidades de racionamento no caso de longos períodos de estiagem (VICHI; MANSOR, 2009).

Conforme Silva e do Carmo (2017), a energia solar pode ser considerada renovável, sustentável e inesgotável no ponto de vista humano, sendo empregada em várias áreas da tecnologia. Pode-se afirmar que a energia solar fotovoltaica não apresenta em seu funcionamento emissões indesejáveis e, além disso possui, outras vantagens como o longo tempo de vida dos seus equipamentos (cerca de 30 anos), a sua baixa manutenção e as suas modularidade e portabilidade.

Com o intuito de minimizar tais problemas e garantir a segurança e a qualidade do fornecimento de energia elétrica em todo o vasto território nacional, bem como promover a competitividade do mercado e preços mais baixos, é imprescindível diversificar as fontes de energia renovável (EPE, 2020).

Para suprir a demanda crescente por energia elétrica e reduzir a participação da energia hidrelétrica de 62% para 44% até 2029, o Brasil estabeleceu como meta investir em outras fontes de energia renovável, com destaque para a energia eólica, solar e biomassa proveniente da cana-de-açúcar (EPE,2020).

A fonte solar pode produzir energia elétrica de maneira direta por meio do efeito fotovoltaico em um painel solar (do inglês: *Solar Photovoltaics*, PV), ou de maneira indireta, utilizando a irradiação solar concentrada (do inglês: *Concentrating Solar Thermal Power*, CSP) para gerar calor e posteriormente, convertido em eletricidade em um segundo ciclo. A conversão de CSP em energia elétrica depende de quatro elementos

principais: concentrador (espelhos), receptor (tubo absorvedor), armazenamento (fluido de trabalho quente) / transporte (linhas de transmissão) e energia de conversão (irradiância solar direta) (VELARDE et al., 2023).

Os sistemas de geração elétrica a partir de energia solar concentrada podem ser divididos em duas categorias: médias temperaturas de 400-550 °C (coletor fresnel linear, sistema solar de calha parabólica) e altas temperaturas de 600-1000 °C (torre de energia solar, prato solar-Stirling) (BAHAROON et al., 2015). As plantas de energia CSP são projetadas para instalações de alta capacidade, enquanto os sistemas PV são recomendados para instalações de pequena escala em edifícios ou áreas rurais (PABON et al., 2020).

Uma desvantagem desses tipos de usinas solares térmicas é o desempenho relativamente baixo em comparação com outros sistemas de geração de energia elétrica, o que faz dessa tecnologia ainda pouco explorada comercialmente (AURYBI et al., 2018).

As usinas heliotérmicas são frequentemente combinadas com um ciclo de Rankine para produzir eletricidade em um segundo ciclo (ZHOU et al., 2021), sendo os campos solares considerados como caldeiras para a geração de vapor. Melhorar a eficiência dos componentes do campo solar pode aumentar o rendimento geral do sistema (WANG et al., 2019).

Pesquisas atuais têm se concentrado em métodos de otimização do campo solar para melhorar as características térmicas do fluido de trabalho ou a geometria do coletor solar (SALAZAR et al., 2017). Diferentes métodos têm sido propostos para melhorar a absorção da radiação solar. Duas das técnicas comuns são: uso de aletas internas no tubo absorvedor e nanofluidos como fluido de transferência térmica

Bellos, Daniil e Tzivanidis, (2018), propõe quinze cenários diferentes, incluindo tubo liso, inserção única, oito cenários com duas inserções de fluxo, três cenários com três inserções e dois cenários com quatro inserções, a fim de encontrar a configuração ideal do tubo. Os pesquisadores constataram que o aumento do número de inserções melhora o desempenho térmico do tubo absorvedor.

Além disso, a eficiência geral do tubo depende significativamente da localização das inserções. O cenário mais eficiente foi obtido com quatro inserções, resultando em um aumento de cerca de 0,656% na eficiência térmica, uma melhoria de 26,88% no coeficiente convectivo de transferência de calor (do inglês: *heat transfer coefficient*, HTC) e uma redução de aproximadamente 5,63% nas perdas térmicas.

Bellos, Tzivanidis e Tsimpoukis (2017) investigaram doze geometrias de aletas diferentes dentro do coletor solar do tipo calha parabólica. Foram propostas aletas internas com espessuras de 2, 4 e 6 mm, bem como comprimentos de 5, 10, 15 e 20 mm. Os resultados revelaram que o aumento da espessura e do comprimento das aletas contribuem para o aumento da eficiência térmica e da perda de pressão. O cenário ótimo proposto foi o uso de aletas com comprimento de 20 mm e espessura de 4 mm.

Uma outra modificação foi posicionar a aleta interna na parte inferior do tubo absorvedor, o que resultou em um aumento de cerca de 0,51% na eficiência térmica do coletor (BELLOS; TZIVANIDIS; TSIMPOUKIS, 2018).

Malekan et al. (2018) sugeriram o uso de inserções de aletas, do tipo longitudinal e cruz, para coletores solares. Eles investigaram os efeitos dessas inserções visando melhorar a eficiência do coletor. Utilizando ferrofluido e campo magnético, o cenário mais eficiente para melhorar a eficiência do coletor foi o cenário 8, que utilizava um inserto de fluxo longitudinal de 4 mm sob campo magnético externo de 250 G.

Muitos estudos têm se concentrado na seleção do fluido de trabalho para coletores solares do tipo calha parabólica (do inglês: *parabolic trough*, PT). Tradicionalmente, fluidos como Therminol 66, Therminol-vp1, Therminol 59, Dowtherm Q, Dowtherm PR e Syltherm 800 são amplamente utilizados como fluidos de trabalho. No entanto, pesquisas recentes têm explorado o uso de diferentes nanofluidos em substituição aos fluidos base nos coletores

Razmmand, Mehdipour e Mousavi, (2019) investigam um coletor solar do tipo calha parabólica que operava com diferentes nanofluidos, como nanopartículas de óxido de alumínio, níquel, prata, ouro e titânio dispersas em água. Os resultados mostraram que o uso de nanofluidos aumentou a eficiência térmica do coletor. Entre os nanofluidos testados, as combinações prata/água e alumínio/água apresentaram a eficiência máxima.

Em um estudo de pesquisa anterior, Bellos e Tzivanidis, (2018) investigaram o desempenho do fluido de trabalho em um coletor solar Fresnel linear, propondo o uso de um nanofluido (6% CuO/Syltherm 800) como fluido de trabalho para o coletor. Os resultados mostram que a eficiência térmica do receptor aumentou em 0,8% com o uso do nanofluido, embora o trabalho de bombeamento tenha aumentado em 50%. A avaliação de multicritérios, considerando eficiência térmica, exergética e geração de entropia, indicou que o uso do nanofluido em vez do fluido de base foi benéfico.

Na pesquisa realizada por Korres, Bellos e Tzivanidis (2019) foi avaliado o nanofluido de 5% CuO/Syltherm 800 em uma usina de calha parabólica (do inglês:

parabolic trough concentrator, PTC) sob condições de fluxo laminar. Seus resultados demonstraram um aumento de 16,16% e 17,41% no HTC médio e máximo, respectivamente, enquanto a potência de bombeamento aumentou em 16,09%. Além disso, a eficiência exérgica para o coletor utilizando o fluido de base e o nanofluido foi de 2,60% e 2,76%, respectivamente.

Em Bretado De Los Rios, Rivera-Solorio, García-Cuéllar (2018) foi avaliada a eficiência térmica de um PTSC utilizando um nanofluido de Al_2O_3 /água. Foram utilizadas nanopartículas de Al_2O_3 com frações de volume de 2% e 3% nos experimentos. O desempenho máximo do sistema, utilizando o fluido de base e o nanofluido de 3% Al_2O_3 /água, alcançou 40,8% e 52,4%, respectivamente.

Pesquisas recentes foram realizadas para selecionar o fluido de trabalho de PTCs, em Okonkwo et al. (2018) foi avaliada a eficiência térmica de um PTC utilizando nanofluidos verdes sintetizados à base de água como fluido de trabalho. Potenza et al. (2017) conduziram uma investigação experimental para avaliar um PTSC utilizando um nanofluido em fase gasosa.

Khosravi et al. (2019) propuseram o uso do nanofluido Fe_3O_4 /Therminol 66, submetido a um campo magnético (0-500 G ou 0,05 T), como fluido de transferência de calor em um PTSC. Verificou-se que o HTC local, a eficiência e a temperatura de saída do coletor aumentaram com o uso do nanofluido em comparação com o fluido de base. O nanofluido Fe_3O_4 /Therminol 66 sob campo magnético apresentou um melhor desempenho térmico para o coletor solar. Os autores também relataram que o aumento do campo magnético melhora os atributos térmicos do coletor.

De acordo com a literatura muitos projetos de pesquisa têm sido realizados para melhorar a eficiência dos PTCs. A otimização do fluido de trabalho tem sido investigada em diversos estudos, incluindo a utilização de nanofluidos e ferrofluidos com diferentes frações de volume e tamanhos de nanopartículas, bem como sob diferentes intensidades de campos magnéticos. Em todos os casos, observou-se um aumento na eficiência térmica dos PTCs. Além disso, outros trabalhos se concentraram na utilização de inserções de fluxo interna. De fato, ambas as práticas se mostraram promissoras para melhorar a eficiência térmica dos PTCs.

Baseado neste contexto, este trabalho se propôs a realizar uma análise numérica computacional para novos casos de tubos absorvedores de irradiação solar PTCs, operando com fluido óleo térmico Therminol-VP1 com diferentes geometrias de aletas internas e em alguns casos selecionados, a utilização de nanopartículas em suspensão de

óxido de magnésio (MgO) e sílica (SiO₂), ambas com fração de volume de 2%. Os critérios de avaliação considerados nesta pesquisa são: o número de Nusselt (N_u), coeficiente convectivo de transferência de calor (HTC), perda de pressão (ΔP), fator de atrito (f), trabalho de bombeamento (W_b), eficiência térmica (η_{th}), eficiência exérgica (η_{ex}) e o custo nivelado de energia (LCOE).

1.1 Objetivo principal

Determinar por meio de simulação numérica através do programa comercial *Ansys Fluent*, as configurações de aletas internas e uso de nanopartículas, buscando melhorar a absorção de radiação solar em um tubo receptor de um concentrador solar de calha parabólica.

1.1.1 Objetivos específicos

- Apresentar uma revisão sobre a utilização e desenvolvimento da tecnologia de coletor solar do tipo calha parabólica para produção de energia elétrica.
- Projetar e modelar uma usina PTC de 100 MW para a cidade de Itacarambi – MG.
- Investigar os parâmetros determinantes na eficiência do sistema, sendo eles, coeficiente convectivo de transferência de calor, velocidade do fluido, fator de atrito, número de Nusselt, queda de pressão, trabalho de bombeamento, eficiência térmica, geral e exérgica do coletor.
- Propor uma nova configuração de tubo absorvedor com uso de inserção de fluxo interno e nanofluido.
- Comparar o LCOE da tecnologia entre os casos.

1.2 Contextualização e importância da pesquisa

A produção de energia elétrica por meios convencionais, como as termoelétricas, possui elevado impacto ambiental devido à queima de combustíveis fósseis e à emissão de gases poluentes, como o dióxido de carbono (CO₂). Essa situação tem conduzido a discussões políticas sobre o aquecimento global e as mudanças climáticas em muitos países ao redor do mundo (MARTINS et al., 2021).

As consequências da crise ambiental incluem o aumento da temperatura média da Terra, eventos climáticos extremos, derretimento das calotas polares e geleiras, aumento do nível do mar, acidificação dos oceanos, perda de biodiversidade, impactos na agricultura e segurança alimentar, aumento de doenças e problemas de saúde (ALI, 2017). Com o intuito de lidar com esses problemas, o Acordo de Paris em 2015 estabeleceu metas para limitar as emissões de gases de efeito estufa e o aumento da temperatura média da Terra a 1,5°C (KHOSRAVI et al., 2020).

Concomitante a atual situação ambiental, tem-se a crise energética, devido ao aumento dos preços e crescente demanda por energia elétrica. É importante ressaltar que o consumo de energia no Brasil mais que dobrou, passando de 205 Terawatt-hora (TWh) em 1990 para 482 TWh em 2020. Ao mesmo tempo, a tarifa de energia elétrica residencial aumentou 100,6% entre 2013 e 2021, indo de 300 R\$/MWh para 602 R\$/MWh. Enquanto isso, a capacidade instalada vem crescendo, em média, 4% ao ano (ANEEL, 2021).

Historicamente o mundo vem passando por guerras que impactaram diretamente o setor energético. A chamada guerra de Yom Kippur, que ocorreu durante o feriado judaico de 6 de outubro de 1973, envolvendo Israelenses e Árabes no Oriente Médio, ficou conhecida como a guerra dos 6 dias e foi um marco histórico na crise energética global. O aumento no preço do barril de petróleo na década de 1970 e o subsequente aumento significativo nos preços desde 2004 desencadearam uma crise econômica mundial devido à dependência desse recurso (BENTLEY; BENTLEY, 2015).

Diversos conflitos, como a intervenção no Iraque em 2003, o conflito na Síria em 2011 e mais recente, a guerra na Ucrânia de 2022, tiveram impactos significativos no abastecimento global de energia. Especificamente, o conflito na Ucrânia resultou na interrupção do fornecimento de gás natural para a Europa por parte da Rússia, que era sua principal provedora (FERRIANI; GAZZANI, 2023).

Devido às crises energéticas e ambientais e suas eventuais consequências, muitos países ao redor do mundo, em especial da Europa, Oriente Médio, América do Norte,

China, Índia e África Austral, estão buscando diversificar suas fontes de energia. Eles estão investindo em novas tecnologias para melhorar a eficiência da geração de eletricidade, utilizando recursos renováveis como energia eólica, geotérmica, solar, das ondas e das marés, que são limpos e não causam problemas ambientais (KHOSRAVI; SYRI, 2020).

A demanda por energia e o esgotamento dos recursos naturais nos conduzirão a uma transição energética, abandonando o modelo baseado no uso de combustíveis fósseis em favor de um modelo que utilize fontes renováveis e não poluentes (KHOSRAVI et al., 2018).

De acordo com Werner e Lazaro (2023), a transição energética é uma mudança sociotécnica que envolve aspectos tecnológicos, sociais, políticos e econômicos. Em seu estudo, Werner e Lazaro (2023), analisam os aspectos políticos relacionados à adoção de outras fontes renováveis no país, destacando que o crescimento dessas fontes está limitado pela dominância da energia hidrelétrica. No entanto, defendem a necessidade de políticas que incentivem a diversificação das fontes de energia, de modo a beneficiar a população em geral.

A Tabela 1 mostra o custo total de instalação de fontes renováveis de energia, o fator de capacidade e o custo nivelado de energia (LCOE) de 2010 e 2021, permitindo uma comparação percentual entre os anos.

Tabela 1 – Custos e fator de capacidade de fontes renováveis de energia elétrica

	Total Custo Instalado			Fator de Capacidade			Custo Nivelado de Eletricidade		
	(2021 USD/kW)			(%)			(2021 USD/kWh)		
	2010	2021	%	2010	2021	%	2010	2021	%
Bioenergia	2714	2353	-13%	72	68	-6%	0,078	0,067	-14%
Geotérmica	2714	3991	47%	87	77	-11%	0,05	0,068	34%
Hidráulica	1315	2135	62%	44	45	2%	0,039	0,048	24%
Solar PV	4808	857	-82%	14	17	25%	0,417	0,048	-88%
CSP	9422	9091	-4%	30	80	167%	0,358	0,114	-68%
Eólica onshore	2042	1325	-35%	27	39	44%	0,102	0,033	-68%
Eólica offshore	4876	2858	-41%	38	39	3%	0,188	0,075	-60%

Fonte: IRENA (2022)

O Brasil é um país com grandes desigualdades sociais com características de consumo distintas em cada região, devido à sua grande extensão territorial e riqueza em recursos naturais. Em 2002, o governo brasileiro propôs na Cúpula Mundial sobre Desenvolvimento Sustentável de Joanesburgo uma iniciativa com o objetivo de estabelecer metas globais concretas e cronogramas para o aumento da participação de fontes renováveis na matriz energética (GOLDEMBERG; COELHO; REI, 2002).

O país está comprometido internacionalmente em limitar as emissões de gases de efeito estufa (GEE) e tem buscado ampliar a participação de energias renováveis por meio de políticas comerciais e compensatórias que apoiam o setor. Nesse contexto, o Brasil é um importador líquido de emissões virtuais de energia não renovável e um exportador líquido de emissões virtuais de energia renovável, contribuindo de forma positiva para a mitigação das mudanças climáticas (MONTROYA et al., 2021).

Em 2016, o governo brasileiro lançou a Contribuição Nacionalmente Determinada Pretendida (iNDC) do Brasil, estabelecendo uma série de metas para o futuro do setor energético. O objetivo é alcançar uma participação estimada de 45% de energias renováveis na matriz energética até 2030, incluindo a expansão do uso de fontes renováveis, além da hidrelétrica, para uma participação de 28% a 33% até 2030; aumentar o uso doméstico de fontes de energia não fósseis, elevando a parcela de energias renováveis (excluindo a hidrelétrica) no suprimento de energia elétrica para pelo menos 23% até 2030, incluindo o aumento da participação de energia eólica, biomassa e solar; e alcançar um aumento de 10% na eficiência do setor elétrico até 2030 (BRASIL, 2016).

Atualmente a potência total instalada de energia elétrica no país é de, aproximadamente, 188 mil MW (Mega Watts). A maioria dessa energia, cerca de 58%, é proveniente de fontes renováveis. A matriz elétrica brasileira é composta por 62% de energia hídrica, 9,5% de energia eólica, 8,5% de biomassa, 8,2% de gás natural, 1,3% de energia solar, além de outras fontes (ANEEL, 2022).

Apesar da produção de energia elétrica no Brasil ser predominantemente renovável, o país enfrenta desafios relacionados aos problemas hidrológicos observados nos últimos anos, como a escassez de água nos reservatórios, a seca causada pelas variações climáticas e os impactos ambientais e territoriais causados pelas usinas hidrelétricas. Além disso, há sobrecarga nas hidrelétricas durante o horário de pico de demanda (IPEA, 2020).

Baseado nesse contexto, existe uma necessidade de diversificação da matriz energética brasileira e este tema vem sendo muito abordado e pesquisado nos últimos

anos. Promovendo a busca por matrizes energéticas limpas como a energia solar, que apresenta vantagens, especialmente em relação às questões ao impacto ambiental em comparação com outras fontes de energia.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA - MARCO TEÓRICO

2.1 Energia solar

A capacidade global de geração de energia elétrica é de cerca de 8 mil GW (Giga Watts), com fontes renováveis representando, aproximadamente, 38% desse total (REN, 2021). Em 2021, a energia solar concentrada (CSP) contribuiu com cerca de 7 GW, enquanto a energia solar fotovoltaica (PV) alcançou cerca de 843 GW (IRENA, 2022).

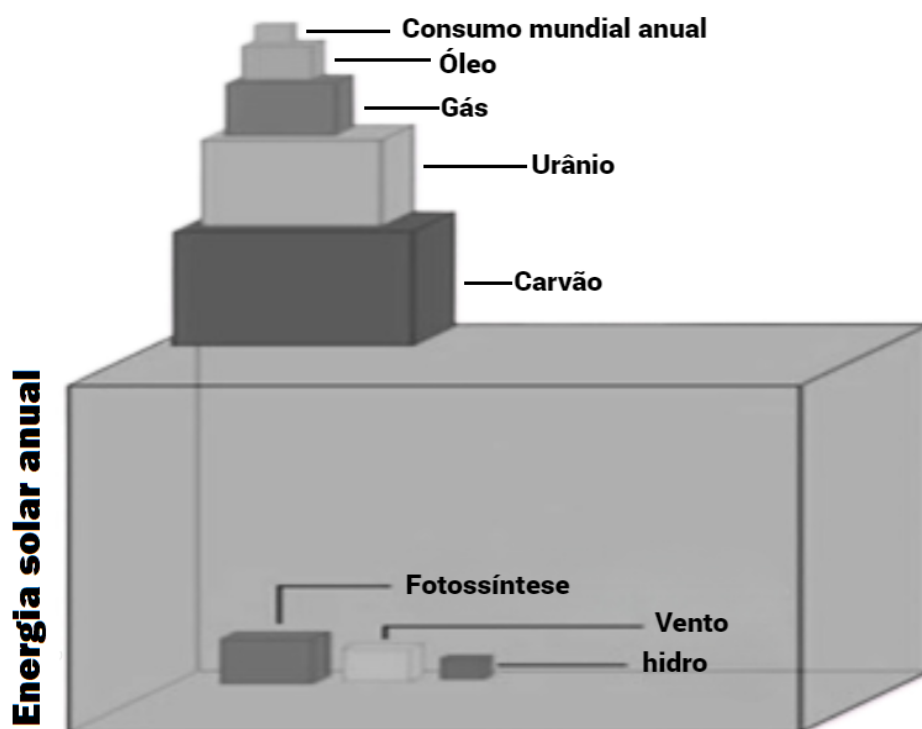
Nos últimos três anos, a energia solar foi a que apresentou o maior crescimento percentual no mundo, em grande parte devido ao significativo investimento chinês nesse mercado. A China alcançou a marca de 392 GW de capacidade de geração de energia solar fotovoltaica em 2023 (HELIOSCSP, 2021).

O Sol desempenha um papel fundamental como a principal fonte de energia na Terra, sendo indispensável para a existência da vida em nosso planeta. A maioria das fontes de energia disponíveis, com exceção da energia geotérmica, nuclear e das marés, derivam da energia solar. Em termos de composição, o Sol é predominantemente composto por hidrogênio (representando 74% de sua massa ou 92% de seu volume) e hélio (com 24% de sua massa ou 7% de seu volume), além de conter cerca de 2% de outros elementos (WOLFT, 1974).

A energia solar pode ser utilizada de quatro formas principais: através de efeitos meteorológicos ou geofísicos, como energia hidrelétrica, energia eólica ou gradientes térmicos oceânicos; por meio de efeitos biológicos que geram energia química armazenável; diretamente para aquecimento; e convertida em eletricidade. Em cada uma dessas categorias, existem inúmeros métodos de conversão e aplicação possíveis (WOLFT, 1974).

A energia solar é uma fonte limpa, gratuita e inesgotável, garantida pelos próximos 6000 milhões de anos. A quantidade de energia solar incidente sobre a superfície da Terra em apenas quinze dias equivale ao suprimento de combustíveis fósseis do mundo (ARCHER, 1974). Na Figura 1 é mostrada uma comparação entre a ordem de magnitude dos recursos energéticos disponíveis na Terra.

Figura 1 - Comparação entre os recursos energéticos disponíveis na Terra



Fonte: adaptado de Lomborg (2001).

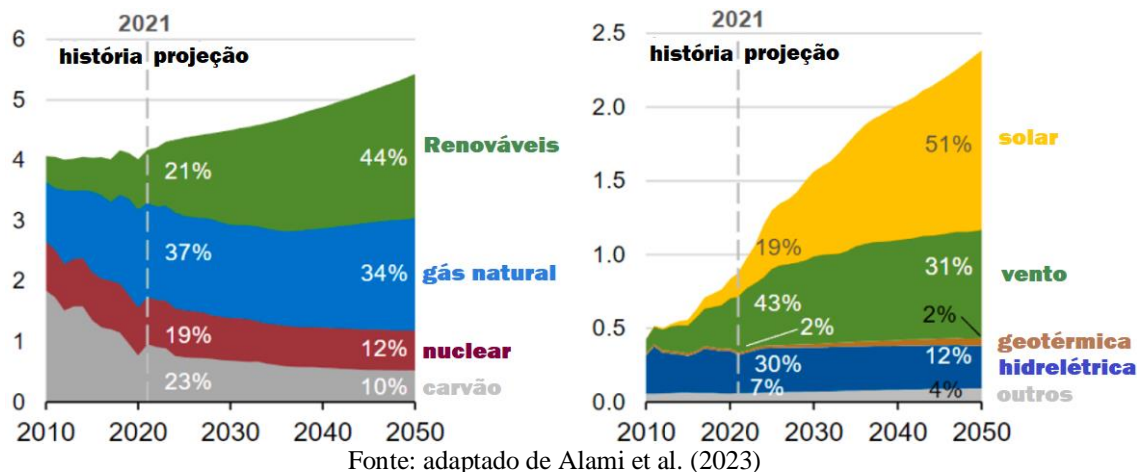
Comparando a energia renovável anual, incluindo solar, biomassa, eólica e hidrelétrica, com os recursos não renováveis totais, como petróleo, gás, urânio e carvão, é evidente que a radiação solar é a principal fonte de energia disponível. A quantidade estimada de energia da radiação solar que atinge a Terra em sua atmosfera anualmente é de 2.895.000 EJ (Exajoule), enquanto os recursos não renováveis totalizam 325.300 EJ. Outras formas de energia renovável, como hidrelétrica, eólica e biomassa, têm um conteúdo energético estimado de 1.960 EJ, o que representa uma fração muito pequena da radiação solar anual (LOMBORG, 2001).

A energia solar tem sua origem na fusão nuclear dos núcleos dos átomos de hidrogênio, sob altíssimas pressões e temperaturas. Essa energia se propaga pelo espaço na forma de radiação eletromagnética. Do total de energia solar que alcança a Terra, 7% é luz ultravioleta, 46% infravermelha e 47% luz visível. No entanto, uma grande porção dessa energia (cerca de 30%) é refletida de volta para a atmosfera. Apenas cerca de 1% da superfície terrestre, com a utilização de sistemas eficientes de conversão de energia solar, seria suficiente para suprir a demanda global por eletricidade (ARCHER, 1974).

Segundo Alami et al. (2023) a porcentagem de energias renováveis em geração de energia nos Estados Unidos está prevista para aumentar em 23% até o final de 2050, com

a energia solar representando 51% das renováveis. A Figura 2 mostra a projeção histórica e o percentual de fontes renováveis de energia nos Estados Unidos.

Figura 2 – Projeção da participação de fontes renováveis de energia elétrica nos EUA

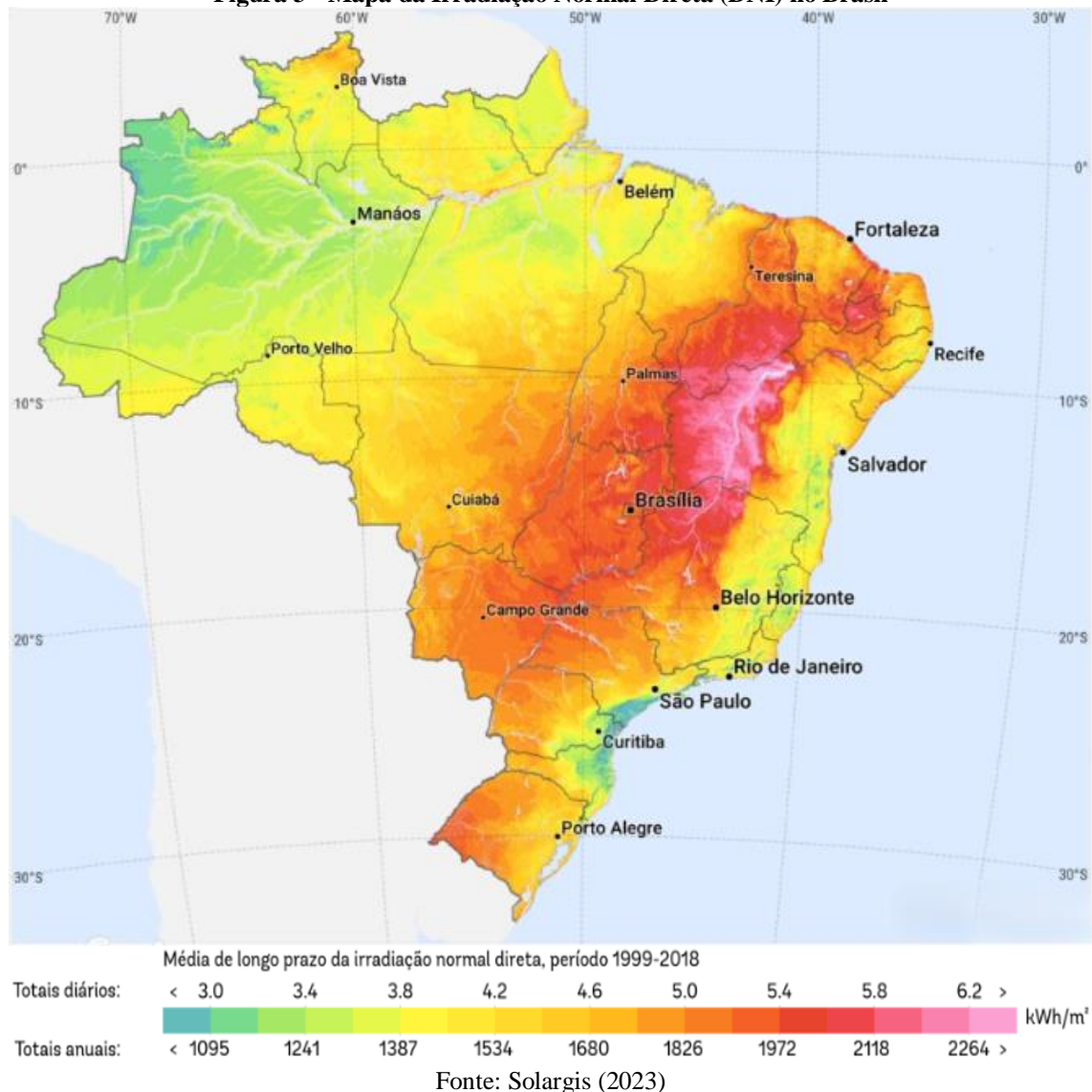


Segundo o relatório de Cordeiro (1997), a localização do Brasil próxima à linha do equador é uma vantagem óptica que contribui para a precisão dos mapas solares. As cidades de Januária e Itacarambi, no norte do estado de Minas Gerais, apresentam excelentes condições topográficas, infraestrutura de acesso à água para resfriamento e acesso rodoviário, baixas velocidades de vento e temperaturas moderadas, com pouca variação diária. Além disso, recebem uma radiação solar direta anual entre 1800 e 2300 kWh/m², o que possibilita facilmente a implantação de grandes usinas de energia solar.

O Brasil possui um imenso potencial solar a ser explorado. As regiões semiáridas do norte do estado da Bahia, próximas à divisa com o Piauí, apresentam os níveis mais altos de irradiação solar, com baixa precipitação (300 mm) e pouca cobertura de nuvens. Nessas áreas, os valores de irradiação podem chegar a mais de 6,5 kWh/m²/dia. Já na região nordeste do estado de Santa Catarina, os valores mínimos de irradiação ficam em torno de 4,25 kWh/m²/dia (MARTINS; PEREIRA; ABREU, 2007).

De acordo com o mapa da irradiação normal direta (DNI) no Brasil, ilustrado na Figura 3, observa-se que a região com a maior concentração de DNI é representada por uma faixa mais clara. Essa faixa tem início no norte do estado de Minas Gerais, atravessa a Bahia e termina próxima à divisa com Piauí e Pernambuco. O potencial de radiação mais promissor é observado sobre a bacia hidrográfica do rio São Francisco, com maior concentração no município de Sobradinho, localizado no estado da Bahia (SOLARGIS, 2023).

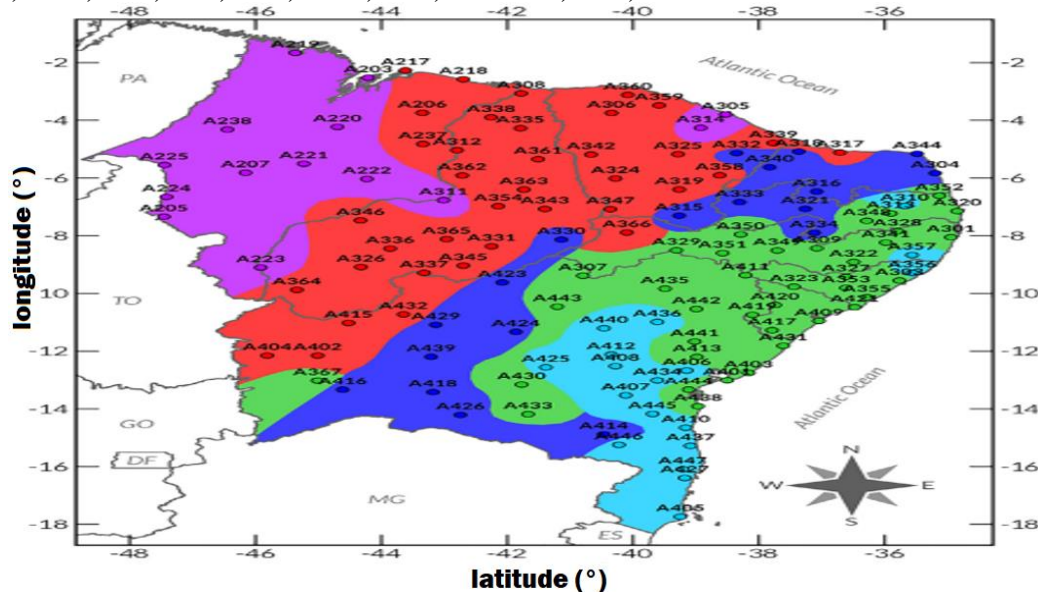
Figura 3 - Mapa da Irradiação Normal Direta (DNI) no Brasil



Na pesquisa de Lima et al. (2019) foi conduzida uma análise estatística dos dados de radiação solar de superfície coletados em 129 estações meteorológicas automatizadas operando na Região Nordeste do Brasil (NEB) de 2005 a 2015, utilizando as informações fornecidas pelo INMET (Instituto Nacional de Meteorologia). Os dados passaram por um procedimento de controle de qualidade de acordo com os critérios estabelecidos pela Organização Meteorológica Mundial. Os resultados revelaram uma notável variabilidade na radiação solar incidente, tanto em termos de sazonalidade quanto de escalas anuais.

Por meio da análise de *clusters*, foram identificados cinco padrões regionais distintos, cada um com características temporais interessantes, representando diferentes regimes complementares de irradiação solar, conforme evidenciado na Figura 4.

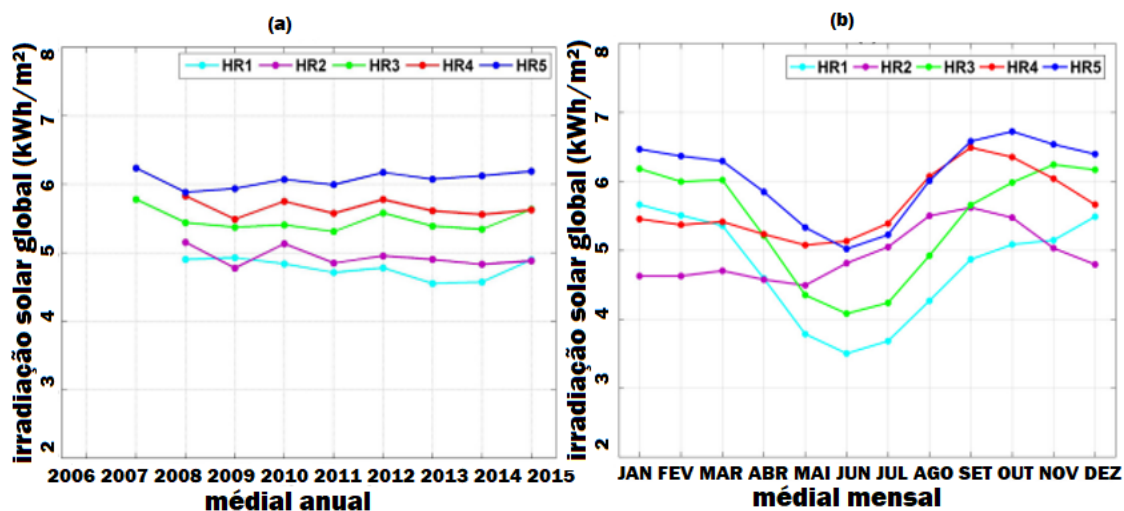
Figura 4 - Cinco áreas agrupadas (HR) relativas à irradiação solar no Nordeste brasileiro. HR1, ciano; HR2, roxo; HR3, verde; HR4, Vermelho; HR5, azul.



Fonte: Lima et al. (2019)

As médias anuais e mensais de irradiação solar nas cinco áreas agrupadas na Região Nordeste do Brasil são mostradas na Figura 5a e 5b.

Figura 5 - Irradiação Solar no Nordeste brasileiro



Fonte: Adaptado de Lima et al. (2019)

Durante o verão, a região Sul do país tem uma média de irradiação solar maior do que a região Norte, devido à climatologia da região amazônica, que apresenta grande precipitação e cobertura de nuvens. Já as regiões Norte e Central do Brasil recebem a maior irradiação solar durante a estação seca, de julho a setembro, quando a precipitação é baixa e o céu está limpo ou sem nuvens (MARTINS; PEREIRA; ABREU, 2007).

Apesar das vantagens naturais, os recursos solares são pouco aproveitados no Brasil. A maioria das regiões brasileiras apresenta uma soma anual de DNI (Irradiação Solar Direta) entre 1500-2500 kWh/m², o que é maior do que em qualquer país europeu, como Alemanha (900-1250 kWh/m²), França (900-1650 kWh/m²) e Espanha (1200-1850 kWh/m²), onde os projetos de aproveitamento da energia solar são amplamente incentivados, contando com grande incentivo governamental (MARTINS et al., 2008).

Em vários países, incluindo os Estados Unidos, Reino Unido, Alemanha e Brasil, a adoção de fontes de energia renovável para a geração de eletricidade tem sido impulsionada por iniciativas governamentais. Diferentes abordagens têm sido utilizadas, como subsídios e leilões de energia, para aumentar a participação das fontes renováveis na matriz energética. Embora essas fontes geralmente tenham um custo mais elevado, os benefícios em termos de criação de empregos, avanço tecnológico e redução de impactos ambientais compensam esses investimentos. No caso do Brasil, a introdução do programa PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas) foi um passo importante, mas ainda há desafios a serem enfrentados, como a redução dos incentivos à geração alternativa e o desenvolvimento de uma indústria nacional mais robusta (NAKAO CAVALIERO; DA SILVA, 2005).

Para viabilizar a industrialização das tecnologias de energia renovável, é importante incentivar o desenvolvimento de uma indústria nacional nesse setor. Isso pode ser feito através da imposição de requisitos mínimos de conteúdo local e da criação de mecanismos financeiros e fiscais favoráveis. À medida que essas tecnologias se tornam mais competitivas, os incentivos devem ser gradualmente reduzidos. Além disso, a criação de certificados verdes e uma mudança na mentalidade por parte das empresas em relação à questão ambiental são fundamentais para estimular investimentos nessas fontes de energia (NAKAO CAVALIERO; DA SILVA, 2005).

As licitações estão se tornando cada vez mais populares como um meio de atrair e adquirir capacidade de geração de energia renovável, especialmente de fontes como energia eólica e solar. No entanto, é importante realizar uma análise atualizada das experiências nessa área, uma vez que muitos países só começaram a lançar licitações nos últimos anos. Um estudo realizado por Bayer, Schäuble e Ferrari (2018) oferece uma comparação atualizada dos resultados das licitações para energia eólica e solar em diferentes países, incluindo Brasil, França, Itália e África do Sul.

Nesses países, com exceção do Brasil, os preços das licitações diminuíram continuamente ao longo do tempo. As reduções variaram de 33% na Itália, no caso da

energia eólica, a 76% na África do Sul, no caso da energia solar. No entanto, é importante observar que os preços das licitações são fortemente influenciados por fatores externos, como taxas de juros, e sua evolução e nível não são indicadores adequados para determinar se as propostas resultam em custos mínimos de suporte.

Os autores do estudo concluem que a maioria dos projetos não é concluída dentro do prazo estipulado. Além disso, os cancelamentos de projetos têm razões individuais e não há uma conexão sistemática com o instrumento de licitação utilizado.

O Brasil se destaca positivamente no aspecto de divulgação mais abrangente de informações e banco de dados detalhado sobre os projetos de energia renovável. Essa abordagem pode servir como exemplo útil para outros países que buscam manter uma diversidade de atores no setor. As políticas públicas propostas por Da Ponte, Calili e Souza (2021) têm como objetivo aumentar o uso de fontes renováveis no Brasil, superando desafios como subsídios, tarifas de energia e regras tributárias. O modelo de decisão multicritério utilizado identificou usinas híbridas, simplificação do licenciamento ambiental e planejamento energético obrigatório como as políticas mais eficazes. Outras propostas incluem a fixação de uma alíquota única de impostos, transferência do risco do preço do diesel para os geradores e estabelecimento de um teto para subsídios.

Lazaro et al. (2023) ressaltam a importância das finanças verdes, direcionando recursos financeiros para projetos sustentáveis, e destacam a necessidade de requisitos claros e padrões transparentes. Equilibrar a sustentabilidade ambiental com a responsabilidade social é fundamental. Para o Brasil, é crucial promover políticas e desenhos de mercado consistentes, considerando os desafios específicos do país, como a necessidade de legislação adequada para acompanhar o desenvolvimento energético. É essencial direcionar o financiamento verde para projetos de biocombustíveis e outras iniciativas ambientais, adotando critérios definidos e garantindo um monitoramento eficaz para alcançar resultados sustentáveis em termos ambientais e sociais.

É evidente, portanto, que a inserção das fontes renováveis solares no Brasil demanda a implementação de um conjunto abrangente de políticas e ações para superar os desafios existentes. Dentre os aspectos cruciais para impulsionar o desenvolvimento sustentável, destaca-se a necessidade de envolver diversos atores do setor energético, garantindo transparência na divulgação de informações e promovendo o apoio às finanças verdes.

O Brasil com sua abordagem de divulgação de informações e banco de dados detalhado sobre os projetos, pode servir como um exemplo positivo nesse sentido. No

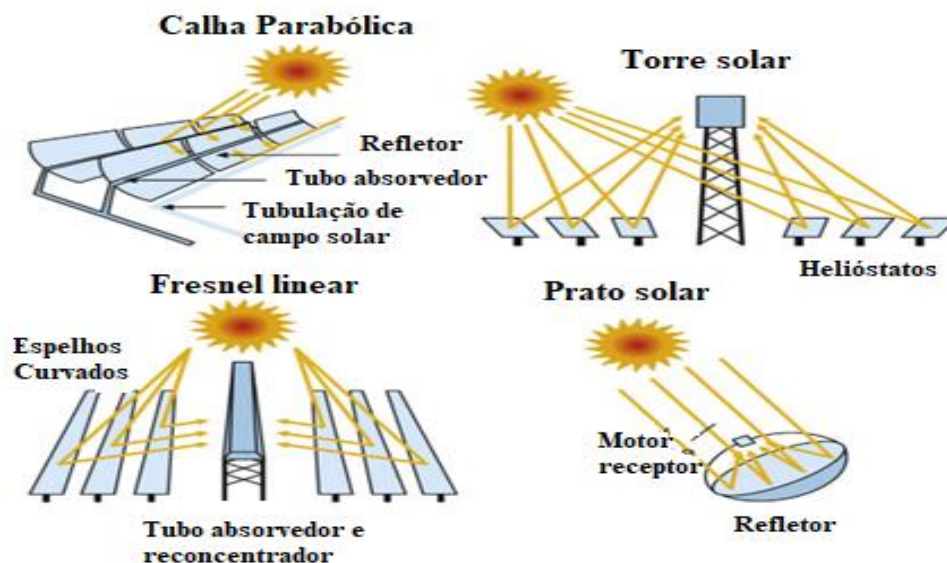
entanto, é fundamental assegurar a consistência das políticas e o equilíbrio entre a sustentabilidade ambiental e a responsabilidade social, direcionando de forma eficaz os recursos financeiros para projetos de energia renovável e estabelecendo um monitoramento adequado para alcançar resultados sustentáveis tanto em termos ambientais quanto sociais. Através dessas medidas, o país estará mais apto a promover uma transição energética efetiva e contribuir para a construção de um futuro mais sustentável.

2.2 Usinas heliotérmicas (CSP)

As usinas heliotérmicas ou solar térmica (CSP) são usinas para geração de energia elétrica utilizando a fonte de energia solar concentrada em linha focal ou em ponto focal. Diversos autores como, Schwer e Riddel (2004), Lundy (2003) e Tyner et al. (2001), apontaram que são as principais escolhas para atender à crescente demanda futura por eletricidade.

Diversos projetos com tecnologia CSP foram implementados em diferentes partes do mundo. De acordo com dados da SolarPACES (*Solar Power and Chemical Energy Systems*), atualmente existem mais de 143 projetos, dos quais, 114 estão operacionais, enquanto 20 estão inativos ou desativados. Outros 9 projetos estão em fase de construção e têm previsão para iniciar suas operações em 2022 e 2023. A Figura 6 ilustra o esquema de operação dos quatro sistemas mais desenvolvidos comercialmente para produção de eletricidade.

Figura 6 – Tecnologias CSP mais desenvolvidas comercialmente



Fonte: Adaptado de Fugiang et al. (2022)

Em operação de usinas CSP, destacam-se os países Espanha, Estados Unidos e China. A Espanha possui a maior capacidade instalada, com mais de 2,3 GW e um total de 51 projetos construídos em todo o país, todos em pleno funcionamento. O início do desenvolvimento de projetos CSP foi nos Estados Unidos, onde já foram implementados mais de 26 projetos, embora apenas 1,5 GW de capacidade esteja atualmente operacional. A China possui uma capacidade instalada de 596 MW e vários projetos ainda estão em fase de construção (ALAMI et al., 2023).

A Tabela 2 fornece alguns detalhes quantitativos das tecnologias desenvolvidas. Das quatro principais tecnologias de geração de energia solar concentrada (CSP), calha parabólica e torre solar são as mais comumente utilizadas em plantas em operação.

Tabela 2 – Características das tecnologias CSP

Tecnologias CSP	Capacidade Típica (MW)	Temperatura Operacional (°C)	Pico de Eficiência (%)	Eficiência Anual (%)	Taxa de Concentração
Calha Parabólica (PTC)	100-300	250-550	20-25	14-22	30-80
Linear Fresnel (LFR)	10-200	150-550	18-20	13-18	30-80
Prato Solar (SPD)	0,01-0,025	600-1500	28-32	18-25	1000-3000
Torre Solar (SPT)	10-200	500-1200	22-24	15-23	200-1000

Fonte: Adaptado de Alam et al. (2023)

Para estudar o desempenho desses sistemas de energia, Siala (1995) recorre a simulação computacional e propõem uma metodologia de design que utiliza modelos estocásticos da radiação solar. Esses modelos consideram a radiação solar como uma variável aleatória devido às variações imprevisíveis dos constituintes atmosféricos. Essa abordagem permite levar em conta o caráter estatístico da radiação solar e obter informações sobre a eficiência e a estabilidade dos sistemas de energia solar.

A interação entre a radiação solar e a matéria na atmosfera resulta na criação de radiação solar direta e difusa. A modelagem estocástica da radiação solar é fundamental para o projeto e a análise de sistemas de energia solar, essa abordagem fornece uma compreensão mais precisa do comportamento e do desempenho desses sistemas (GUO; NOJAVAN, 2022)

Os principais requisitos avaliados para implementação da tecnologia CSP são alta irradiação solar direta, disponibilidade de recursos hídricos e proximidade com a rede elétrica. A localização é um fator crucial para a instalação de usinas CSP, são geralmente projetadas para regiões onde o DNI (Irradiação Direta Normal) é acima de 1900 kWh/m²/ano (PALACIOS et al., 2020).

Comumente essas tecnologias CSP utilizam sistemas de armazenamento térmico de baixo custo e longa duração, o que proporciona maior flexibilidade no despacho e capacidade de direcionar a produção em períodos de alto custo do mercado de eletricidade. Outros parâmetros meteorológicos importantes incluem temperatura atmosférica, velocidade e pressão do vento, umidade e cobertura de nuvens (BELGASIM et al., 2018).

A capacidade cumulativa instalada de CSP no mundo vem aumentando durante os anos chegando a ter cerca de 6507 MW em 2020. De acordo com dados de IRENA (2021), no período de 2010 a 2021 o preço médio da energia solar concentrada apresentou uma redução significativa, passando de USD 0,358 por quilowatt-hora (kWh) para USD 0,114 por kWh.

Os custos para implementação das tecnologias CSPs é avaliado por IRENA (2021) sendo: PTC variando de 4500 a 5800 dólares por quilowatt (kW); SPD variando de 4800 a 6300 dólares por kW e SPT variando de 3300 a 10.000 dólares por kW. Uma estimativa LCOE para as tecnologias PTC e SPT por países é apresentada na Tabela 3.

Tabela 3 – Custos das tecnologias PTC e SPT por países

Países	Calha parabólica (2021 USD/kWh)	Torre Solar (2021 USD/kWh)
Argentina	0,026	0,024
Austrália	0,028	0,027
Brasil	0,021	0,021
China	0,022	0,019
França	0,033	0,028
Índia	0,016	0,016
Itália	0,026	0,024
México	0,017	0,016
Marrocos	0,013	0,012
Rússia	0,025	0,023
Arábia Saudita	0,012	0,011
África do Sul	0,013	0,012
Espanha	0,025	0,023
Túrcia	0,019	0,017
Emirados Árabes Unidos	0,019	0,021
Estados Unidos	0,025	0,022

Fonte: IRENA (2021)

A tecnologia de calha parabólica (PT) detém a maior participação de mercado entre as usinas CSP comercialmente instaladas, tanto em quantidade de plantas quanto em capacidade instalada. Em 2021, aproximadamente 70% da capacidade CSP em construção era baseada na tecnologia de calha parabólica, enquanto o restante consistia em sistemas de torre solar (ST). Essas instalações em construção aumentariam a capacidade em 8,8 gigawatts-hora (GWh) (REN, 2021).

As usinas CSP são a tecnologia solar mais desenvolvida para exploração comercial com base na sua maior eficiência de armazenamento térmico quando comparada com a energia solar fotovoltaica que faz uso de armazenamento elétrico (baterias). Até 2015 o armazenamento térmico era considerado uma prática antieconômica e pouco utilizada, porém, atualmente, é uma maneira econômica de aumentar os fatores de capacidade. Enquanto também, contribui para um menor LCOE e favorece a maior agilidade no despacho de energia ao longo do dia. O sistema de coletor solar de calha parabólica é considerado a tecnologia mais madura e promissora para converter a irradiância solar concentrada em energia térmica (ZUBAIR et al., 2021).

O mercado de energia solar concentrada (CSP) está consolidado. Alguns dos principais players deste mercado incluem Abengoa SA, Acciona SA, ACWA Power, Brightsource Energy Inc. e Engie SA (SANTAMARTA, 2021).

As tecnologias CSP avançadas visam melhorar a eficiência no aproveitamento da fonte solar tanto para geração de eletricidade quanto para aquecimento de processos

domésticos e industriais. A produção de energia elétrica a partir do recurso solar enfrenta desafios significativos devido à intermitência solar, a sazonalidade anual causada pela inclinação terrestre e as condições climáticas variáveis. Essas flutuações podem impactar a disponibilidade e a estabilidade do suprimento de energia solar (BAHAROON et al., 2015).

Outra dificuldade associada à CSP é a necessidade de armazenamento da energia fornecida durante o dia para uso durante períodos de baixa ou nenhuma geração solar. O armazenamento eficiente de energia é uma tarefa complexa, mas essencial para maximizar a utilização da energia solar. A pesquisa e o desenvolvimento de tecnologias de armazenamento avançadas são fundamentais para superar essa limitação e aumentar a viabilidade e a eficiência dos sistemas (CARRILLO CABALLERO et al., 2022).

O relatório recentemente divulgado por Mordor Intelligence Research & Advisory (2021), revelou que o mercado global de CSP está experimentando uma taxa de crescimento anual composto de mais de 7,5% para o período de 2022 a 2027. No entanto, a pandemia do COVID-19 causou interrupções significativas nesse mercado, resultando em bloqueios que dificultaram o fornecimento de equipamentos para projetos em andamento. Além disso, a diminuição na demanda por energia elétrica durante a pandemia teve um impacto adicional nas operações das instalações existentes. Por outro lado, há perspectivas positivas para o mercado no futuro próximo, impulsionadas pelo declínio nos custos dos componentes CSP e pelo aumento da adoção de fontes de energia renovável como medida para limitar as emissões de gases de efeito estufa.

No ano de 2021 houve uma queda na capacidade instalada devido à desativação de instalações antigas de Sistemas Geradores de Energia Solar (SEGS) na Califórnia, totalizando cerca de 274 MW. Entre as instalações desativadas estava a primeira usina CSP comercial em escala de utilidade, a SEGS I, concluída em 1984, com capacidade de 14 MW. Por outro lado, muitos outros países estão investindo em tecnologias CSP, com mais de 1 GW de potência em construção em 2021 (REN, 2021).

A inauguração da usina de Cerro Dominador no Chile em 2021 com tecnologia de torre solar, marcou a primeira instalação comercial com planta CSP na América Latina. A usina possui 110 MW de potência e 17,5 horas de armazenamento térmico de energia, totalizando 1.925 MWh. Essa capacidade de armazenamento térmico prolongado contribuiu para um aumento de aproximadamente 80% no fator de capacidade das usinas CSP em 2021.

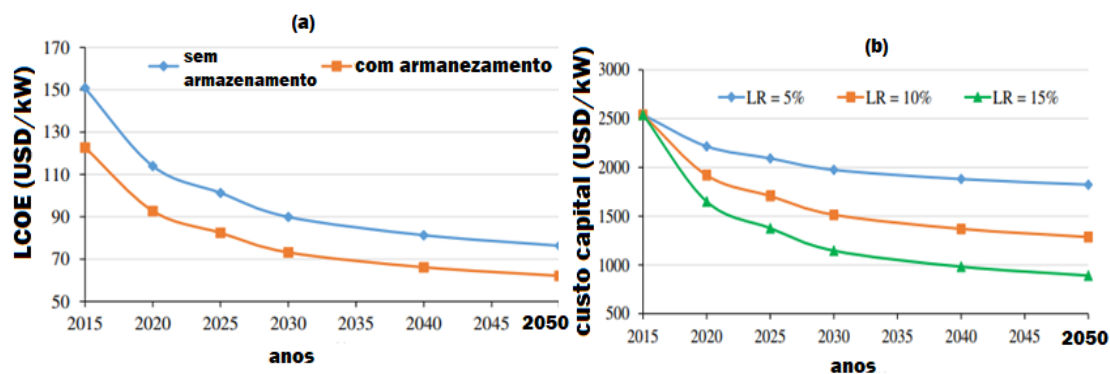
Para avaliar os impactos de Cerro Dominador, Mena et al. (2019) analisam vários cenários de custos de capital futuros e níveis de imposto de carbono para dois mercados dominantes. Os resultados mostram que para baixos custos de capital, ou altas taxas de carbono, a integração da usina no sistema é significativo para o ano de 2037, atingindo potencialmente cerca de um terço do total de despacho de energia no sistema elétrico chileno, gerando importantes benefícios operacionais, econômicos e ambientais.

A Arábia Saudita lançou planos ambiciosos para integrar fontes renováveis de energia a sua rede elétrica, incluindo 25 GW de energia solar térmica concentrada (KASSEM; AL-HADDAD; KOMLJENOVIC, 2017). Tanto no Oriente Médio, quanto na África, estão surgindo novas oportunidades de mercado para a tecnologia CSP devido aos investimentos planejados no setor. Esses investimentos são focados na mobilização de financiamento concessional e doações para impulsionar a adoção de CSP, aproveitando os recursos solares abundantes das regiões.

O potencial de redução significativa dos custos das plantas CSP na Índia é apresentado por Sharma et al. (2018), os resultados indicam que o custo médio nivelado de eletricidade (do inglês: *levelized cost electricity*, LCOE) poderia ser reduzido de 151/MWh em 2018 para 76/MWh em dólares, até o final de 2050. A utilização de armazenamento térmico (do inglês: *thermal energy storage*, TES) de 6 horas resultou em uma redução de 18% em comparação com plantas sem armazenamento.

Sharma et al. (2018) também comparam as usinas CSP em operação e em construção na Índia, EUA e Espanha e destacam a significativa variação no custo de capital entre elas. Essa variação pode ser atribuída a três fatores principais: tempo de ciclo de preparação do projeto mais longo com custos mais altos na obtenção de autorizações, maior custo de mão de obra e regulamentos e requisitos ambientais relativamente mais rigorosos. A Figura 7 (a) apresenta uma estimativa do LCOE da tecnologia CSP na Índia para plantas com e sem TES, enquanto a Figura 7 (b) mostra o custo de capital para diferentes curvas de aprendizagem.

Figura 7 - Estimativa do LCOE da tecnologia CSP na Índia para plantas com e sem TES



Fonte: Adaptado de Sharma et al. (2018)

A Europa domina o mercado CSP, com a Espanha sendo líder global em capacidade cumulativa CSP em operação. No entanto, sua participação global diminuiu devido à falta de novas adições de capacidade nos últimos oito anos. O governo espanhol estabeleceu a meta de incorporar 5 GW de nova capacidade CSP até 2027. Usaola (2012) justifica a ineficiência de novas inserções de sistemas CSP na Espanha a partir de estimativas dos custos e benefícios da participação nas regras do mercado elétrico espanhol, como exemplo da necessidade de regulamentação e mudanças para explorar as possibilidades desta nova tecnologia.

Martín et al. (2015) discutem o desenvolvimento da CSP na Espanha entre 1998 e 2013, destacando um comportamento semelhante a bolhas devido a deficiências nos quadros de controle. A proliferação desordenada da CSP, impulsionada por mecanismos de controle ineficientes, resultou em altos custos para o sistema elétrico. Medidas retroativas foram aplicadas para mitigar esse impacto, prejudicando os investidores. A implementação atrasada das instalações e a falta de ajuste adequado do valor de mercado contribuíram para o problema. Somente em 2013 houve uma mudança completa na filosofia de controle, mas o caminho insustentável da CSP comprometeu a segurança jurídica e gerou desconfiança entre os investidores.

A China se tornou o maior mercado do mundo em adições de capacidade solar térmica em 2021, com planos anunciados para concluir 11 novas plantas com armazenamento de energia térmica até 2024. Ao final de 2021, a potência instalada no país de usinas de energia solar concentrada foi de 570 MW, e uma nova capacidade de 250 MW CSP estava em construção, incluindo uma usina SPT com potência de 50 MW e TES de 9 horas (300 MWh) (ELFEKY; WANG, 2023).

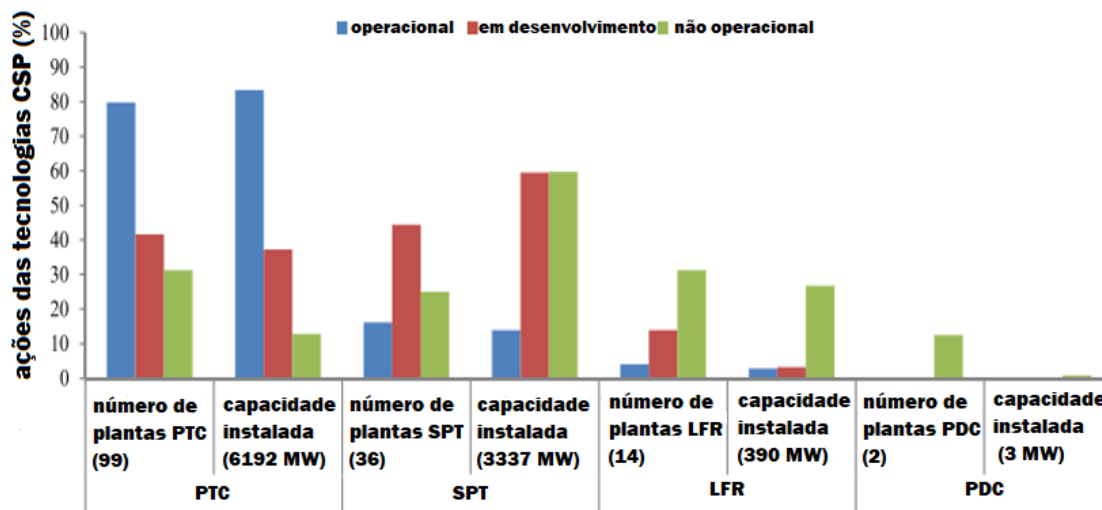
O componente mais dispendioso de uma planta de CSP é o seu campo solar. Em 2010, o campo solar de uma central PTC tinha um custo aproximado de USD 4.209/kW,

o que correspondia a 44% do custo total. Entretanto, até 2020, esse valor diminuiu consideravelmente em 68%, chegando a US\$ 1.345/kW, o que representava 30% do custo total. A considerável redução nos custos do campo solar teve um impacto significativo no perfil de custos da planta, fazendo com que outros componentes de menor custo, que tiveram reduções menos acentuadas, passassem a ter uma participação maior no custo final (REN, 2021).

De acordo com Achkari e El Fadar (2020), existem atualmente 87 usinas PTC em operação, com uma potência total de 4947 MW, das quais 79 foram iniciadas nos últimos 10 anos. A Espanha é o país líder mundial em capacidade total instalada de CSP baseado em PTC, com cerca de 2225 MW, seguida pelos Estados Unidos com 1361 MW, dos quais 48 MW não estão operacionais. A primeira planta PTC na Espanha, chamada Andasol-1, com uma potência de 50 MW, iniciou sua produção em 2008.

Um resumo das plantas CSP em operação, construção e desenvolvimento no mundo é mostrado na Figura 8, dividido pela potência total instalada e o número de plantas.

Figura 8 - Ações de tecnologias CSP e seu status em todo o mundo



Fonte: Achkari e El Fadar (2020)

Em sua pesquisa Achkari e El Fadar (2020) mostram que tanto o fator de capacidade quanto o LCOE são afetados significativamente pelo nível de TES, o LCOE diminui pela integração de sistemas TES em plantas CSP, especialmente para a tecnologia de torre solar. Por outro lado, o fator de capacidade aumenta como resultado da maior produção de energia. Estimou-se o LCOE para as tecnologias de calha parabólica e torre solar conforme mostrado na Tabela 4.

Tabela 4 – Comparação entre as tecnologias PTC e SPT na Índia

Capacidade diária de TES (hr)	Custo Capital (USD/kW)	O&M custo (USD/kWh)	Capacidade Total (MW)	Geração anual de eletricidade CSP (GWh)	Geração anual de eletricidade TES (GWh)	LCOE (USD/kWh)
Calha Parabólica						
0	3900-4100	0,025	2538,05	7411,11	0	0,132-0,137
6	6300-8300	0,025	280	817,6	613,2	0,124-0,155
Torre Solar						
0	4000	0,035	429,42	1253,91	0	0,145
6 - 7,5	5700-6400	0,035	50	146	127,75	0,118-0,129
12 - 15	8100-9000	0,035	29,9	87,31	163,7	0,112-0,121

Fonte: Adaptado de Achkari e El Fadar (2020)

No Brasil o potencial da tecnologia CSP foi avaliado por Burgi (2013) utilizando sistemas de informação geográfica e simulações virtuais. O estudo identificou um potencial técnico de capacidade instalada para diferentes tecnologias CSP: 346 GW para tecnologia de cilindro parabólico sem armazenamento térmico, 166 GW para tecnologia de cilindro parabólico com armazenamento térmico e 85 GW para tecnologia de torre solar com armazenamento térmico. Esses resultados destacam o enorme potencial do país nesse setor.

No caso específico da região oeste do Nordeste brasileiro, particularmente nos estados do Maranhão e Piauí, destaca-se o imenso potencial técnico para a instalação de usinas de torres solares. Essa região apresenta alta irradiação solar, com mais de 1,8 MW h/m² anualmente, topografia com poucas variações, baixas velocidades do vento e disponibilidade de conexão ao sistema interligado de distribuição de eletricidade (MARTINS; ABREU; PEREIRA, 2012) .

Visando o desenvolvimento da tecnologia CSP nacional, a ANEEL promoveu a Chamada Pública Estratégica Nº 19/2015 em 2015, intitulada "Desenvolvimento de Tecnologia Nacional de Geração Heliotérmica de Energia Elétrica", para P&D. Diversas empresas demonstraram interesse inicial em financiar e executar o projeto, mas apenas 5 avançaram.

Em março de 2022 a Companhia Energética de São Paulo (CESP) inaugurou o primeiro projeto piloto de planta CSP do Brasil, em parceria com as empresas Lactec, RTB Holding Energia, Eudora Energia, MFAP e MRTS. Localizada no complexo de Porto Primavera, na cidade de Rosana-SP, a planta CSP utiliza a tecnologia de calha parabólica, possui uma potência de 0,5 MW e um sistema de armazenamento de energia térmica (TES) com duração de 1 hora. O projeto teve um custo total de R\$ 50 milhões e uma duração de 48 meses (SANT'ANNA, 2022).

A empresa Eletrosul também realizou sua própria chamada pública, na qual as empresas Eudora Energia e Facto Energy propuseram o desenvolvimento e implantação de uma planta termossolar com potência de 0,25 MW, utilizando a tecnologia PTC. O objetivo da implementação das usinas piloto com cilindros parabólicos é avaliar a possibilidade de nacionalização de seus componentes, desenvolver sistemas de monitoramento e metodologias de desempenho, estudar sua integração com outras fontes de energia e identificar os melhores locais para sua aplicação em diferentes regiões do Brasil. Além disso, busca-se desenvolver um *roadmap* para aplicações em larga escala, incluindo arranjos comerciais e modelos econômicos para suporte às estratégias de comercialização (RIBEIRO; SILVA, 2014).

A Eletrobras Furnas, em parceria com a empresa Eudora Energia, realizou um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da ANEEL para a criação do primeiro coletor termossolar do tipo calha cilindro parabólica com tecnologia nacional. Iniciado em julho de 2020, o primeiro protótipo do concentrador possui 6,70 m de altura e 13 m de comprimento, sendo composto por um espelho cilindro-parabólico, um tubo absorvedor e um sistema de rastreamento solar (*tracker*), com estrutura de sustentação e movimentação (PONTUAL, 2022). Um resumo das principais iniciativas referentes a chama Pública Estratégica ANEEL de 2015 são mostrados na Tabela 5.

Tabela 5 – Iniciativas ANEEL Chamada Pública Estratégica N° 19/2015

Proponentes	Localização	Tecnologia	Capacidade
CESP	Porto Primavera-SP	Calha parabólica com campo solar em espelhos de alumínio. Armazenamento de 1 hora	4,1 MW térmico e 500 kW elétrico
CHESF	Petrolina-PE	Torre Solar	250 kW elétrico
ELETROSUL	Roque Gonçalves – RS	Calha parabólica com campo solar em espelhos de vidro curvo. Armazenamento de 1 hora	1,0 MW térmico e 250 kW elétrico
NEOENERGIA	Jaborandi-BA	Calha parabólica com campo solar em espelhos de alumínio. Armazenamento de 3 horas	4,6 MW térmico e 500 kW elétrico
PETROBRAS	Macaé -RJ	Fresnel	3,3 MW elétrico

Fonte: ANEEL (2015)

Malagueta et al. (2014) analisam o potencial da Energia Solar Concentrada (CSP) no Brasil e seu impacto no sistema elétrico brasileiro até 2040. Quatro tipos de plantas CSP com calhas parabólicas foram simulados em dois locais diferentes. Os resultados obtidos foram extrapolados para outros locais no Brasil, a fim de serem utilizados em um modelo de otimização para a expansão da rede elétrica do país. Os resultados indicam que em um cenário alternativo de inserção, seria cerca de 144 bilhões de dólares mais caro do que o cenário base com hidrelétricas e termelétricas movidas a gás natural e bagaço de cana.

Usinas solares de grande escala ainda não são competitivas em termos de custos no mercado de energia elétrica brasileiro. No entanto, a hibridização de usinas solares concentradas pode melhorar a viabilidade a médio e longo prazo, reduzindo os custos em até 30% a 50% por meio do aumento da produção anual e do uso de menos coletores. Além disso, a hibridização poderia gerar renda em regiões pobres do nordeste do Brasil, combinando resíduos solares e de biomassa para geração de energia. A maior parte das tarifas de energia elétrica no Brasil é composta por impostos, transmissão e custos de distribuição (LUCENA et al., 2014).

Montoya et al. (2021) estudam o impacto das energias renováveis e não renováveis no comércio internacional e suas contribuições para a mudança climática global para o ano de 2015. Os resultados revelaram que a matriz energética brasileira é três vezes mais limpa do que a média global, com as energias renováveis representando 47,5% da energia total. A pegada energética nacional foi de 267,4 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep), sendo 61,7% proveniente de fontes nacionais e 38,3% de importações. Consequentemente, a pegada de carbono nacional foi de 765,1 megatoneladas de CO₂-eq, com 61,5% sendo de origem nacional e 38,5% de importações.

De Jong et al. (2013) realizam uma análise comparativa entre a curva de carga elétrica ao longo de um ano e dias típicos, juntamente com dados estatísticos de velocidade do vento e irradiação solar para a região do Nordeste do país. Os resultados obtidos indicam que existem correlações entre a disponibilidade de energia renovável e a demanda temporal da região na rede elétrica existente. As energias renováveis podem ajudar a suprir essa demanda de maneira eficiente e mais ecológica do que as usinas de combustível fóssil. Além disso, a pesquisa constatou a complementaridade entre a hidroeletricidade, que é o principal recurso energético da região, e a energia eólica e solar. Nos meses de estiagem, quando o custo da energia é geralmente mais alto, há uma maior disponibilidade de energia eólica e solar. Isso torna os investimentos nessas fontes

renováveis mais viáveis economicamente. Além disso, a diversificação da oferta de energia na rede elétrica por meio da incorporação de energia eólica e solar ajuda a garantir a resiliência contra os efeitos das secas.

Fichter et al. (2017) discutem o papel das usinas de energia solar concentrada com armazenamento térmico e sistemas de backup no contexto da expansão de energia renovável no Nordeste do Brasil. O estudo conclui que as usinas CSP-BIO são uma opção economicamente viável para o Nordeste do Brasil, ajudando a equilibrar o sistema elétrico diante da expansão de energias renováveis variáveis. Essas usinas oferecem flexibilidade operacional, melhorando a resposta de frequência e fornecendo serviços de reserva. O estudo destaca a importância de considerar essa flexibilidade ao planejar a expansão a longo prazo. Medidas para reduzir os riscos podem aumentar a competitividade do CSP, e mais pesquisas são necessárias para compreender o papel das usinas CSP em nível nacional. Além disso, o texto menciona a necessidade de avaliar o impacto dos preços mais baixos do carvão nos resultados do estudo, levando em conta as restrições de importação de carvão na região Nordeste do Brasil.

Com relação a avaliação ambiental das usinas solares térmicas, Gobio-Thomas, Darwish e Stojceska (2023) apresentam uma revisão sistemática da literatura sobre o impacto ambiental das fábricas de energia solar térmica nas cadeias de suprimentos industriais e revelam algumas observações importantes. Dentre os coletores de energia solar térmica considerados e analisados, os coletores de calha parabólica geraram o menor nível de emissão de gases do efeito estufa em comparação com os outros coletores, como Fresnel linear, prato solar e torres solares. No entanto, são necessários mais estudos específicos sobre as emissões de GEE das usinas de LFR e SPD para obter uma compreensão mais completa de seus desempenhos ambientais.

Ainda, destaca-se a importância de realizar avaliações ambientais e econômicas integradas para fornecer uma visão abrangente das usinas solares térmicas. Essas avaliações integradas permitiriam que investidores, formuladores de políticas e pesquisadores tomassem decisões informadas sobre os impactos ambientais e econômicos dessas usinas. É fundamental considerar tanto os aspectos ambientais quanto os econômicos ao avaliar a viabilidade e o desempenho das usinas solares térmicas.

O fato de alguns países já terem implementado políticas de incentivo às fontes renováveis, aliado à redução esperada dos custos de geração de eletricidade devido à curva de aprendizado de tecnologias emergentes, contribuirá para o acréscimo da capacidade instalada para a geração de energia elétrica de fontes como a solar, a eólica e

a biomassa na matriz elétrica global. Em especial a usina que o utiliza o sistema calha parabólica se destaca pelo amadurecimento e confiabilidade da tecnologia.

2.2.1 Histórico do desenvolvimento da tecnologia de calha parabólica (PTC)

A tecnologia de calha parabólica (PTC) consiste em um coletor solar composto por um espelho em formato côncavo e um tubo de aço inoxidável, durável contra os efeitos da umidade que possui longa vida útil, principalmente, para receber a energia térmica, conforme ilustrado na Figura 9.

Figura 9 – Usina termossolar PTC de Porto Primavera



Fonte: Sant'Anna (2022)

A primeira experiência prática conduzida com PTCs ocorreu em 1870 nos Estados Unidos (EUA) pelo engenheiro sueco John Ericsson, o qual projetou e construiu um motor solar a vapor, utilizando longos tubos como caldeiras localizados nos focos de calhas parabólicas. Entre 1872 e 1875, Ericsson construiu outros sete sistemas semelhantes, utilizando ar como fluido de trabalho para motores de ar quente. Em 1883 apresentou em Nova York um motor solar a vapor com um PTC de 3,3 metros de comprimento e 4,9 metros de largura, com o foco solar da radiação concentrado em um tubo de 3,5 metros de diâmetro. Todo o arranjo era girado manualmente para acompanhar o movimento do sol (PYTLINSKI, 1978).

Em 1936, C. Abbot utilizou energia solar para produzir uma potência mecânica em um motor a vapor de 0,38 kW nos Estados Unidos, utilizando sistema PTC. Dois anos mais tarde, na Florida, construiu um sistema para produzir vapor a 225°C, sugerindo que o sistema deve obter uma eficiência global teórica de 15,5 % e uma eficiência real de 11,7% (SPENCER, 1989).

Os primeiros sistemas de geração de energia solar (SEGS) começaram a ser projetados em 1970 pelo Laboratório Nacional Sandia do governo dos EUA e pela empresa Honeywell em Albuquerque, Novo México. Inicialmente, foram construídos dois coletores parabólicos que operavam em temperaturas abaixo de 250°C. Em julho de 1975, três PTCs com uma área de abertura de (2,13 m x 3,66 m) e um ângulo do aro de 90° foram testados nos EUA. Esses PTCs eram equipados com tubos receptores de aço carbono revestidos com cromo preto, com um diâmetro de 4 cm, e anéis evacuados de 1 cm (SHANER; DUFF, 1978).

Em 1985 foi inaugurado a primeira usina PTSC na rede elétrica da Califórnia (US), com potência de 14 MW. Mais tarde, foram construídas mais seis usinas de 30 MW e duas usinas de 80 MW, a última entrou em operação em 1991 (KLAIB et al., 1995). Na Tabela 6 é apresentado algumas características para plantas PTC no mundo.

Tabela 6 – Características de algumas plantas PTC no mundo

Usina elétrica	Local	Irradiância solar (kWh/m².ano)	Capacidade (MW)	Campo solar, Área (m²)	Status	Ano de início
ISCC Hassi R'mel City of Medicine	Argélia	2159	20	183,86	Operacional	2011
Hat ISCC	Canadá	–	1,1	5248	Operacional	2014
CGN Delingha	China	1950	50	620	Operacional	2018
CSNP Urat	China	2170	100	1150	Operacional	2020
Aalborg CSP- Brønderslev	Dinamarca	1025	5,5	26,929	Operacional	2016
ISCC Kuraymat	Egito	2154	20	130,8	Operacional	2011
Godawari	Índia	1667	50	392,4	Operacional	2013
KVK Energy Solar	Índia	1940	100	–	Não operacional	2013
Megha National Solar Thermal Power Facility	Índia	1476	50	366,24	Operacional	2014
Ashalim Plot A	Índia	–	1	8000	Operacional	2012
Archimede	Israel	2393	110	4000	Operacional	2019
ASE Demo Plant	Itália	1936	4,7	31,86	Operacional	2010
Shagaya	Itália	1527	0,4	3398	Operacional	2013
Agua Prieta II	Kuwait	–	50	–	Operacional	2019
	México	–	12	85	Operacional	2017

Usina elétrica	Local	Irradiância solar (kWh/m²ano)	Capacidade (MW)	Campo solar, Área (m²)	Status	Ano de início
Airlight Energy Ait-Baha Pilot Plant	Marrocos	2200	3	6159	Operacional	2014
ISCC Ain Beni Mathar	Marrocos	2072	20	183,12	Operacional	2011
NOOR I	Marrocos	2497	160	1308	Operacional	2015
NOOR II	Marrocos	2503	200	1779,9	Operacional	2018
ISCC Duba 1	Arábia Saudita	2469	43	–	Em construção	2023
ISCC Waad Al Shamal	Arábia Saudita	2521	50	–	Operacional	2018
Ilanga I	África do Sul	2937	100	869,8	Operacional	2018
Kathu Solar Park	África do Sul	2830	100	–	Operacional	2019
Bokpoort	África do Sul	2949	50	588,6	Operacional	2016
KaXu Solar One	África do Sul	2963	100	800	Operacional	2015
Xina Solar One	África do Sul	2960	100	–	Operacional	2018
Andasol 3	Espanha	2260	50	510,12	Operacional	2011
Arenales	Espanha	2064	50	510,12	Operacional	2013
Aste 1A	Espanha	2104	50	510,12	Operacional	2012
Astexol II	Espanha	2055	50	510,12	Operacional	2012
Casablanca	Espanha	2064	50	510,12	Operacional	2013
Extresol 1	Espanha	2096	50	510,12	Operacional	2010
Noor Energy 1	Emirados Árabes Unidos	1967	600	–	Em construção	2022
Shams 1	Emirados Árabes Unidos	2019	100	627,84	Operacional	2013
Genesis	Estados Unidos	2676	250	1928,32	Operacional	2014
Martin Next Generation	Estados Unidos	1799	75	464,908	Operacional	2010
Mojave	Estados Unidos	2888	280	1559,347	Operacional	2014
Nevada Solar One	Estados Unidos	2625	72	357,2	Operacional	2007
Solana	Estados Unidos	2784	250	2200	Operacional	2013
Solar Electric Generating Station IX	Estados Unidos	2893	80	483,96	Operacional	1990

Fonte: adaptado de solarSPACE (2023)

Durante o estudo do desempenho do sistema PTC utilizando simulação numérica, muitos autores se basearam na primeira e na segunda lei da termodinâmica. Segundo Eskin (1999), essas duas leis juntas ajudam a definir o sistema ótimo que satisfaça as restrições térmicas e econômicas impostas, minimizando a perda de exergia. O autor

conclui que a eficiência exergética depende fortemente das taxas de fluxo de HTC (Transferência de Calor Convectiva) e do DNI (Irradiação Normal Direta) da região.

Além disso, ele enfatiza que o efeito da disposição dos coletores sobre a eficiência energética é desprezível, mas os arranjos em série de coletores conectados em paralelo têm eficiências exergéticas mais altas do que os arranjos em paralelo.

Um método analítico foi utilizado aplicando o determinante Jacobiano para mapear a área refletora do espelho em uma área receptora do tubo absorvedor, a fim de determinar a densidade de fluxo de calor sobre a superfície do tubo. As fórmulas gerais das equações de superfícies foram reduzidas ao caso especial em que a área de reflexão é uma superfície de revolução (BURKHARD et al., 1973)

Jetert (1987) utilizou simulação numérica para determinar a eficiência óptica do PTC, onde a principal característica foi a formulação analítica semi-finita para o fluxo concentrado de um segmento do refletor.

Naeeni e Yaghoubi, (2007), por sua vez, realizaram uma análise numérica do fluxo de vento ao redor do tubo absorvedor e sua influência na transferência de calor do tubo, para uma usina de 250 kW com PTC em Shiraz, no Irã. Os cálculos foram realizados para várias velocidades do vento com diferentes orientações do coletor. Os autores relataram que, para um vento de baixa velocidade, o efeito da orientação do coletor sobre o número de Nusselt (Nu) é insignificante, em contrapartida para ventos de alta velocidade é considerável.

Em 2008, foi inaugurada a usina Solana que é a maior usina PTC dos Estados Unidos, com uma capacidade de 280 MW. Essa usina utiliza a tecnologia de calha parabólica em conjunto com armazenamento térmico de sal fundido e abrange uma área de aproximadamente três milhas quadradas (1.900 hectares), com fileiras de espelhos.

Por meio de dois geradores de vapor de 140 MW, a usina é capaz de fornecer energia renovável suficiente para abastecer 70.000 residências nos EUA. Uma característica única da usina Solana é o seu sistema de armazenamento de energia térmica, que permite que ela opere em plena carga até tarde da noite. Além disso, a eficiência da usina é cerca de 20% a 25% maior do que as plantas que operavam na Califórnia há 20 anos (TAGGART, 2008).

Figura 10 – Solana PTC

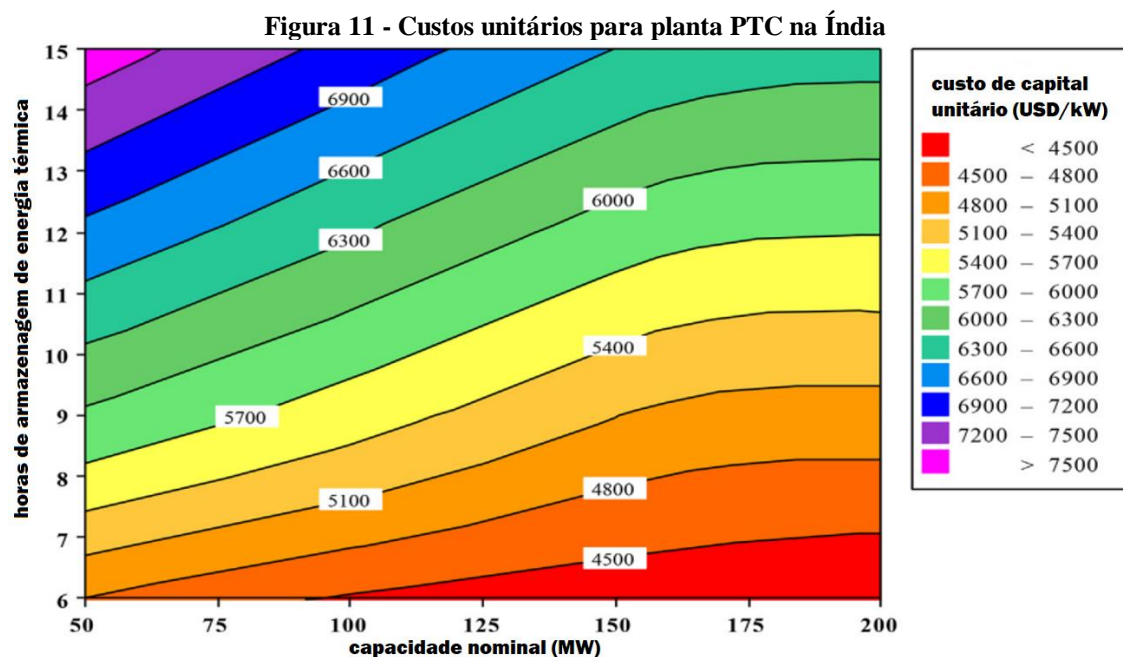
Fonte: Taggart (2008)

Em 2010, a China desenvolveu e produziu seu primeiro receptor de vácuo de alta temperatura em parceria entre a *Southeast University* e o *Sanle Electronic Group*. Os testes realizados no receptor solar Sanle-3 com 2 metros comprovaram seu bom desempenho, confiabilidade e bom preço de mercado. Além disso, receptores de 4 metros estavam sendo desenvolvidos. (GONG et al., 2010)

Baharoon et al. (2015) apresentaram uma revisão do desenvolvimento histórico das tecnologias CSP na geração de eletricidade. Eles destacaram a possibilidade de hibridização com combustíveis fósseis e integração com sistemas de armazenamento térmico para sustentar a operação das usinas CSP, tornando-as similares às usinas convencionais. A tecnologia PTC (*Parabolic Trough Collector*) possibilita a hibridização, pois tem sido comprovadamente utilizada em diversos projetos comerciais por mais de 28 anos.

Abdulhamed et al. (2018) discutiram cinco componentes essenciais para a adoção da tecnologia PTC, eles abordaram aplicações, disponibilidade comercial, principais características, manufatura e desenvolvimento. Concluíram que muitos estudos têm se dedicado a analisar a geometria do receptor, com inúmeras modificações no tubo absorvedor, o que leva à otimização da eficiência térmica do sistema. Em geral, o uso de sistemas PTCs é ideal para coletar a máxima energia solar para várias aplicações.

Aseri, Sharma e Kandpal (2020) realizaram uma estimativa para o custo de capital unitário de uma planta PTC de 50 kW de potência. O resultado mostrou um custo de USD 1.734 por kW para a planta com refrigeração úmida e USD 1.994 por kW com resfriamento a seco. Os autores apresentam os custos unitários para planta PTC na Índia com relação as horas de armazenamento térmico, conforme mostrado na Figura 11.



O trabalho revisional de Gharat et al. (2021) sobre a evolução do sistema refletor de PTC mostra os vários projetos que foram desenvolvidos para identificar os designs que possibilitam a fácil fabricação, instalação, manutenção e melhoria do desempenho do sistema, o tornando rentável. Eles relatam que o princípio do efeito de sombra é comumente utilizado, porém, o processamento de imagem utilizando inteligência artificial demonstrou maior acurácia no rastreamento solar.

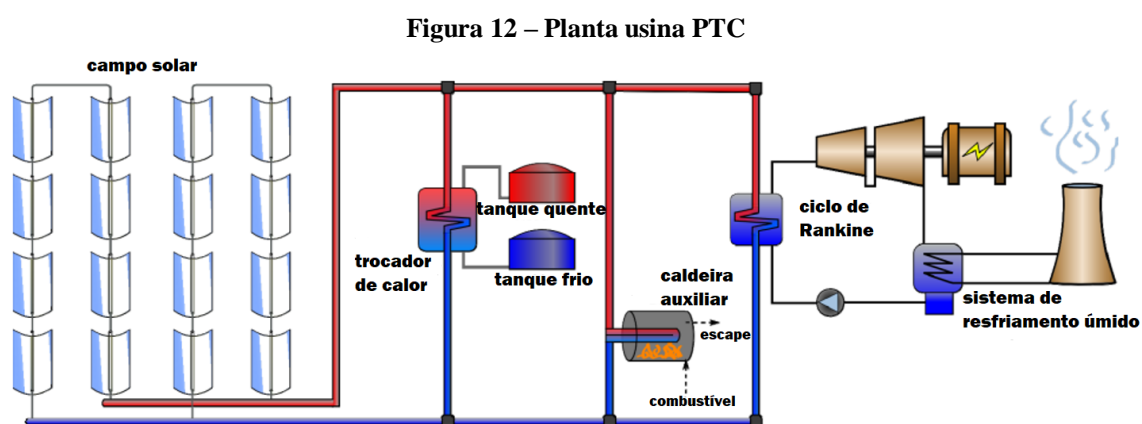
Conforme Gharat et al. (2021), a otimização dos componentes, estrutura do coletor, sistema de rastreamento e refletor, pode levar a uma redução no custo de investimento em sistema PTC na Índia de 75–100 USD/m² de abertura.

Em geral, os estudos relacionados ao sistema PTC abrangem duas áreas de pesquisa: aprimorar a eficiência do projeto da planta ou aprimorar a eficiência de aspectos funcionais específicos das usinas heliotérmicas. A tecnologia PTC teve seu início em meados do século XIX e, ao longo dos últimos 38 anos, tornou-se a tecnologia CSP mais estabelecida e comercialmente atraente. Há um crescente interesse por trabalhos que

visam melhorar os sistemas PTC, o que se justifica pelas vantagens da usina PTC, como bom desempenho, baixo custo de investimento, capacidade de armazenamento térmico e cogeração com gás natural ou biomassa.

2.3 Planta usina PTC

A produção de energia elétrica por usinas termo solares com plantas PTC é um assunto que tem sido constantemente revisado na literatura, abordando diversos parâmetros de projeto, modelos matemáticos e de simulação. Os principais parâmetros de interesse em um projeto de planta incluem, os efeitos da intensidade solar e ângulo de incidência, propriedades do fluido, dimensões do coletor, propriedades do material, condições ambientais, condições de operação e desempenho do coletor. Uma representação da planta PTC é mostrada na Figura 12 (KASSEM; AL-HADDAD; KOMLJENOVIC, 2017).



Fonte: Madaeni, Sioshansi e Denholm (2011)

Segundo Juuso (2005), o projeto de controle é essencial para o gerenciamento eficiente de usinas de energia solar térmica, sendo que a utilização de modelos de Equação Linguística Dinâmica e controladores adaptativos reduz as diferenças de temperatura entre os coletores solares, garantindo uma coleta eficiente de energia. Modelos de parâmetros distribuídos possibilitam a operabilidade diante de mudanças drásticas. Diferentes estratégias de controle foram comparadas e integradas, com resultados promissores ao implementar equações linguísticas nos controladores.

A revisão abrangente realizada por Malviya, Agrawal e Baredar (2020) forneceu um conhecimento aprofundado das vantagens das tecnologias CSP em relação aos

coletores planos, por meio da análise dos diferentes fluidos de trabalho de transferência de calor nos absorvedores tubulares cilíndricos. Foi observado que a água é o fluido de transferência de calor mais adequado para temperaturas de trabalho mais baixas, devido ao seu alto coeficiente de transferência de calor entre os tubos e os fluidos de trabalho. Por outro lado, o ar pode ser um bom fluido de trabalho em faixas de temperaturas menores, pois permite temperaturas de saída mais altas. Já o fluido de trabalho *Therminol* é mais adequado para temperaturas de trabalho mais elevadas.

Diversos pesquisadores dedicaram-se ao estudo das plantas de concentração solar com sistema de calha parabólica. Hafez et al. (2018) realizaram uma revisão dos parâmetros de projeto empregados em trabalhos ao redor do mundo durante o período de 1981 a 2016. Os autores mencionam algumas vantagens dos sistemas PTC, como alta densidade de potência, elevada eficiência, modularidade e versatilidade. Além disso, o estudo também revelou que os valores de eficiência óptica estão próximos de 63%, enquanto a eficiência máxima teórica atinge 75%.

O uso de PTC resulta em maiores densidades de potência e custos menores em comparação com outras tecnologias CSP. No entanto, existem algumas desvantagens, como a necessidade de peças móveis no motor térmico e no sistema de rastreamento solar, o que provoca em um custo de manutenção relativamente elevado (WAGNER; GILMAN, 2011).

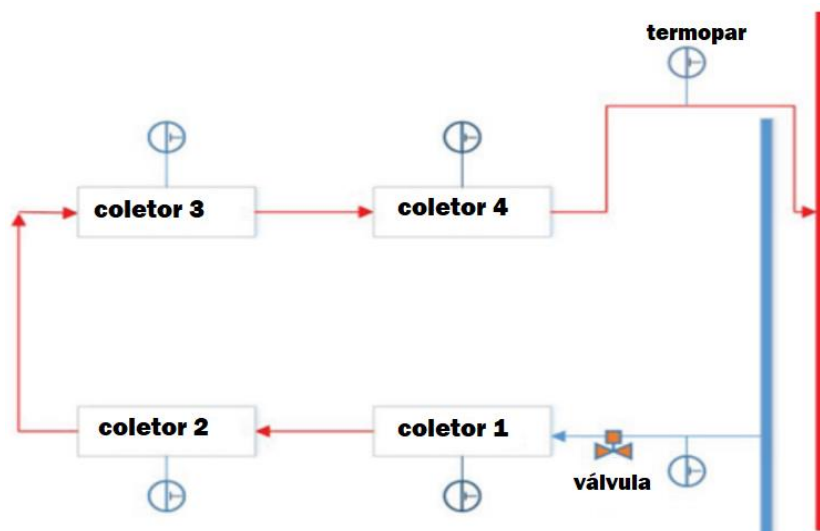
Praveen e Chandra Mouli (2022) apresentam uma proposta de otimização multiobjetivo utilizando algoritmo genético para melhorar o desempenho de plantas comerciais PTSC. Para a cidade de Abha, na Arábia Saudita, foi proposta uma planta com potência de 100 MW e capacidade de armazenamento térmico de energia (TES) de 10 horas. Os resultados obtidos mostraram uma expectativa de geração anual de energia de 567,96 GWh, com eficiência de 17,42%, fator de capacidade de 64,9% e custo nivelado de energia (LCOE) de 6,85 centavos/kWh. Observou-se que a eficiência dessa planta é maior em comparação com outras plantas comerciais em operação no mundo, que geralmente variam de 14% a 16%. Isso ressalta a eficácia do método proposto pelos autores na melhoria do desempenho das plantas PTSC comerciais.

Almasabi, Alobaidli e Zhang, (2015) abordam a tecnologia PTC com uma capacidade de 100 MW e discutem os desafios associados à distribuição não uniforme do fluxo do óleo térmico entre os *loops* dos coletores solares parabólicos (Figura 13). Os autores relatam que, durante a operação transiente, é necessário desativar vários ciclos de

coletores solares para evitar o superaquecimento e a degradação do óleo de transferência de calor, resultando em perdas significativas na captação da energia solar.

Para enfrentar esses desafios, os pesquisadores desenvolveram e validaram um modelo de fluido óptico-térmico transiente distribuído, utilizando dados de campo de uma planta CSP de grande escala. Esse modelo permite prever as variações transitórias da temperatura do fluido de transferência de calor e fornece uma ferramenta quantitativa para otimizar a coleta de energia solar. Além disso, estratégias conceituais de controle de fluxo ativo também foram introduzidas, com o objetivo de regular a temperatura do fluido e manter uma alta eficiência na coleta solar (ALMASABI; ALOBAIDLI; ZHANG, 2015).

Figura 13 – Layout típico do circuito do coletor solar de calha parabólica



Fonte: Adaptado de Almasabi, Alobaidli e Zhang (2015)

A usina PTC de 100 MW de potência é composta por vários circuitos de fluido de transferência de calor (do inglês: *Heat Transfer Fluid*, HTF), sendo que cada circuito é constituído por quatro coletores parabólicos. No centro de cada coletor, há um termopar responsável por medir a temperatura do fluido térmico. A fim de evitar o superaquecimento e a degradação do fluido, a temperatura é monitorada em cada ponto de saída do circuito. Esses tubos coletores solares longos apresentam características de distribuição de calor pelo fluido. Por meio das leituras do termopar, foi possível observar aumentos significativos de temperatura no fluido térmico ao longo do percurso, desde a entrada até a saída do circuito. (ALMASABI; ALOBAIDLI; ZHANG, 2015).

Trabelsi; Qoaider e Guizani (2018) investigam sobre a implementação de plantas PTC em regiões áridas do sul da Tunísia, utilizando uma abordagem de otimização baseada nas variações das horas de carga total e energia solar disponível. Os resultados obtidos revelaram que plantas com grandes campos solares (múltiplo solar de 2, SM) e sistemas de armazenamento térmico (TES) de grande capacidade (7,5 horas de carga total) apresentaram um desempenho superior e foram capazes de gerar energia a custos mais baixos em comparação com usinas menores. Os autores concluíram que a planta PTC de 100 MW obteve um desempenho ideal, alcançando uma eficiência energética geral de 15,79%. Além disso, destacaram que o uso de resfriamento a seco se mostrou compensatório devido à escassez de água na região.

Em outra pesquisa Mokheimer et al. (2014) apresentam uma análise técnica-econômica para uma planta PTSC na cidade de Dhahran na Arabia Saudita. Os tipos de PTC considerados na simulação foram, coletor solar *Euro Trough* (ET-100) e coletor solar LUZ LS-3. O estudo mostrou uma relação direta entre o custo do PTC e o tamanho da área do campo solar, sendo o custo diminuído significativamente à medida que o tamanho do campo solar aumenta, esse decréscimo acontece até o tamanho do campo solar atingir 60 hectares, depois disso a inclinação do decréscimo torna-se insignificante, portanto, deve ser considerada a utilização de PTC para aplicações de grande escala onde o custo por unidade de área ocupada pelo campo solar atinja o seu valor mínimo.

De Oliveira Siqueira et al. (2014) desenvolveram um software para avaliar o desempenho térmico de coletores PTC no Brasil. Os resultados da simulação mostraram que o modelo matemático desenvolvido é razoável e o programa é uma ferramenta de projeto útil para determinar eficiência térmica, perdas térmicas e perfis de temperatura. O software permite a inserção de valores personalizados de parâmetros e dados meteorológicos para uma análise mais flexível do sistema ao longo do dia. Os autores também relataram que o tipo de revestimento seletivo exerce uma forte influência sobre a eficiência do absorvedor, com os revestimentos do tipo Cermet apresentando melhor desempenho em comparação com o revestimento de cromo preto.

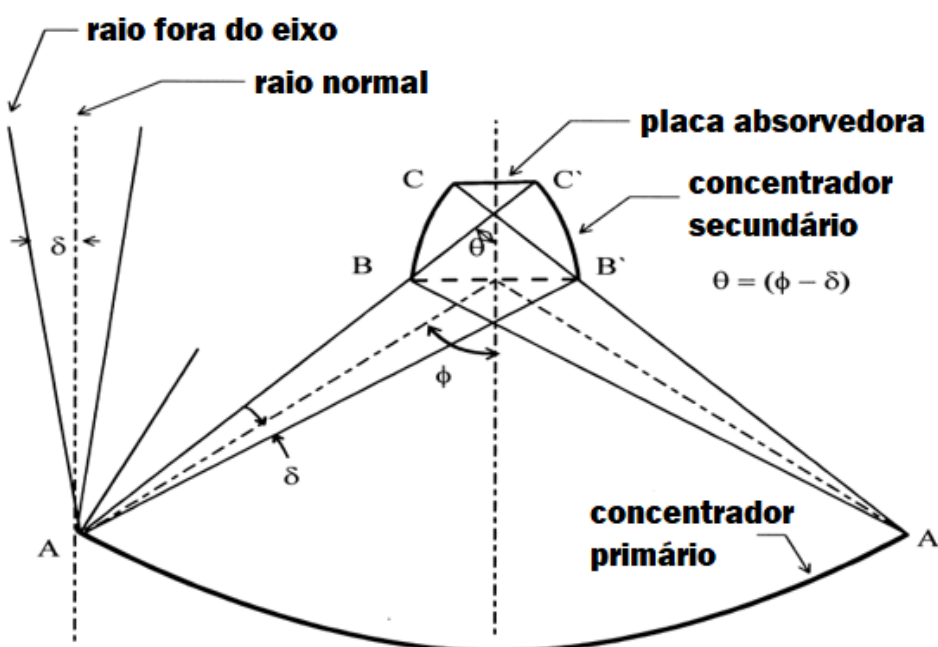
Foram realizados diversos trabalhos para determinar o sistema de rastreamento solar e o método utilizado para calcular os erros de rastreamento em sistemas solares PTC.

O estudo de Omer e Infield (2000) apresentam um procedimento de projeto e análise de desempenho térmico de um concentrador de energia solar de dois estágios. Segundo os autores, os principais requisitos do projeto do concentrador incluem tolerância ao desalinhamento de rastreamento, manutenção de gradientes de temperatura

para a geração termoelétrica e minimização das perdas de calor. Os resultados indicaram que o segundo concentrador parabólico montado no foco do primário não só melhora a eficiência de concentração, mas também inibe o movimento de ar convectivo, resultando em um desempenho geral aprimorado do concentrador.

A configuração do concentrador é mostrada na Figura 14 onde AA' é o plano de abertura do concentrador primário PTC. A abertura de entrada BB' do composto concentrador parabólico, atua como um receptor para o PTC. A concentração eficiente requer que BB' seja suficientemente largo para interceptar todos os raios refletidos do primário dentro da região angular 2δ da normal.

Figura 14 – Concentrador de dois estágios com um PTC primário e um único composto concentrador parabólico simétrico secundário



Fonte: Adaptado de Omer e Infield (2000)

Stanek et al. (2022) realizam um estudo para analisar o efeito do erro do rastreador solar na eficiência óptica e termodinâmica dos absorvedores lineares em uma geometria de baixa concentração, comumente utilizada em instalações operando em condições naturais. O estudo considerou dois diâmetros de receptor linear: 33,7 mm e 21,3 mm.

A análise foi realizada utilizando software de engenharia óptica baseado no método de rastreamento de raios de Monte Carlo. Além disso, uma análise termodinâmica foi realizada com base em um modelo matemático do fenômeno de absorção de radiação pelo fluido de transferência de calor. Os resultados mostraram que o erro máximo de

ângulo do rastreador solar para a geometria testada não afeta significativamente o desempenho do absorvedor linear para um diâmetro de 33,7 mm, com um erro de 1,5. No entanto, para um diâmetro de 21,3 mm, o erro máximo de ângulo foi de 0,9, resultando em uma redução de eficiência de 4,7% e 42,5%, respectivamente, para os dois erros.

Segundo Schweitzer et al. (2014), o coletor Ultimate Trough® foi integrado com sucesso em uma usina de energia solar na Califórnia e está em operação. Sua impressionante dimensão, com uma abertura de 7,5 m e um comprimento de 247 m, torna-o o maior coletor de calha parabólica já construído e operado (Figura 15).

Figura 15 – Rotação e posicionamento da estrutura de aço do Ultimate Trough



Fonte: Schweitzer et al. (2014)

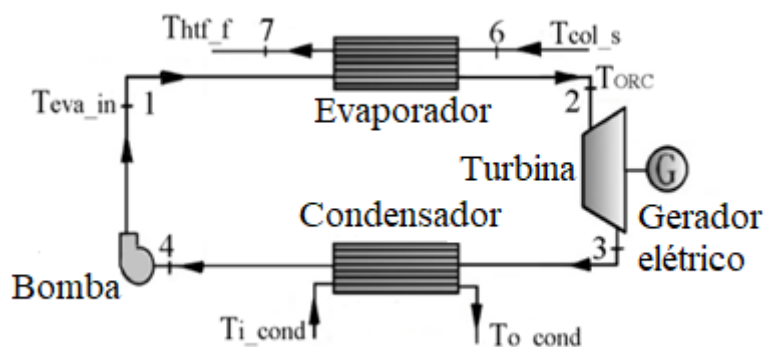
Uma das principais vantagens desse coletor é a redução de custos do campo solar. Espera-se que ele reduza o custo do campo solar em 20 a 25%. Além disso, o artigo menciona que a fabricação e montagem de um coletor com essas dimensões ultrapassa o conhecimento e a experiência atual. Portanto, para garantir a segurança e o sucesso de futuras usinas termo solares que utilizem esse mesmo coletor, o artigo demonstrou todos os procedimentos de fabricação, montagem, transporte e montagem de novas ferramentas, conforme serão aplicados na produção em série.

Em relação ao sistema de geração de energia (do inglês: *Power block*, PB) foram observadas melhorias significativas na eficiência e no custo nivelado de energia do ciclo

de Rankine a vapor (Figura 16) ao aplicar modificações comuns, como reaquecimento e regeneração. Essas modificações têm demonstrado aumentar a produção de energia e reduzir os custos em comparação com o ciclo básico de Rankine.

A determinação da pressão ideal de entrada na turbina depende de vários fatores, como a radiação solar projetada, o tamanho da planta e as modificações implementadas no ciclo de Rankine. Aumentar a temperatura de entrada da turbina, o tamanho da planta e realizar modificações no ciclo resultam em maior eficiência e menor custo nivelado de energia. Apesar das melhorias alcançadas, o custo da geração de eletricidade utilizando essa tecnologia ainda é mais elevado em comparação com fontes de energia convencionais (DESAI; BANDYOPADHYAY, 2015).

Figura 16 – Configuração do ciclo orgânico Rankine



Fonte: (KURUP; MCMILLAN; AKAR, 2023)

No sistema de geração de energia, a principal perda de energia ocorre no condensador do motor térmico. Por outro lado, a análise exérgica revela que o conjunto coletor-receptor é a parte onde as perdas são maximizadas. Essa análise e os resultados obtidos podem ser utilizados para avaliar as irreversibilidades dos componentes, o que também pode explicar a diferença entre a eficiência real e a eficiência ideal de um sistema de energia solar térmica. (MADAENI; SIOSHANSI; DENHOLM, 2011).

Em resumo, os estudos realizados visam melhorar o desempenho e a eficiência dos sistemas solares PTC, considerando aspectos como a análise térmica e a avaliação exérgica e energética do sistema, rastreamento solar, tipo de revestimento seletivo e modificações no ciclo de Rankine. Embora tenham sido feitos avanços significativos, ainda há desafios a serem superados em termos de custo e eficiência para tornar a geração de eletricidade por meio de energia solar térmica mais competitiva em relação às fontes convencionais de energia.

2.3.1 Transferência de calor – escoamento interno

A análise da transferência de calor envolve o balanço de energia empregado em cada componente do tubo absorvedor. O balanço de energia pode ser escrito como (CENGEL; CIMBALA, 2017):

$$Q - W = \int_{cv} \frac{\partial}{\partial t} \rho \Theta dV + \int_{cs} \rho E \bar{u}_n dA \quad (1)$$

Em que, Q é a taxa líquida de transferência de calor, W é o trabalho de interação de energia líquida. No primeiro termo da equação está a representação da taxa de tempo de mudança do conteúdo de energia do volume de controle (CV), em que, $\Theta = h + \frac{v^2}{2} + gz$. Essa parcela representa a energia total do fluido por unidade de massa. O segundo termo representa a quantidade líquida de energia que flui através da superfície de controle (CS) por unidade de tempo. \bar{u}_n é a componente normal da velocidade. $E = u + \frac{v^2}{2} + gz$, representa o total de energia por unidade de massa (CENGEL; CIMBALA, 2017).

O fluxo dentro do tubo absorvedor envolve convecção forçada cuja padrão de fluxo pode ser monofásico ou bifásico. O fluxo monofásico é considerado na maioria dos sistemas PTSC em que a fase do HTF (fluido de transferência de calor) não muda durante a operação. (YILMAZ; MWESIGYE; GÖKSU, 2020)

Devido a importância da análise de transferência de calor nos sistemas PTCs, muitos trabalhos numéricos e experimentais foram conduzidos para avaliar as características do escoamento interno de líquidos com diferentes tipos de condições de contorno (OU et al., 2022). São três os principais processos de transferência de calor do sistema PTC; Transferência de calor por radiação solar, na qual o tubo absorvedor recebe radiação de forma direta em sua superfície superior e de forma concentrada na superfície inferior; O fluido (HTF) bombeado dentro do tubo transfere calor por convecção forçada; Por fim, há o processo de perda de calor do tubo para o ambiente externo por meio da convecção natural, embora essa forma de transferência seja menos significativa em comparação às duas anteriores.

A troca de calor por convecção natural é influenciada pela diferença de temperatura entre o tubo e o ambiente externo. Quanto menor for essa diferença, menor será a quantidade de calor perdido para o ambiente. (DARBARI; DERIKVAND; SHABANI, 2023)

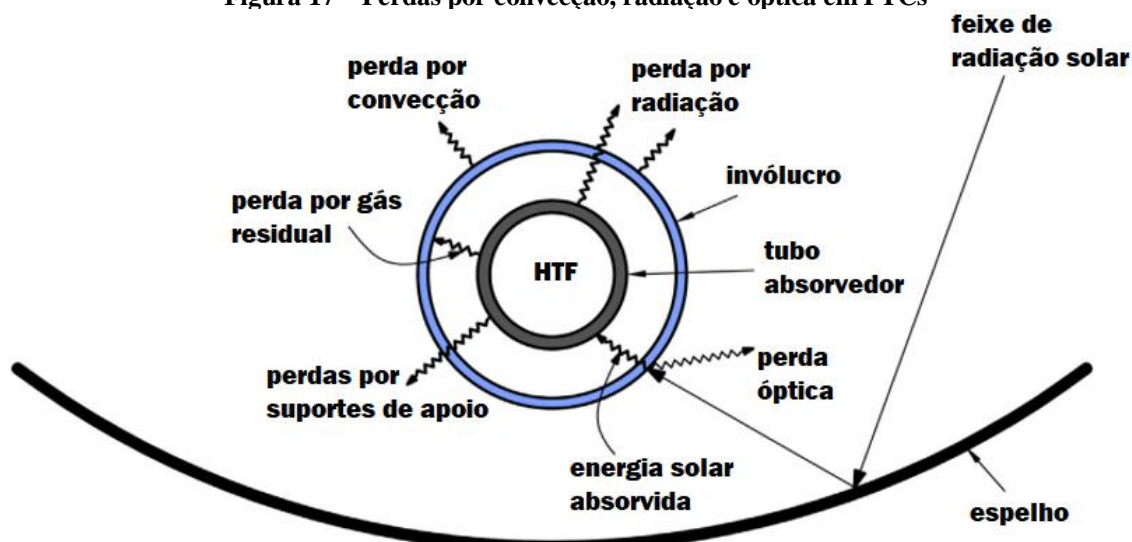
A perda de calor no tubo absorvedor é o principal fator na eficiência térmica do PTC. Thomas e Thomas (1994) desenvolveram um conjunto de equações de ajuste de curvas com base em um modelo numérico de transferência para diferentes geometrias, propriedades radiativas e velocidade do vento.

A transferência de calor por convecção turbulenta forçada em dutos circulares é um assunto corriqueiramente estudado, a melhoria na transferência de calor interna do fluido resulta em maior absorção de calor da irradiação solar, levando a uma temperatura geralmente menor na superfície do tubo (BARLETTA; ROSSI DI SCHIO, 2000).

A temperatura de entrada do fluido tem um efeito significativo na eficiência exergética do coletor. O tubo absorvedor de aço inoxidável é revestido seletivamente para ter alta absorvidade molar para a radiação solar incidente e menor emitância para a radiação infravermelha. A maior parte da energia solar recebida pela radiação tem comprimentos de onda abaixo de 3 mm (PADILLA et al., 2014).

O tubo possui um envoltório de vidro em seu entorno que tem como finalidade criar um vácuo de ar entre a parede do tubo e o ambiente externo, essa prática diminui significativamente as perdas por condução natural e protege a superfície do tubo da oxidação. (YILMAZ; MWESIGYE; GÖKSU, 2020). Os diferentes mecanismos de perdas em um PTC são mostrados na Figura 17.

Figura 17 – Perdas por convecção, radiação e óptica em PTCs



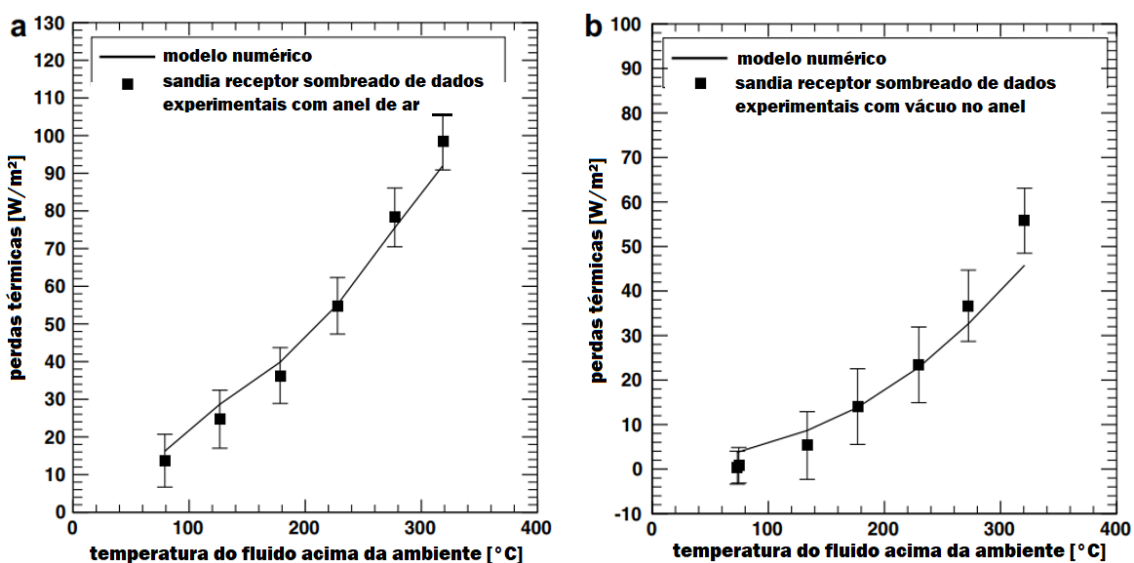
Fonte: Yilmaz, Mwesigye e Göksu (2020)

Para estudar e prever o comportamento térmico dos fluidos térmicos (HTF) muitos autores utilizaram recursos computacionais. Dudley e Workhoven (1980) desenvolveram um modelo numérico para medir o desempenho de um receptor linear de sistema PTC.

Esse modelo foi baseado em dados obtidos do grupo US *Sandia National Laboratory*. Posteriormente, Forristall (2003) desenvolveu um modelo de transferência de calor implementado no programa *Engineering Equation Solver* (EES).

García-Valladares e Velázquez (2009) validaram seu modelo numérico computacional através de comparação com dados experimentais disponíveis na literatura. Os resultados desse estudo demonstraram que a utilização de trocadores de calor circulares concêntricos de fluxo contracorrente resultou em melhorias significativas no desempenho do PTC. Na Figura 19, os autores apresentam a comparação entre as perdas térmicas com dados experimentais do grupo US Sandia e o modelo *single-pass* desenvolvido para um receptor sombreado com: (18 a) ar entre o receptor e a tampa e (18 b) vácuo entre o receptor e a tampa. As barras de erro representam os erros de medição relatados para tubos evacuados e não evacuados.

Figura 18 – Comparação de perdas térmicas entre dados experimentais de Sandia e modelo *single-pass* desenvolvido para um receptor sombreado, tubos evacuados em (b) e não evacuados em (a)



Fonte: García-Valladares e Velázquez (2009)

O conjunto coletor-receptor é o sistema onde a perda de exergia é máxima em uma usina de energia solar térmica. Também a eficiência exergética é baixa devido as restrições de material no conjunto coletor-receptor, onde a alta qualidade da energia solar é usada para aquecer o HTF a uma temperatura muito mais baixa (DARBARI; DERIKVAND; SHABANI, 2023).

Um estudo realizado por Khetib et al. (2022) investiga o impacto de um turbulador torcido em um coletor solar parabólico na melhoria do desempenho termo-hidráulico,

bem como na eficiência energética e exergética do nanofluido híbrido MgO-Cu/água. Os resultados revelaram que o número médio de Nusselt e a queda de pressão dependem das configurações do turbulador e aumentam linearmente com seus valores. Além disso, o estudo mostrou que a eficiência energética e exergética foram aumentadas significativamente ao intensificar os números de Reynolds e as frações volumétricas.

Gharzi, Kermani e Tash Shamsabadi (2023) propõem um sistema solar híbrido, chamado coletor de calha parabólica-gerador termoelétrico (PTC-TEG) e investigam experimentalmente seu desempenho térmico e elétrico. Os resultados da avaliação do desempenho térmico mostraram que a eficiência térmica aumentou em 6,88% e 14,64% ao aumentar a pressão do HTF para 0,3 e 0,5 bar, respectivamente, em comparação com um PTC convencional. Globalmente, a eficiência total do sistema solar híbrido proposto foi melhorada em 15,75% em relação a um sistema PTC sem HTF pressurizado.

Vengadesan et al. (2022) realizaram uma análise experimental sobre o desempenho térmico de um coletor solar de calha parabólica (PTC) com um tubo absorvedor semicircular de 7 mm de diâmetro utilizando água como HTC. Os resultados mostraram que as eficiências térmicas e exergética do absorvedor modificado foram 43,9% e 33,6% maiores do que as do absorvedor convencional. O coeficiente de transferência de calor do absorvedor modificado foi $541 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$, o que representou um aumento de 28,5% em relação ao absorvedor convencional.

Outro trabalho realizado por Zhang et al. (2022) mostra as análises energéticas e exergéticas para usinas de energia solar concentrada utilizando sal fundido em calhas parabólicas durante os processos de inicialização, investigando as distribuições e causas das perdas de energia. Os resultados indicaram que as perdas totais de energia na inicialização representam 52,32% da energia total de entrada. As principais perdas incluem a perda óptica do coletor, a perda da fonte fria da turbina e a perda de calor do receptor, responsáveis por 45,80%, 23,11% e 17,91% da perda total de energia, respectivamente. Além disso, a perda de exergia em todo o processo de partida corresponde a 67,11% da exergia total de entrada, sendo que a perda de exergia do coletor devido à eficiência óptica e a perda de exergia do receptor devido às perdas de calor são as maiores, representando 77,74% e 9,19% da perda total de exergia, respectivamente.

Comparativamente ao uso de bombas de recirculação, o uso de solução anticongelante de sal fundido no aquecedor regenerativo de baixa carga pode reduzir o consumo de energia durante a inicialização. A análise de energia quantifica as perdas no sistema, enquanto a análise exergética fornece uma avaliação qualitativa das perdas de

energia. A investigação exérgica baseada em estudos termodinâmicos é essencial para determinar a disponibilidade e o uso da energia solar como fonte (SAID et al., 2022).

Em conclusão, os estudos mencionados destacam a importância do desempenho termo-hidráulico e da eficiência energética e exérgica dos coletores solares parabólicos (PTCs). A análise energética e exérgica revela as principais fontes de perda de energia, destacando a importância de otimizar a eficiência óptica, as perdas de calor e as perdas de exergia do coletor. A investigação exérgica fornece insights valiosos para a determinação da disponibilidade e do uso eficiente da energia solar como fonte. A compreensão desses aspectos é essencial para o desenvolvimento e aprimoramento contínuo dos sistemas de transferência de calor em tubos PTCs.

2.3.2 Armazenamento térmico

O armazenamento de energia térmica desempenha um papel crucial na tecnologia de Energia Solar Concentrada. Durante o dia, a energia térmica é capturada e armazenada para ser usada posteriormente na geração de eletricidade, mesmo quando não há disponibilidade de sol, como durante a noite ou em dias nublados. Esse processo permite superar a natureza intermitente da energia solar, garantindo uma produção contínua de energia e aumentando a viabilidade e eficiência geral da CSP. Consequentemente, essa tecnologia torna-se cada vez mais atraente como uma opção viável para a produção de energia renovável em larga escala (BOUKELIA et al., 2015).

Mendoza Castellanos et al., (2020) propõem a modelagem matemática de um sistema de armazenagem de energia térmica utilizando uma calha parabólica como coletor solar integrado a um sistema de armazenamento de energia hidráulica. O modelo é baseado no sistema PTC instalado na Universidade Federal de Itajubá-UNIFEI-Brasil. O objetivo do modelo era realizar uma análise de transferência de calor entre o tubo receptor e o fluido de transferência (água), considerando as variações ambientais. O objetivo foi avaliar o comportamento do sistema de acumulação hidráulica, que consiste em 22 acumuladores do tipo bexiga de 60 litros cada, como um backup para garantir a continuidade na geração de energia elétrica.

Os resultados mostram que no caso de um déficit de potência de 0,5 kWe, o tempo necessário para compensação na geração de energia seria de 1 hora e 51 minutos. Já para um déficit de 7 kWe, o tempo de compensação seria de apenas 4 minutos. Esses resultados demonstram a eficiência do sistema de acumulação hidráulica como *backup* de energia.

Além disso, o estudo introduz o conceito de integração termoeletrico-hidráulica, que permite analisar a dinâmica e o comportamento da geração de energia elétrica do sistema solar PTC/ORC no ambiente do Matlab/Simulink. As simulações mostraram que mesmo com uma redução de 14% na irradiação solar, o sistema de acumulação hidráulica permite um *backup* de 1 hora de continuidade na velocidade nominal.

O modelo matemático do sistema PTC/ORC foi validado com a literatura especializada, apresentando desvios aceitáveis para temperatura de saída do concentrador, potência consumida pela bomba e potência mecânica gerada pela turbina.

Esses resultados comprovam a adequação do modelo matemático para representar o sistema proposto, no entanto, o comportamento do sistema de acumulação hidráulica indicou a necessidade de incorporar um sistema de controle de válvula. Os acumuladores do tipo bexiga foram subutilizados, exercendo apenas 28% de sua capacidade nominal, e produziram transientes insignificantes no sistema, com duração de aproximadamente 0,001 segundos.

Segundo Prieto e Cabeza, 2019, os sais fundidos TES é a tecnologia mais difundida entre as tecnologias CSP comerciais e pode ser incluída tanto com calha parabólica ou torre solar. Os sais fundidos TES são usados como sistema de armazenamento indireto com capacidade de descarga em condições constantes, mantendo alta eficiência de ciclo.

Entretanto a indústria está procurando soluções mais baratas e eficientes. Os sistemas TES que utilizam materiais de mudança de fase (PCM) foram destacados como potenciais TES de baixo custo e sistema de alta energia.

Sistemas alternativos em cascata compostos por três, quatro e cinco PCMs, PCM-grafite-PCM e um sistema de grafite foram comparados com sistemas de armazenamento de calor sensível de dois tanques por Riahi et al. (2020). Os resultados apontaram que a eficiência exergética geral dos sistemas de dois tanques está entre 52,2 e 52,7%, em comparação com PCMs em cascata com 49,67–50,12 %. O sistema híbrido de PCM-grafite fornece cerca de 49,48% e o sistema composto de grafite oferece cerca de 50% de eficiência exergética.

Ao longo dos anos, houve um aumento na capacidade média de armazenamento térmico para usinas de energia CSP. Para usinas PTC, a capacidade aumentou de 3,3 horas (2010-2014) para 6,1 horas (2015-2019), representando um aumento de 84%. No caso das usinas SPT, a capacidade aumentou de 5 horas (2010-2014) para 7,7 horas (2015-2019), um aumento de 53% (IRENA, 2021).

Koçak, Fernandez e Paksoy (2020) abordam a necessidade e o potencial do armazenamento sensível de energia térmica em sistemas PTC para a substituição dos combustíveis fósseis na indústria. O estudo destaca a urgência de migrar para fontes renováveis na indústria e ressalta a energia solar como uma fonte promissora. Apesar de existir um grande potencial para o uso do calor solar na indústria, são necessários avanços em sistemas de armazenamento de energia térmica e materiais para viabilizar economicamente sua implementação. Recomendações incluem a produção em escala industrial de materiais à base de resíduos, o estímulo político ao uso do calor solar e a exploração de novas oportunidades de aplicação.

Carrillo Caballero et al. (2022) analisaram um sistema de coletores de calhas parabólicas acoplado a um ciclo Rankine orgânico e um sistema de armazenamento térmico de dois tanques na cidade de Itajubá, Brasil. Foram utilizados modelos matemáticos para determinar o equilíbrio térmico do sistema, incluindo a eficiência do campo solar, perdas ópticas e térmicas, e energia do fluido de saída. Os resultados indicaram que o sistema de geração de eletricidade proposto pode ser implementado com sucesso com os componentes selecionados. Os coletores de calha parabólica forneceram 63,3% da energia requerida pelo ciclo Rankine orgânico, enquanto o sistema de armazenamento térmico forneceu 36,4% da energia demandada. A eficiência da turbina do ciclo foi influenciada por parâmetros como a velocidade de rotação, que depende da temperatura de entrada da turbina, que, por sua vez, é afetada pelo perfil de irradiação solar no local.

O sistema de armazenamento térmico apresentou uma eficiência exergética entre 98% e 99% em suas diferentes fases, contribuindo para o desempenho das tecnologias de coletores solares. O estudo conclui que os coletores de calhas parabólicas têm potencial no campo de tecnologias solares concentradoras, e a metodologia desenvolvida contribui para o conhecimento sobre o funcionamento desse tipo de sistema integrado de armazenamento de energia.

Tanto os tanques quentes quanto os frios utilizam o mesmo modelo de tanque para simular seu comportamento, embora as entradas e saídas de cada um sejam gerenciadas separadamente. A premissa básica para o tanque de armazenamento é que o volume do tanque HTF varia de acordo com a diferença entre o fluxo de massa de entrada e saída.

Segundo Khan, Asfand e Al-Ghamdi (2022), as plantas CSP modernas são equipadas com sistemas TES que podem fornecer eletricidade despachável por várias horas. O armazenamento em TES é adequado para armazenar energia a granel, de dezenas

a centenas de megawatts, e por longos períodos de tempo. Em comparação, as baterias de íons de lítio são mais adequadas para armazenar menos energia e por períodos mais curtos. Além disso, os sistemas TES são mais acessíveis em termos de custo, variando de USD 20-25 por kWh, enquanto o custo de energia para armazenamento em baterias pode chegar a USD 203-345 por kWh. Cerca de metade da capacidade instalada de CSP possui sistemas TES. A maioria das plantas CSP ativas tem capacidade de armazenamento térmico entre 6 e 10 horas. Ter capacidade de armazenamento mais longa no CSP reduz os custos de geração de energia e permite o fornecimento estável e confiável de energia.

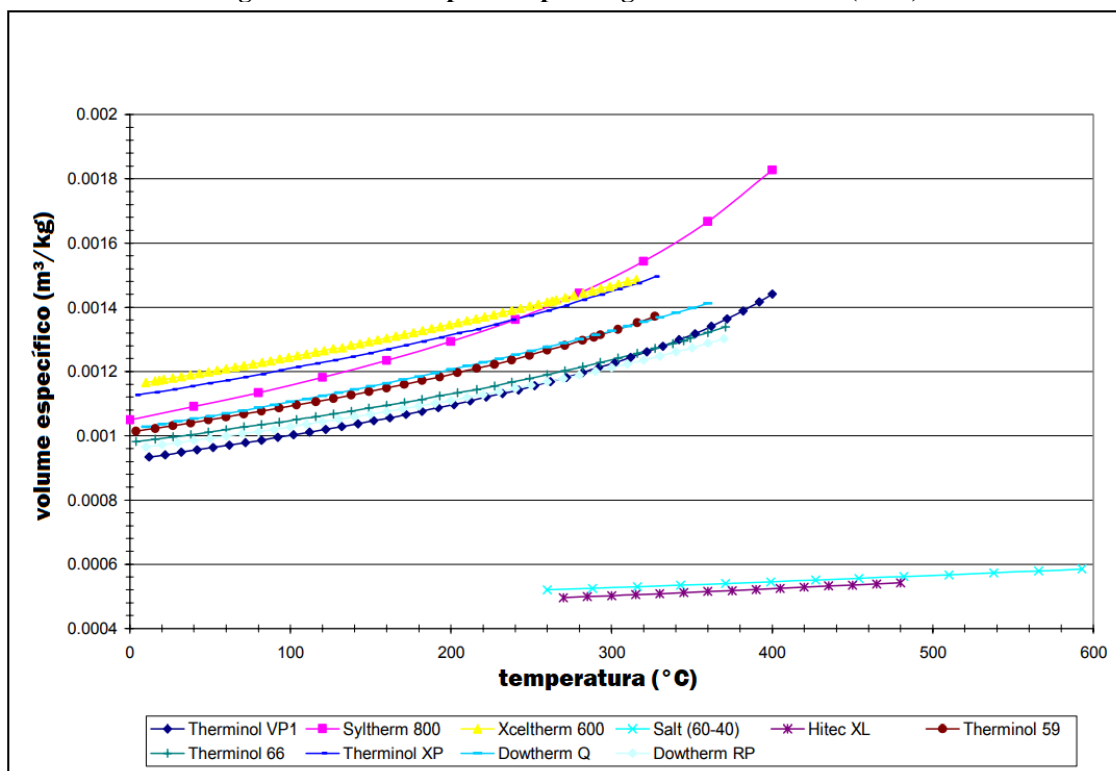
O desenvolvimento de sistemas TES eficientes e econômicos é crucial para o futuro das tecnologias CSP, garantindo que esses sistemas sejam competitivos em termos de custos com a geração de energia convencional.

2.3.3 Fluido térmico de transferência de calor (HTF)

As plantas CSP requerem grandes quantidades de fluido de transferência de calor para operar, assim a escolha do HTF é um fator crucial no projeto de usina de energia solar térmica. O HTF determina a eficiência do tubo absorvedor, o desempenho do ciclo termodinâmico e qual tecnologia TES deve ser adotada na planta. As características de um HTF ideal são, alto ponto de ebulição e baixo ponto de fusão, pressão de vapor menor que 1 atmosfera em altas temperaturas, baixa viscosidade, baixa corrosão, maior condutividade térmica e maior capacidade de armazenar calor. Para operações em altas temperaturas o uso de sal fundido é o recomendado devido a sua alta estabilidade térmica, enquanto metais líquidos ainda estão em investigação (VIGNAROOBAN et al., 2015).

A Figura 19 apresenta o calor específico em função da temperatura para os alguns óleos térmicos (HTF) comumente utilizados em usinas CSP.

Figura 19 – Calor específico para alguns óleos térmicos (HTF)



Fonte: Adaptado de Alami et al. (2023)

O óleo térmico (*therminol-VP1*) é comumente utilizado como HTF no tubo absorvedor de uma planta PTC. Sua eficiência está limitada a uma temperatura de no máximo, 400 °C, acima disso, o óleo começa a se degradar formando moléculas de hidrogênio no anel de vácuo da tampa de vidro, isso diminui o tempo de vida útil do PTC. Apesar dessa limitação a maioria dos projetos recentemente concluídos ou em desenvolvimento ainda são à base de óleo térmico (MWESIGYE; HUAN; MEYER, 2016).

Para aumentar o desempenho térmico e termodinâmico nos sistemas PTC vários pesquisadores consideraram o uso de nanofluidos para melhorar o desempenho óptico e de transferência de calor no tubo absorvedor do receptor. Esta abordagem inovadora baseia-se no fato de que a suspensão de partículas de tamanho nano melhora as propriedades de transporte térmico do óleo e conseqüentemente, melhora proporcionalmente a saída de temperatura de saída do tubo absorvedor. (MWESIGYE; YILMAZ; MEYER, 2018).

Minea e El-Maghlany (2018) trabalham a utilização de vários nanofluidos, CuO_2 , Fe_3O_4 , TiO_2 e Al_2O_3 e nanofluidos híbridos para PTC. Foi demonstrado que os nanofluidos híbridos aumentam o número de Nussel, porém a alta concentração de partículas aumenta a viscosidade do fluido e reduz a transferência de calor. O melhor

desempenho foi observado para o nanofluido Cu-MgO híbrido com concentração de volume de 2%, em que, o maior aumento médio do número de Nusselt obteve 14% em comparação ao fluido base.

No trabalho revisional sobre a utilização de nanofluidos em coletores PTC, Kumar Gupta (2023) investiga os efeitos de várias variáveis, como fração de volume, taxa de fluxo de massa, condutividade térmica e taxa de transferência de calor. Eles concluem que o desenvolvimento de nanofluidos tem sido promissor para melhorar o desempenho dos coletores solares e diversos estudos têm explorado essa abordagem.

Por exemplo, o uso de nanofluido de TiO₂ em experimentos resultou em um aumento da eficiência térmica e de transferência de calor (SUBRAMANI et al., 2018). Outros estudos também avaliaram a geração de entropia em sistemas de coletores parabólicos com nanofluidos de TiO₂/água, mostrando uma diminuição no número de Nusselt e na geração de entropia com o aumento da fração volumétrica, mas um aumento na eficiência térmica do coletor (OKONKWO et al., 2019). A Tabela 7 mostra dados quantitativos de nanopartículas comumente revisadas na literatura em combinação com o uso de óleo térmico.

Tabela 7 - Propriedades térmicas das nanopartículas

Nanopartículas	ρ [kg/m ³]	Cp[J/kgK]	k[W/mK]
Fe ₃ O ₄	5200	670	6
MnFe ₂ O ₄	4870	610	6
CuO	6500	540	17,7
Fe ₂ O ₃	5180	550	7
Al ₂ O ₃	3970	765	40
MgO	3560	955	45
TiO ₂	4157	710	12
SiO ₂	2200	765	2

Fonte: Do Carmo Zidan; Brasil Maia e Reza Safaei (2022)

No trabalho de Do Carmo Zidan; Brasil Maia e Reza Safaei (2022) foram realizadas simulações numéricas para prever o desempenho do sistema PTC operando com oito composições diferentes de nanofluidos. Essas simulações levaram em consideração a radiação solar incidente diária, ganho de energia útil, eficiência geral, perdas térmicas e queda de pressão do sistema.

De acordo com os resultados do estudo, para os casos investigados a nanopartícula TiO₂ foi identificada como o material mais adequado para ser disperso no fluido de base therminol VP-1. Essa composição de nanofluido permitiu que o PTC alcançasse uma energia útil de 33,20 MW, uma exergia útil de 14,48 MW e uma potência líquida do ciclo

Rankine orgânico (ORC) de 9,42 MW. Além disso, o sistema apresentou uma eficiência geral média de 95,35%, eficiência exergetica de 43,90% e eficiência ORC de 28,56%.

2.3.4 Aletas internas

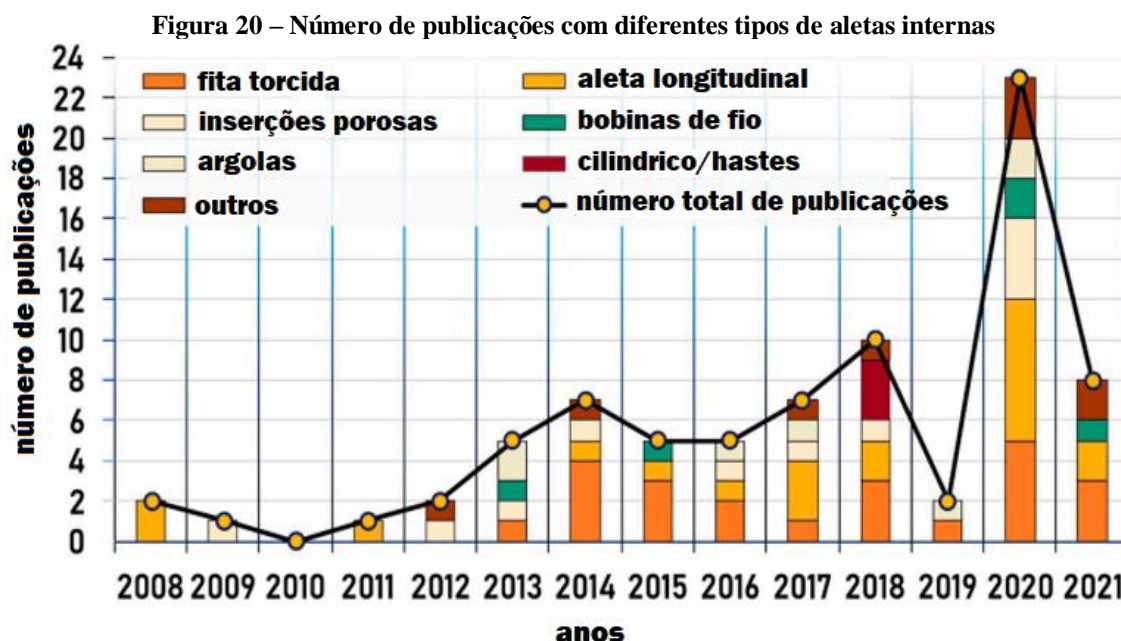
As inserções de aletas internas no tubo absorvedor em sistemas PTC têm sido amplamente estudadas com o objetivo de melhorar a transferência de calor do HTF. Esse mecanismo pode ser explicado a partir de três aspectos principais. Primeiro, a perturbação da camada limite visa diminuir a resistência térmica. Segundo o aumento da intensidade da turbulência ocorre por meio da maior mistura de fluido. Por fim, busca-se aumentar a condutividade térmica efetiva do fluido, aproveitando a alta densidade de área e a condutividade térmica do material inserido (FUQIANG et al., 2017).

Para melhorar a eficiência do absorvedor, tem sido explorada a combinação de HTC com nanopartículas e aletas internas. Abed et al. (2022) conduziram estudos utilizando quatro arranjos de faixas diferentes: tiras de formato cônico grande, tiras de formato cônico pequeno, tiras de formato retangular e tiras de formato elíptico. Essas configurações foram testadas tanto com fluido *therminol* VP-1 sem nanopartículas quanto com a presença de 6% de nanopartículas de SiO₂. Os resultados demonstraram que as tiras cônicas grandes retas apresentaram o maior aumento no número de Nusselt, com um aumento de até 57,49% para o fluido puro e até 62,53% para o nanofluido.

O tubo absorvedor é o elemento mais crítico em um sistema PTC, a utilização de inserções de aletas internas tem comprovadamente melhorado sua eficiência térmica Allam et al., (2021) apresentam diversas inserções utilizadas em trabalhos ao redor do mundo, incluindo fitas torcidas, aletas, inserções porosas, bobinas de arame, anéis, cilíndricos/hastes e outros. Concluíram que as inserções de fita torcida e aletas são as mais pesquisadas, representando 29% e 26%, respectivamente, dos estudos realizados no período de 2000 a 2021.

O número de Nusselt (N_u) foi o parâmetro mais investigado, presente em 75% dos trabalhos avaliados, enquanto o fator de atrito (f) foi abordado em 63% dos estudos, sendo que 80% foram de natureza numérica e apenas 14% experimentais, devido aos custos e complexidade envolvidos. A inserção porosa apresentou o maior número de Nu, porém também resultou em maior perda de carga e conseqüentemente exigiu uma maior potência de bombeamento. O melhor desempenho foi alcançado com a inserção de aletas, que proporcionou um aumento satisfatório no número de Nu e baixo fator de atrito, o que

reflete no aumento significativo das pesquisas com esse tipo de inserção em 2020 (ALLAM et al., 2021). A Figura 20 apresenta o número de publicações com os tipos de inserções de fluxo interno pesquisados e os respectivos anos.



Fonte: Adaptado de Allam et al. (2021)

Para determinar o número ideal de aletas internas em um tubo coletor de calha parabólica Bellos, Tzivanidis e Tsimpoukis (2017) realizaram 12 simulações com aletas longitudinais retas com comprimento variando até 20 mm e espessura até 6 mm, com temperatura de entrada variando de 300 a 600 K e vazão mássica de 50 a 250 l/min.

Os resultados mostram a melhor eficiência térmica de 68,80% para o caso com aleta de 10 mm de comprimento e 2 mm de espessura, representando uma melhora de 0,82% em comparação com o caso de tubo liso. O número de Nusselt encontrado é 1,652 vezes maior do que a referência tubo liso.

As simulações computacionais de tubos absorvedores com diferentes geometrias de insertos mostram que a adição de insertos aumenta a mistura do fluxo e cria condições mais turbulentas no absorvedor. Porém, essa técnica leva a maiores perdas de carga devido a existência de obstáculos no escoamento, assim, o reforço térmico deve ser avaliado em todos os casos com critérios adequados. Além disso, o uso de técnicas de reforço térmico diminui os problemas de deformação no absorvedor e na tampa de vidro, algo muito importante para o tempo de vida dos PTCs (BELLOS; TZIVANIDIS, 2019).

Chakraborty et al. (2021) investigam quatro casos diferentes de absorvedores helicoidais de PTC com diâmetro externo e interno de 70 mm e 66 mm, respectivamente,

o estudo foi conduzido no ANSYS Fluent-14 e os resultados gerais mostram que a eficiência, eficiência térmica e eficiência exergética do tubo helicoidal baseado em PTC é maior do que o PTC tradicional com um tubo absorvente liso.

Mwesigye, Huan e Meyer (2015) analisam o problema considerando o uso de uma fita retorcida destacada na parede do tubo absorvedor e o trabalho mostra o aumento do número de Nusselt de 4 a 7 vezes, tendo sua eficiência geral aumentada em 10%. O mesmo tipo de estudo de inserções foi realizado por muitos outros pesquisadores. Ravi Kumar e Reddy (2009). comprovaram que os discos porosos potencializam a transferência de calor, com coeficiente de 64%. Alnaqi; Alsarraf; Al-rashed (2021) melhoraram o desempenho do PTCs utilizando nanofluido híbrido de MgO-MWCNT (80%: 20%) / óleo térmico como fluido refrigerante e o inserto de duas fitas torcidas no tubo absorvedor.

Muitas outras geometrias de inserções de fluxo foram estudadas computacionalmente. Muñoz e Abánades (2011) mostram que o uso de aletas helicoidais internas no tubo absorvedor diminui as perdas térmicas e os gradientes de temperaturas entre 15 a 40%, aumentando a eficiência do tubo absorvedor.

Song et al. (2014) estudaram o desempenho de um receptor de PTC com inserções de fitas de parafusos helicoidais, os resultados mostraram que a influência do ângulo transversal é muito maior que a do ângulo longitudinal.

No estudo conduzido por Bellos e Tzivanidis, (2018), foram analisados 16 cenários diferentes para um coletor solar do tipo calha parabólica utilizando um inserto em forma de estrela. Os cenários variavam o comprimento da aleta (15 a 30 mm) e a espessura (2 a 5 mm). Os resultados demonstraram que o uso do inserto em forma de estrela aumentou a eficiência térmica do coletor solar.

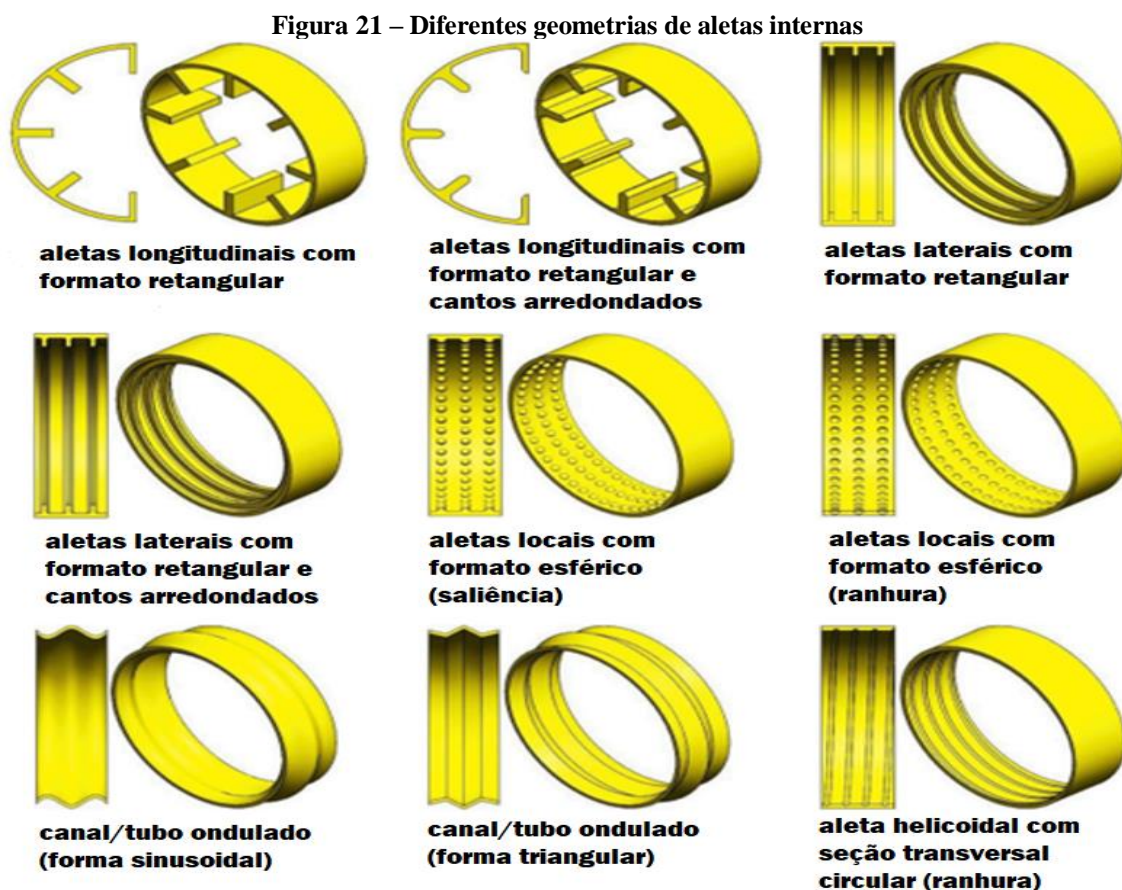
Kurşun (2019) analisa o efeito das aletas longitudinais internas com a superfície lateral plana e senoidal no desempenho térmico do tubo receptor. Ele observa que o fator mais importante que aumenta a transferência de calor e o fator de atrito é o valor da amplitude para a aleta com a superfície lateral senoidal e que a mudança de amplitude da geometria senoidal levou a um resultado mais eficaz na diferença de temperatura circunferencial do receptor.

Arshad Ahmed e Natarajan (2019) apresentam a inserção de anéis toroidais internos em nove casos diferentes de tubo absorvedor, foram investigados com ferramentas CFD anéis com uma razão de diâmetro de 0,88, 0,90 e 0,92 e tamanho de passo de 2d, 3d e 4d. O caso com razão de diâmetro 0,92 e passo 2d apresentou a maior

eficiência energética. Averiguou-se que o caso de melhor eficiência térmica e os casos ótimos de eficiência energética foram de 3,74 e 1,88% maior que o caso de referência, enquanto o aumento no número de Nusselt foi de 2,33 e 1,49 vezes maior.

Em uma revisão da literatura, Shahzad Nazir et al. (2021) avaliam estudos que utilizam configurações de tubos absorvedores com canais corrugados e obstáculos. Eles concluem que o uso de aletas longitudinais internas, considerando, arranjo, ângulo, comprimento e altura, possuem um efeito significativo no desempenho termo hidráulico.

Eles relatam que o uso de obstáculos tem mais eficácia no aprimoramento do número de Nusselt do que o uso de canais corrugados, portanto, sugerem que outros pesquisadores se concentrem em novas formas de obstáculos que são úteis em PTSCs. A combinação de geometrias ótimas de canais corrugados e canais com obstáculos podem levar a desempenhos termo hidráulicos mais elevados. A Figura 21 ilustra as diferentes configurações de inserções de fluxo interno desenvolvidas pela literatura atual.



Fonte: Shahzad Nazir et al. (2021)

Pazarlioğlu et al. (2023) estudaram as características hidrotérmicas, exergéticas e produção de entalpia para PTC com tubo elíptico de diâmetro interno e externo de 66 mm

e 70 mm, respectivamente, com aletas onduladas de diferentes razões elípticas e HTC puro, com nanopartículas e combinações híbridas em diferentes frações de volume. A melhor configuração do tubo é alcançada com uso de aleta ondulada de razão elíptica de 5/3 (raio horizontal sobre o raio vertical da aleta), utilizando HTC com o nanofluido híbrido de 1,5% Al₂O₃ e 0,5% TiO₂/Syltherm800. O incremento do número de Nu foi de 38% e a geração de entropia aumentou 17,67% para o caso com tubo aletado.

Para melhorar a eficiência do absorvedor tem sido explorada a combinação de fluido térmico com nanopartículas e aletas internas. Abed et al., (2022) conduziram estudos utilizando quatro arranjos de faixas diferentes: tiras de formato cônico grande, tiras de formato cônico pequeno, tiras de formato retangular e tiras de formato elíptico. Essas configurações foram testadas tanto com fluido *therminol* VP-1 sem nanopartículas quanto com a presença de 6% de nanopartículas de SiO₂. Os resultados demonstraram que as tiras cônicas grandes retas apresentaram o maior aumento no número de Nusselt, com um aumento de até 57,49% para o fluido puro e até 62,53% para o nanofluido.

A partir da literatura, pode-se afirmar, que a análise computacional de inserção de aletas dentro do tubo absorvedor de um sistema PTSC é um tema atual e em desenvolvimento. Um tubo PTC com aletas internas melhora a eficiência da usina de energia, o design otimizado e insertos internos no tubo absorvedor tornam notável a melhoria da produtividade. Este trabalho procura por novas geometrias que melhorem a eficiência térmica do receptor sem comprometer a perda de carga.

2.4 Dinâmica dos fluidos computacionais (CFD)

As equações governantes para simulação CFD (do inglês: *computational fluid dynamics*) são enquadradas em condições de fluxo envolvendo, fluido estável, turbulento e incompressível. O conceito de derivada material é fundamental na mecânica dos fluidos, pois permite descrever as mudanças de uma grandeza física ao longo do tempo e no espaço, levando em consideração o movimento das partículas de fluido.

A derivada material é representada pelo operador matemático $\frac{D}{Dt}$, e é definida pela Equação 2 (ANDERSON, 1992):

$$\frac{D}{Dt} = \frac{\partial}{\partial t} + \mathbf{v} \cdot \nabla \quad (2)$$

Em que:

- $\frac{D}{Dt}$ é a derivada material,
- $\frac{\partial}{\partial t}$ é a derivada temporal (em relação ao tempo),
- v é o vetor velocidade do fluido,
- ∇ é o operador nabla, que representa o gradiente.

Essa expressão leva em conta tanto as variações temporais quanto as variações espaciais de uma grandeza física. O termo $v \cdot \nabla$ representa a contribuição das variações espaciais causadas pelo movimento do fluido (ANDERSON, 1992).

As equações de Navier-Stokes são as equações governantes da mecânica dos fluidos e descrevem o comportamento do fluido em termos de conservação de massa, quantidade de movimento linear, quantidade de movimento angular e energia. Elas são escritas na forma diferencial e podem ser bastante complexas de serem resolvidas analiticamente. Portanto, o uso da fluidodinâmica computacional (CFD) se torna essencial para a resolução dessas equações (MISHRA; SENAPATI; PANDEY, 2023).

A CFD utiliza métodos numéricos para discretizar as equações de Reynolds Navier-Stokes e resolver numericamente a transferência de calor por convecção dentro do tubo absorvedor. A região de domínio é dividida em células ou elementos e as equações são aproximadas em um sistema algébrico. As condições de contorno são aplicadas às fronteiras da região, sendo divididas em entrada, saída ou parede. (ZHU; ZHU; ZHAO, 2017)

As equações diferenciais parciais que governam o fluxo de fluido e a transferência de calor para o fluxo turbulento no interior do absorvedor inclui a continuidade, as equações de energia de Navier-Stokes e o modelo de turbulência k- ϵ . As equações de energia são baseadas na resolução do modelo analítico que inclui a continuidade, massa e equações de conservação de energia associadas a duas equações de transporte para o modelo k- ϵ , para calcular a produção turbulenta de energia k, e a dissipação turbulenta de energia ϵ (MARRAKCHI et al., 2018).

Estudos recentes têm destacado o uso crescente de ferramentas de CFD na análise de sistemas de coletores solares de tubos evacuados (PTSCs). Essas análises ajudam a compreender a transferência de calor nos fluxos e a otimizar o desempenho dos sistemas. Diversos modelos de turbulência, como o K- ϵ e o FVM, têm sido utilizados nesses estudos para simular e analisar as características térmicas e o desempenho dos PTSCs.

De acordo com Roldán, Valenzuela e Zarza, (2013), empregando o método de volume finito (FVM) e o modelo de turbulência K- ϵ , seus resultados foram consistentes com dados experimentais previamente obtidos. Em uma linha semelhante, Mwesigye, Bello-Ochende e Meyer (2013) também utilizaram o FVM e o modelo K- ϵ para analisar a geração de entropia em um PTC variando a temperatura de entrada, taxa de fluxo e taxa de concentração. Eles relatam que é possível aumentar a entropia ao diminuir a temperatura de entrada e aumentar a taxa de concentração.

Outro aspecto importante abordado nos estudos é a perda de calor nos tubos absorvedores. Yaghoubi, Ahmadi e Bandehee (2013), avaliaram as perdas de calor do tubo absorvedor da usina solar térmica Shiraz de 250 KW por meio de modelagem experimental e numérica. Eles comparam o desempenho térmico de tubos de vácuo de jaqueta com tubos de vácuo perdido e concluem que a perda de calor do tubo de vácuo perdido é 40% maior do que a do tubo de jaqueta a vácuo, o que leva a uma redução de 3-5% no desempenho térmico do coletor.

Hachicha et al. (2014) realizaram simulações numéricas para estudar a influência do fluxo de vento no desempenho óptico e térmico do coletor solar PTC e determinar o efeito do ângulo de inclinação e a velocidade do vento na transferência de calor do tubo absorvedor. Diwan e S. Soni (2015) investigaram as características de transferência de calor e as quedas de pressão do tubo absorvedor PTC com inserções de bobinas de arame.

No trabalho revisional da literatura sobre modelagem, simulação e análise da performance de sistemas PTCs, Yilmaz e Mwesigye (2018) discutem os principais avanços no desempenho óptico e térmico da tecnologia e ressaltam que à adoção e o uso generalizado de ferramentas de CFD em análise de PTCs tem uma tendência crescente, em especial, do tubo absorvedor, com geometrias diversas e nanopartículas.

De acordo com Bayareh e Usefian (2023) a maioria dos pesquisadores utiliza o Método dos Volumes Finitos (FVM) e o modelo de turbulência K- ϵ padrão para analisar o desempenho de PTCs. No entanto, devido ao menor custo computacional, recomenda-se o uso de abordagens numéricas baseadas no Método dos Elementos de Contorno. Para obter resultados mais precisos, podem ser empregados modelos de turbulência de cinco equações ou *Large Eddy Simulation*.

A análise CFD garante a compreensão da natureza física do PTC enquanto traz resultados úteis sobre as características da transferência de calor no escoamento. Por meio do uso de métodos numéricos, como o método dos volumes finitos, as equações de

Navier-Stokes podem ser resolvidas numericamente, permitindo a análise detalhada do comportamento do fluido em uma região de interesse

Recentemente, a CFD tem sido aplicada no estudo de sistemas de coletores solares de tubos evacuados, auxiliando na otimização do desempenho desses sistemas. Diversos estudos têm explorado o uso de modelos de turbulência, como o K- ϵ e o FVM, para simular as características térmicas e o desempenho dos tubos absorvedores. Os resultados dessas pesquisas têm mostrado uma concordância satisfatória com dados experimentais, contribuindo para o avanço da área. No entanto, ainda são necessários mais dados experimentais para aprimorar os modelos empíricos utilizados nesses estudos. Com o contínuo avanço da tecnologia e o acesso a recursos computacionais cada vez mais poderosos, a CFD continuará sendo uma ferramenta essencial na análise e otimização de sistemas fluidodinâmicos complexos.

3 MATERIAIS E METODOLOGIA

A usina solar de calha parabólica opera como uma usina termoelétrica projetada com base no ciclo de Rankine, onde a caldeira é o campo solar, acompanhado por um sistema de armazenamento de energia térmica. A principal seção desta usina é o campo solar no qual a luz solar é coletada por coletores parabólicos e concentrada no tubo receptor.

No presente trabalho, a usina é projetada e simulada para a cidade de Itacarambi – MG, com latitude -15,0999 e longitude -44,0937, onde a radiação solar pode chegar a mais de 5,6 Wh/m²/dia. Esta simulação é feita utilizando o programa *System Advisor Model* (SAM®) desenvolvido por NREL. Este projeto é dividido em três segmentos principais compreendendo campo solar (receptor, espelho, estrutura de suporte, tubulação, fluido de transferência de calor (HTF), armazenamento térmico (armazenamento HTF, tanque quente, tanque frio, trocador de calor e bomba) e *power block* (turbina, gerador, condensador, bombas e trocadores de calor). A Tabela 8 resume os principais parâmetros utilizados no projeto para usina PTC.

Tabela 8 - Parâmetros de projeto usina PTC

Parâmetros	Valores	Parâmetros	Valores
Parâmetros de campo solar		Geometria do coletor	
SM (Campo solar)	2	Comprimento do coletor	45 m
Espaçamento entre linhas	15 m	Largura da abertura	3 m
Irradiância do projeto	950 W/m ²	Distância da tubulação entre conjuntos	1 m
Ângulo de implantação	10°	Número de módulos por montagem	8
Ângulo de armazenamento	170°	Refletância do espelho	0,93
Eficiência da bomba HTF	0,85	Comprimento médio do caminho da superfície ao foco	2,15 m
Campo HTF	Therminol-vp1	Sujeira no espelho	0,97
Temperatura de operação mínima do campo HTF	12 °C	Receptor	
Temperatura de operação máxima do campo HTF	400 °C	Diâmetro interno do tubo absorvedor	0,076 m
Temperatura de entrada do ciclo de projeto	293 °C	Diâmetro externo do tubo absorvedor	0,08 m
Vazão mínima de loop único	1 kg/s	Ciclo de energia	
Vazão máxima de loop único	12 kg/s	Desing saída bruta	111 MW
Número real de loops	563	Fator de conversão bruto estimado	0,9
Área do campo solar	1179	Potência de saída	99,9 MW
Área total do terreno	1651	Tipo condensador	Air-cooled
Orientação do coletor		Temperatura ambiente	42 °C
	0°	Temperatura de saída	293 °C
	0°	Eficiência de conversão de ciclo nominal	0,356
Geometria do coletor		Mínima temperatura inicial	300 °C
Largura de abertura	3m	Taxa de pressão do condensador	1,0028
Armazenamento Térmico			
Horas de carga total TES	6 h		
Volume de armazenamento	25304,4 m ³		
Fluido de armazenamento	Hitec Solar Salt		

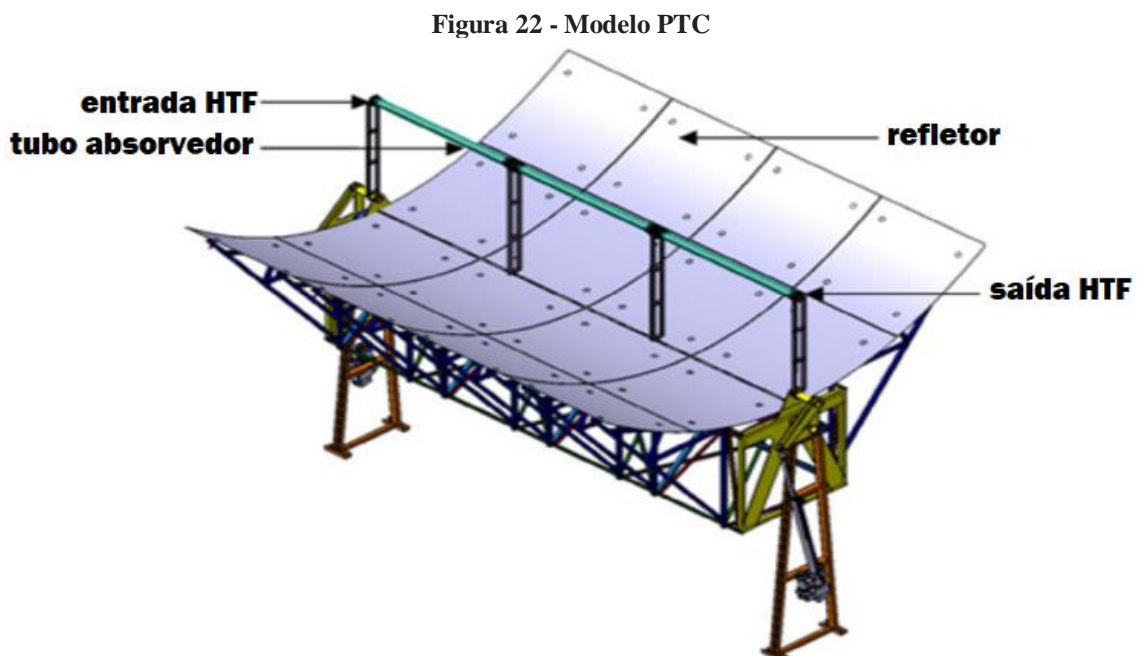
Fonte: Autor (2023)

A usina heliotérmica é projetada para a produção de calor e energia elétrica, a calha parabólica em formato côncavo funciona como um espelho de alta refletância que concentra a luz solar em linha focal na superfície inferior do tubo absorvedor, dentro do tubo, o óleo térmico é aquecido e bombeado até trocadores de calor (*boilers*), onde se transfere energia por convecção para a água, produzindo vapor de água superaquecido, que é então, expandido em uma turbina a vapor de alta pressão, passando em seguida por uma segunda turbina de baixa pressão acoplada a um gerador elétrico (MADAENI; SIOSHANSI; DENHOLM, 2011).

O trabalho de eixo (energia mecânica) gerado nas turbinas a vapor alimenta o gerador elétrico, produzindo energia elétrica. O vapor descartado na turbina de baixa pressão é resfriado e condensado em sistema de arrefecimento e bombeado de volta aos trocadores de calor fechando o segundo ciclo. O HTF após ceder calor volta ao campo solar e fecha o primeiro ciclo. Toda a operação é composta por: sistema de geração de vapor; sistema de tratamento de água; sistema de arrefecimento; sistema de gerenciamento do HTF; campo solar; concentrador cilindro-parabólico e sistema turbogerador (ACHKARI BEGDOURI; EL FADAR, 2022).

3.1 Concentrador solar de calha parabólica (PTC)

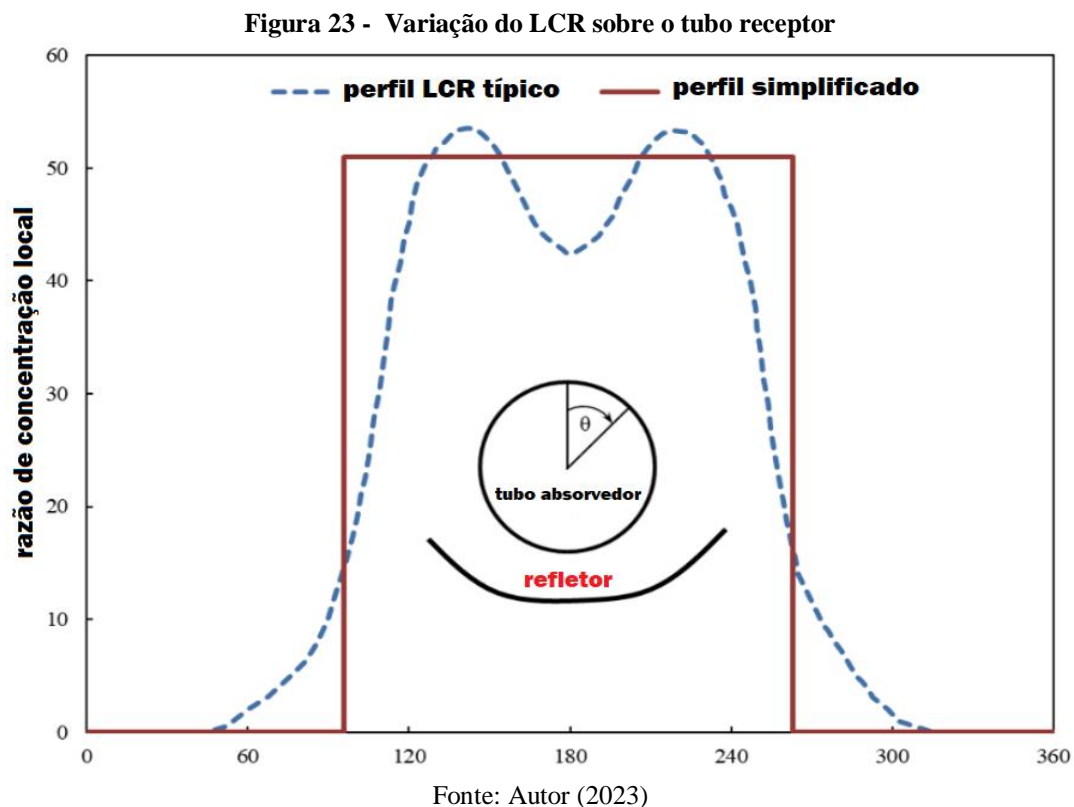
O sistema PTC é composto por um coletor solar acoplado a um tubo projetado principalmente para receber energia térmica, como representado na Figura 22. Essa configuração é comumente utilizada em análises numéricas atuais. O coletor possui dimensões de 8 metros de comprimento por 5 metros de largura, enquanto o tubo receptor apresenta diâmetros interno e externo de 0,076 e 0,08 metros, respectivamente.



Fonte: Adaptado de Wagner e Gilman (2011)

A Figura 23 apresenta a razão de concentração local (LCR) para o tubo receptor, incluindo distribuição típica de Muñoz e Abánades (2011), sendo esse um modelo a ser considerado neste trabalho. O fluido térmico (HTF) utilizado é o Therminol-VP1

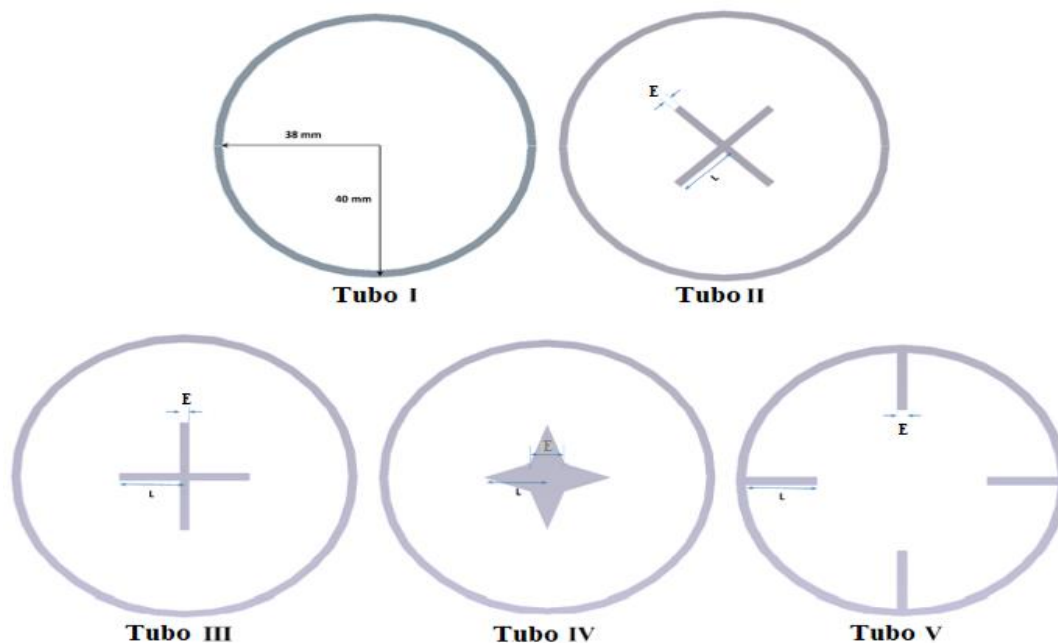
operando a 500 K com densidade (ρ) de 890 kg/m³, condutividade térmica (k) de 0,113 W/m.K, capacidade de calor específico (cp) de 2120 J/kg.K, e viscosidade (μ) de 0,000335 kg/m.s.



A eficiência do sistema é calculada através de simulação computacional numérica. As etapas da simulação podem ser divididas em três, desenho 3D da geometria (CAD), setup/processamento e pós-processamento. Diferentes configurações para o tubo absorvedor PTC são consideradas neste trabalho, tubo liso, aletas de diferentes geometrias e o uso de nanopartículas.

Inicialmente, cinco configurações diferentes de aletas são testadas, totalizando 16 casos, conforme mostrado na Figura 24, a fim de analisar o desempenho do tubo na presença de várias inserções de fluxo interno. A Tabela 9 apresenta o comprimento e espessura dos dezesseis casos, somado o caso de referência, que é um tubo liso sem qualquer aleta interna. As geometrias das aletas são definidas como: em forma de X (tubo 2), cruz (tubo 3), estrela (tubo 4) e longitudinais ou também chamadas de barbatanas (tubo 5).

Figura 24 - Diferentes configurações de aletas internas



Fonte: Autor (2023)

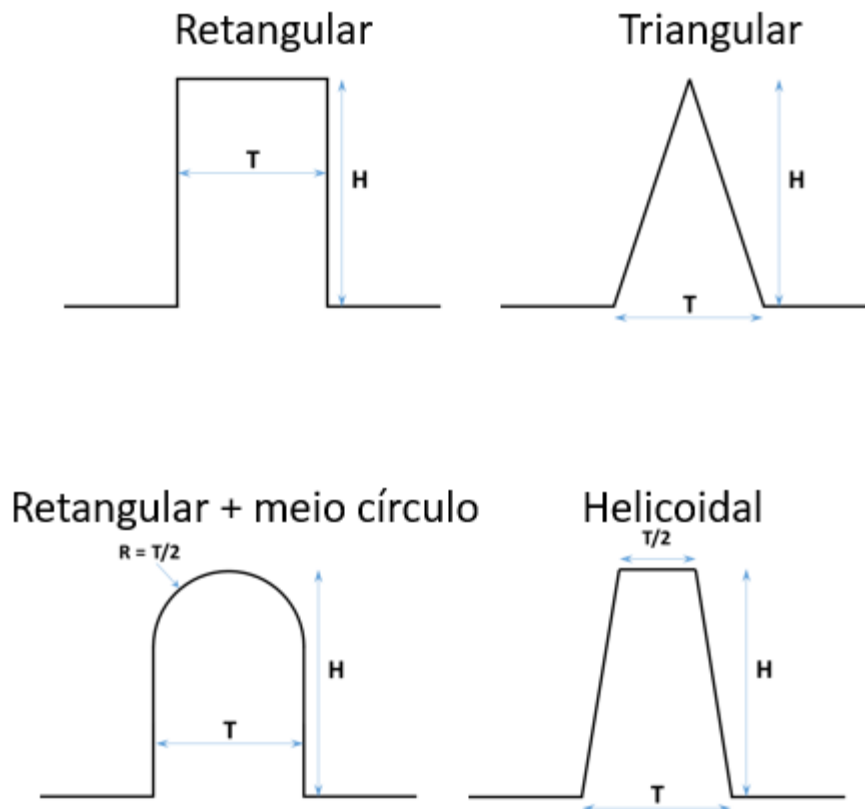
Tabela 9 - Definição de diferentes casos para análise de CFD

Casos	Tipo de Tubo	Tamanho da aleta, H (mm)	Espessura da aleta, T (mm)
Referência	Tubo I	Sem Aleta	Sem Aleta
1		15	
2	Tubo II	20	2
3		25	
4		15	
5	Tubo III	20	2
6		25	
7		15	7,5
8	Tubo IV	20	10
9		25	12,5
10		15	
11	Tubo V	20	2
12		25	
13	Tubo II		4
14	Tubo III	25	4
15	Tubo IV		15
16	Tubo V		4

Fonte: Autor (2023)

O caso 16 com aletas longitudinais retangulares apresentou melhor resultado, ou seja, uma melhor eficiência. Em sequência, a geometria da aleta foi alterada conforme Figura 25. As configurações de aletas longitudinais desenvolvidas no presente estudo possuem diferentes formas e cada tubo possui 4 aletas posicionadas a 0°, 45°, 90° e 135°.

Figura 25 – Geometrias aletas longitudinais



Fonte: Autor (2023)

Entre as 4 geometrias as melhores performances foram obtidas para o formato de aleta retangular e triangular, enquanto retangular + meio círculo e helicoidal não apresentaram significativas melhorias. Uma vez investigado as melhores configurações geométricas de aletas internas, esse trabalho propôs a utilização de nanopartículas com aletas retangulares e triangulares de 25 mm de tamanho e 4 mm de espessura.

3.2 Geometria e criação de malha computacional

O fluido (HTF) ao se aproximar da parede do tubo tem sua velocidade diminuída e na parede é utilizado a condição de não deslizamento ou de velocidade igual a zero. Desta forma, as regiões de maior interesse do problema são as próximas a parede do tubo, onde existem taxas de fluxos turbulentos e separação da camada limite. O tamanho normal do primeiro elemento de separação da camada limite Y pode ser obtido da Equação 3 (KHOSRAVI; MALEKAN; ASSAD, 2019).

$$Y^+ = \frac{\rho u_t Y}{\mu} \quad (3)$$

Em que, Y^+ é distância de parede adimensional e assume valor de $Y^+ \approx 1$. A velocidade de propagação é definida por:

$$u_t = \left(\frac{T_w}{\rho} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (4)$$

Em que, a tensão na parede é dada por:

$$T_w = \frac{\rho f u_0}{2}$$

O fator de atrito para escoamento interno pode ser estimado como:

$$f = 0,184 Re^{-\frac{1}{5}} \quad (5)$$

Em que, a velocidade média para tubos circulares é calculada:

$$u_0 = \frac{4\dot{m}}{\rho \pi D^2} \quad (6)$$

O número de Reynolds é definido como sendo (ABED et al., 2022):

$$Re = \frac{D \rho u_0}{\mu} \quad (7)$$

O refinamento dessas regiões garante maior acurácia das respostas. O teste de independência de malha é feito para que se tenha um balanço entre precisão das respostas e custo computacional. A Tabela 10 apresenta o número de elementos e a variação de eficiência térmica para o caso de referência tubo liso de 200 lit/min.

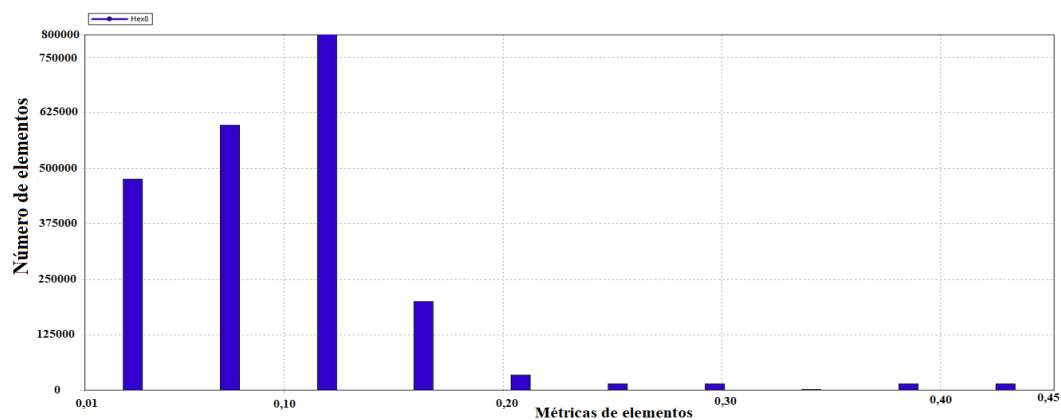
Tabela 10 – Convergência de malha

Elementos	652.475	1.145.600	2.150.400	3.015.000
$n_{th}(\%)$	69,115	69,122	69,143	69,145

Fonte: Autor (2023)

Os elementos tetraédricos criados para descrever o domínio fluido são de boa qualidade quando não apresentam deformações em sua geometria, como por exemplo, torções e achatamentos. O *Fluent Mesh* disponibiliza ferramentas de métricas para análise da qualidade dos elementos gerados para simulação. A Figura 26 apresenta a métrica *Skewness* recomendada para problemas de CFD. Quanto mais perto de 1, pior a qualidade do elemento. Neste caso, os elementos criados estão abaixo de 0,45 na escala.

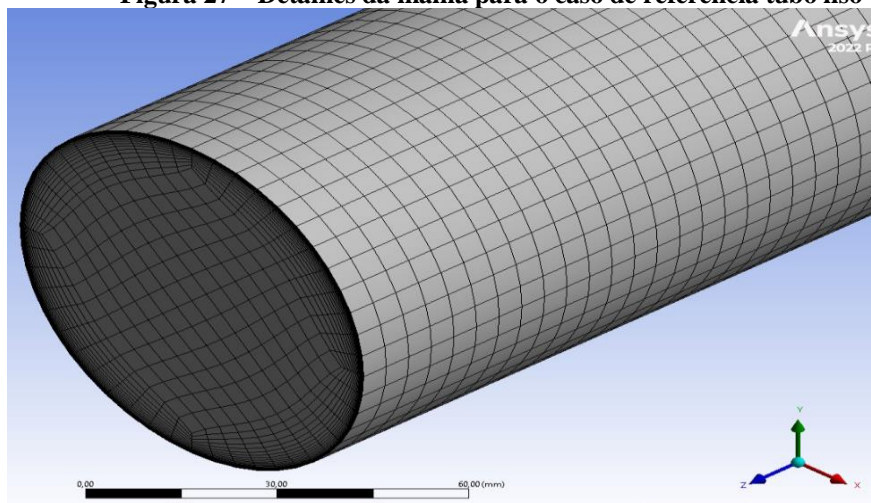
Figura 26 – Qualidade da malha utilizando métrica *Skewness*



Fonte: Autor (2023)

Uma boa prática na criação da malha do domínio fluido implica em manter os elementos próximos a parede com alta qualidade. A Figura 27 mostra a malha gerada para o caso tubo liso e detalhes do efeito de crescimento dos elementos prismáticos próximos a parede (*inflation*), com 25 camadas e crescimento de 20%. O tamanho de elemento utilizado próximo a parede (Y) diminui com o aumento da vazão de entrada, variando de 0,0194 mm para 50 lit/min, até 0,0056 mm para 200 lit/min.

Figura 27 – Detalhes da malha para o caso de referência tubo liso



Fonte: Autor (2023)

3.3 Condições de contorno e validação do problema

Na pesquisa atual é proposto a implementação de uma usina PTC de 100 MW, para tanto, a usina é modelada para um ano, o que representa uma simulação dinâmica do sistema para cada hora do ano. Esta simulação foi realizada utilizando BNSR, bem como dados meteorológicos. O principal objetivo deste trabalho é melhorar a eficiência do sistema. Consequentemente, o desempenho dos coletores solares foi melhorado considerando duas diferentes geometrias de inserções longitudinais de fluxo interno e nanopartículas de óxido de magnésio (MgO) e sílica (SiO₂).

As equações do problema de estado estacionário 3D do tubo receptor foram resolvidas utilizando o programa ANSYS® *Fluent*® versão R1 2022. Utilizou-se o método SIMPLE com acoplamento de pressão e velocidade, o esquema de diferenciação *upwind* de segunda ordem é empregado para resolver equações de momento e energia, com um limite de convergência de 10^{-3} e 10^{-6} para equações de momento, massa e energia, respectivamente. Para a simulação deste problema, as condições de contorno são consideradas abaixo:

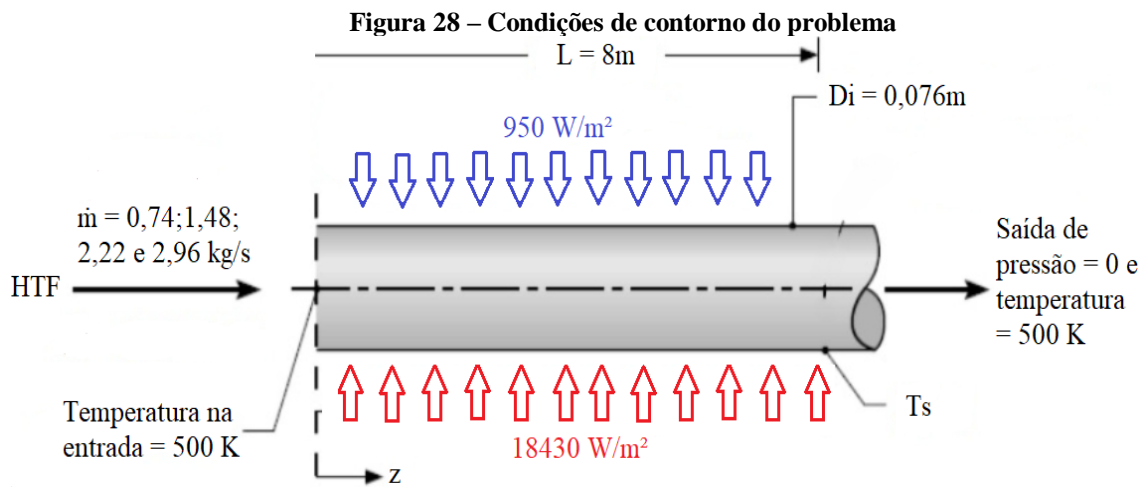
- **Entrada:** velocidade e temperatura uniformes de $u = u_0$ e $T_f = T_0 = 226,85$ °C.
- **Fluxo de calor:** $\dot{q}_{up} = I_g$ e $\dot{q}_{down} = I_g C_R$ sobre as superfícies superior e inferior do tubo, respectivamente. A radiação direta I_g tem intensidade de 950 W/m^2 . C_R é a taxa de concentração e pode ser definida como (GHASEMI; RANJBAR, 2017):

$$\bullet \quad C_R = \frac{A_{ap}}{A_r} \quad (8)$$

Em que, A_{ap} é a área de abertura do PTSC e A_r é a área do tubo receptor. Portanto, C_R tem um valor de 19,4 para o modelo PTSC atual.

- **Saída:** gradiente de pressão zero.

Esquemáticamente as condições de contorno da simulação é mostrada na Figura 28, para todos os casos a vazão na entrada de HTF varia de 50 l/min a 200 l/min.



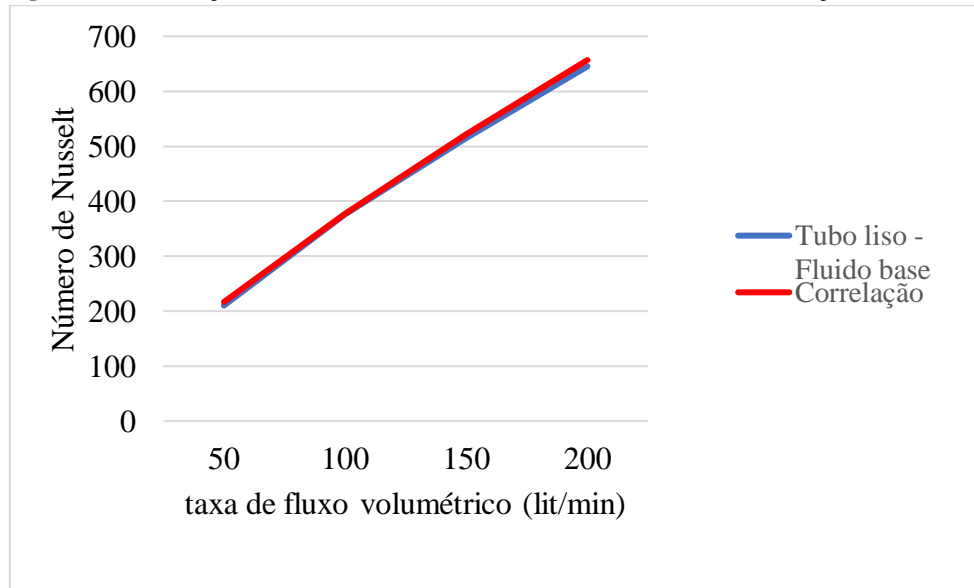
O número de Nusselt com fluido base (Nu_{bf}) para tubo liso é obtido de Colburn (J. L. IV and J. L. V, *A Heat Transfer Textbook, Fourth. Philogiston Press, 2012.*):

$$Nu_{bf} = 0,023 Re^{0,8} Pr^{0,4} \quad (9)$$

$$Pr = \frac{\mu C_p}{k} \quad (10)$$

O número de Nusselt da equação é válido para regime de fluxo turbulento ($Re > 2300$) para tubos lisos com fluido base. A Figura 29 mostra que os resultados CFD atuais estão muito próximos das correlações teóricas. Para a validação do número de Nusselt, utilizando a Equação 9, o erro máximo foi cerca de 3% entre o resultado e a teoria.

Figura 29 - Variação do número de Nusselt da teoria e do CFD, correlação de Colburn



Fonte: Autor (2023)

Os parâmetros para o cálculo e análise energética e exergética do PTC são: coeficiente convectivo de transferência de calor (HTC), número de Nusselt (N_u), queda de pressão (ΔP), temperatura média na saída (T_{out}) e velocidade média do fluido (u). As respostas numéricas são aplicadas a fim de se determinar a eficiência do tubo absorvedor solar tipo calha parabólica. Para todos os casos a taxa de fluxo volumétrico (VRF) foi variada de 50 a 200 lit/min.

3.4 Formulações Teóricas

O processo de resolução é iniciado empregando as equações de Navier-Stokes para cada volume de controle. A continuidade, as Equações (11), (12) e (13) de quantidade de movimento e energia são escritas da seguinte forma:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla(\rho \vec{V}) = 0 \quad (11)$$

$$\rho \frac{D\vec{V}}{Dt} = -\nabla p + \nabla \bar{\tau} + \rho \vec{f} \quad (12)$$

$$\rho \left[\frac{\partial h}{\partial t} + \nabla(h\vec{V}) \right] = -\frac{Dp}{Dt} + \nabla(k\nabla T) + \emptyset \quad (13)$$

Em que, ρ , \vec{V} , T , h , k , $\bar{\tau}$, f , p são densidade, vetor velocidade, temperatura, entalpia, condutividade térmica, tensão viscosa, força corporal por unidade de massa e pressão, respectivamente. O modelo de turbulência considerado para este trabalho é o k-

ε modelo RNG, com as constantes empíricas como segue (LAUNDER; SPALDING, 1974) (KORONAKI et al., 2001) :

$$\begin{aligned} \mu_t &= \rho_{ff} C_\mu \frac{k^2}{\varepsilon}, C_\mu = 0,0845 \\ C_{1\varepsilon} &= 1,42, C_{2\varepsilon} = 1,68 \\ \sigma_k &= 1, \sigma_\varepsilon = 1,3 \\ G_k &= 2\mu_t E_{ij} E_{ij}, E_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \bar{u}_j}{\partial x_i} \right) \end{aligned} \quad (14)$$

3.4.1 Análise energética e exergética do PTC

A quantidade de radiação solar sobre o coletor é obtida de $Q_s = A_\alpha \cdot G_b$, em que, G_b é a radiação solar direta. O calor útil pode ser definido como, $Q_u = \dot{m} \cdot c_p \cdot [T_{out} - T_{in}]$, enquanto A_α define a abertura do coletor, \dot{m} é a taxa de fluxo de massa; T_{in} é a temperatura de entrada e T_{out} a temperatura de saída. A Equação 15 define o número de (N_u) e a Equação 16 o coeficiente convectivo de transferência de calor (HTC) (KHOSRAVI; MALEKAN; ASSAD, 2019):

$$N_u = \frac{HTC \cdot D}{k} \quad (15)$$

$$HTC = \frac{Q_u}{(\pi \cdot D \cdot L)(T_{inf} - T_m)} \quad (16)$$

Em que, D é o diâmetro hidráulico do tubo e T_{inf} a temperatura média inferior. A perda térmica do tubo receptor pode ser calculada, por meio da Equação 17:

$$Q_{perdido} = Q_{absorvido} - Q_{útil} \quad (17)$$

Em que, $Q_{absorvido}$ é a energia solar absorvida estimada como, Equação 18:

$$Q_{absorvido} = Q_s n_{opt,max} K(\theta) \quad (18)$$

A expressão $n_{opt,max}$ é a eficiência óptica máxima e $K(\theta)$ é o modificador do ângulo incidente. No presente trabalho, $n_{opt,max}$ é considerado igual a 75,5% e $K(\theta)$ igual a 1 (já que o PTSC é analisado no ângulo de incidência zero). A eficiência térmica é um

dos principais parâmetros para avaliar o desempenho do coletor solar e pode ser calculado como:

$$n_{th} = \frac{Q_u}{Q_s} \quad (19)$$

Outros critérios úteis para avaliar o desempenho do PTSC são a eficiência exergética (η_{ex}) e global (η_{glo}), que levam em conta o trabalho de bombeamento e o calor útil. A eficiência exergética e a eficiência global são definidas como:

$$\eta_{ex} = \frac{E_u}{E_s} \quad (20)$$

$$\eta_{global} = \frac{Q_u - \frac{W_p}{\eta_{ele}}}{Q_s} \quad (21)$$

Em que, E_u é a produção útil de exergia, E_s o fluxo de exergia de irradiação solar, W_p a demanda de trabalho de bombeamento e η_{ele} a eficiência elétrica da rede PP (igual a 32,7%) (MWESIGYE; HUAN; MEYER, 2015). W_p é definido como:

$$W_p = \frac{\dot{m} \Delta P}{\rho} \quad (22)$$

A produção útil de exergia e fluxo são calculados utilizando as Equações 23 e 24 (PETELA, 2003):

$$E_u = Q_u \left[1 - \frac{T_{amb}}{T_m} \right] - \frac{T_{amb}}{T_m} W_p \quad (23)$$

$$E_s = Q_s \left[1 - \frac{4 T_{amb}}{3 T_{sun}} + \frac{1}{3} \left(\frac{T_{amb}}{T_{sun}} \right)^4 \right] \quad (24)$$

Em que, T_{amb} é a temperatura ambiente, assumida como sendo 298,15 K, T_{sun} a temperatura do sol que pode ser considerada igual a 5770 K e T_m pode ser definida como a temperatura média logarítmica da Equação 25.

$$T_m = \frac{T_{out} - T_{in}}{\ln \left(\frac{T_{out}}{T_{in}} \right)} \quad (25)$$

3.4.2 Nanofluido

As propriedades do nanofluido são influenciadas tanto pelas propriedades do fluido base quanto pelas nanopartículas presentes nele. A concentração volumétrica das nanopartículas (Φ_{np}) desempenha um papel importante na determinação dessas propriedades (AYATOLLAHI; NASIRI; KASAEIAN, 2012). As equações (26) a (29) fornecem correlações para a densidade (ρ), o calor específico (C_p), a condutividade térmica (k) e a viscosidade dinâmica (μ) de um nanofluido, respectivamente. (KHANAFER; VAFAI, 2011). O subscrito 'nf' refere-se ao nanofluido, 'bf' refere-se ao fluido de base e 'np' refere-se à nanopartícula.

$$\rho_{nf} = \rho_{bf}(1 - \Phi_{np}) + (\rho_{np}\Phi_{np}) \quad (26)$$

$$Cp_{nf} = \frac{\rho_{bf}(1 - \Phi_{np})}{\rho_{nf}} Cp_{bf} + \frac{\rho_{np}\Phi_{np}}{\rho_{nf}} Cp_{np} \quad (27)$$

$$k_{nf} = k_{bf} \left[\frac{k_{np} + (n_{sf} - 1)k_{bf} - (n_{sf} - 1)\Phi_{np} \cdot (k_{bf} - k_{np})}{k_{np} + (n_{sf} - 1)k_{bf} - \Phi_{np}(k_{bf} - k_{np})} \right] \quad (28)$$

$$\mu_{nf} = \mu_{bf} (1 + 2,5\Phi_{np} + 6,5\Phi_{np}^2) \quad (29)$$

A variável n_{sf} denota o fator de forma das partículas, adotando a suposição de que as partículas possuem uma forma esférica, o fator de forma das partículas é igual a 3. Para determinar o coeficiente de transferência de calor convectivo (HTF), é necessário calcular o número de Nusselt. No caso de nanofluidos operando em regime de fluxo turbulento, foi utilizado a correlação de Pak e Cho para calcular o número de Nusselt (Nu_{nf}) (PAZARLIOĞLU et al., 2023).

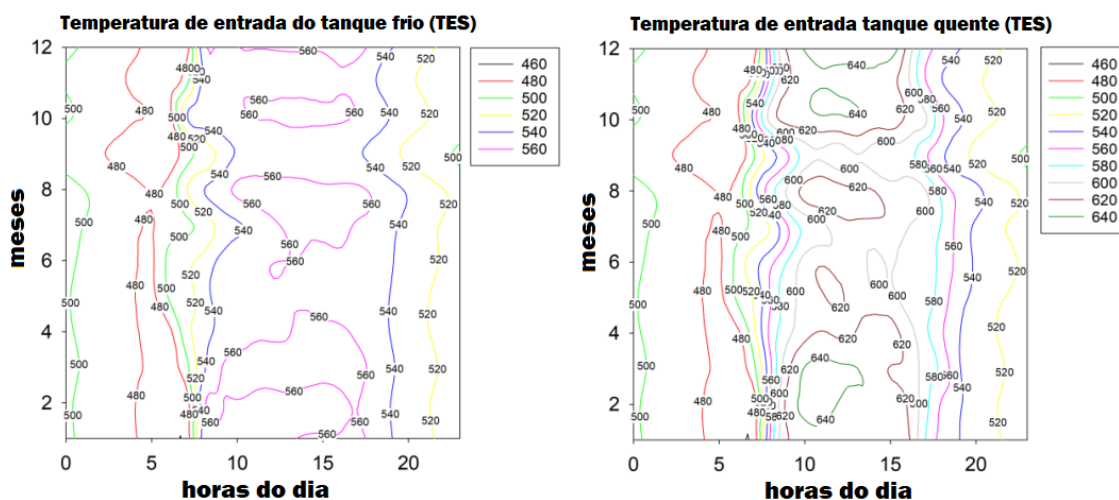
$$Nu_{nf} = 0,074 Re^{0,707} Pr_{nf}^{0,385} \Phi_{np}^{0,074} \quad (30)$$

4 - RESULTADOS

Em várias regiões do Brasil os coletores solares recebem irradiação solar em abundância, geralmente cerca de 10-12 horas por dia. Embora o sol nasça às 6h30 para as regiões de estudo, o processo de pré-aquecimento do sistema de produção de energia elétrica por turbinas de vapor a partir de energia solar concentrada (PTSPP), começa às 8h30. O tanque quente deve ter uma temperatura mínima de 573,15 K para fornecer a energia necessária para iniciar o PTSPP. Caso contrário, o projeto da usina PTC deve incluir um sistema auxiliar de abastecimento de combustível para suprir a energia adicional requerida.

A Figura 30 representa o padrão de armazenamento de energia térmica com base na entrada de temperatura do fluido (HTF) no tanque frio e no tanque quente durante todo o ano.

Figura 30 - Entrada de temperatura nos tanques de armazenamento (TES)



Fonte: Autor (2023)

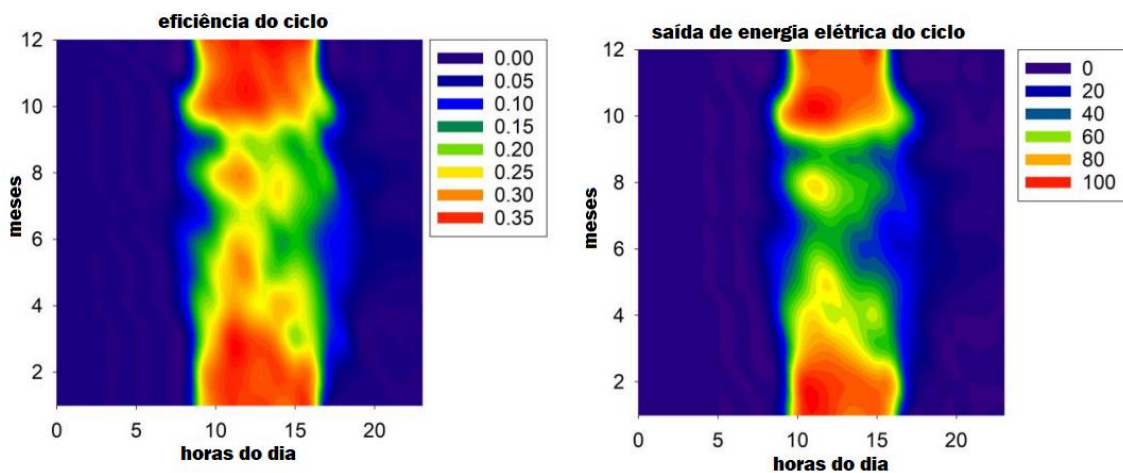
A eficiência do ciclo varia de 0 a 0,35% (os valores máximos são observados de janeiro a abril e de setembro a dezembro) e a usina produz energia elétrica entre 0 e 100 MW. Melhorar a eficiência do coletor aumenta a temperatura de saída do HTF, resultando na melhoria da eficiência energética do sistema.

Um dos principais parâmetros para avaliar os atributos térmicos do coletor solar é o coeficiente convectivo de transferência de calor (HTC). No coletor solar foram avaliados os efeitos de diferentes configurações de aletas internas, como, aletas longitudinais retangulares e triangulares. Além disso, também foi avaliado a utilização de

nanopartículas de óxido de magnésio (MgO) e sílica (SiO₂) com fração de volume de 2% para tubo liso e com aletas. A temperatura de entrada do campo solar é de aproximadamente 500 K, a qual é considerada como temperatura de entrada para o coletor na simulação CFD.

A Figura 31 demonstra o padrão de eficiência do ciclo e saída de energia elétrica da usina PTC da região do estudo de caso.

Figura 31 – Eficiência do ciclo e produção de energia elétrica da usina PTC na região de estudo

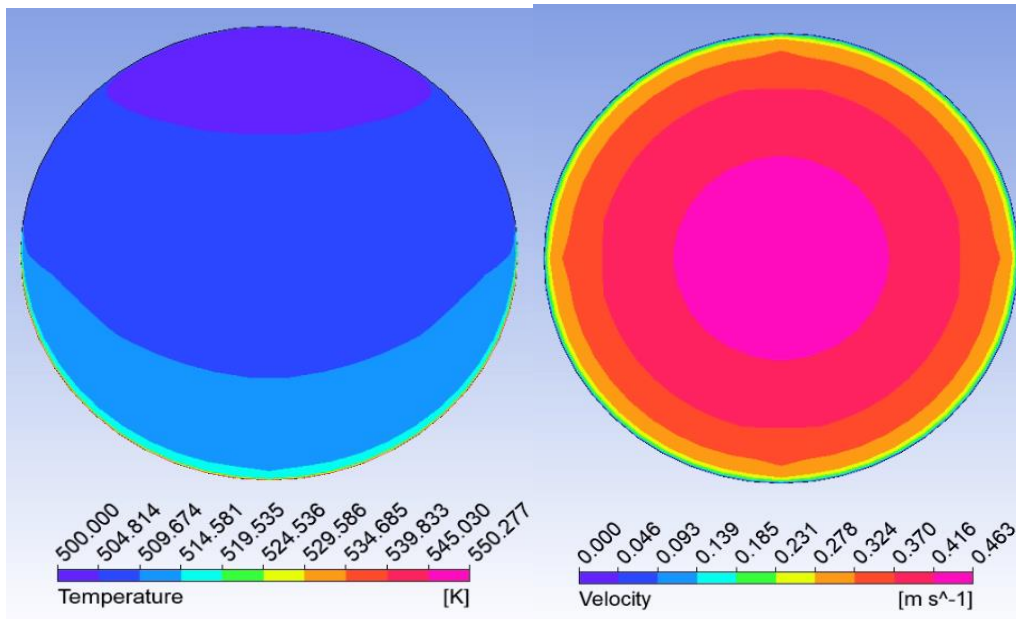


Fonte: Autor (2023)

As distribuições de temperatura e velocidade na saída do tubo absorvedor para o caso de referência com fluido base, são mostradas na Figuras 32, enquanto, a Figura 33 mostra as distribuições para o caso com aletas e nanopartícula MgO 2%. Como pode ser observado, a utilização de aletas internas longitudinais e nanopartículas melhora a temperatura de saída do tubo absorvedor.

Entre as duas inserções de fluxo testadas, o tubo com aletas longitudinais retangulares apresentou maior temperatura média (T_{out}) de saída do fluido, portanto, uma maior eficiência do sistema. Entre as nanopartículas, MgO obteve melhor performance comparada a SiO₂. Para ambas as figuras, a temperatura de entrada é igual a 500 K e a taxa de fluxo volumétrico (VFR) é 100 lit/min.

Figura 32 - Resultados para o tubo liso com fluido base $T_{in} = 500$ K: (a) temperatura na saída em (K) e (b) velocidade em (m/s) para VFR de 100 lit/min



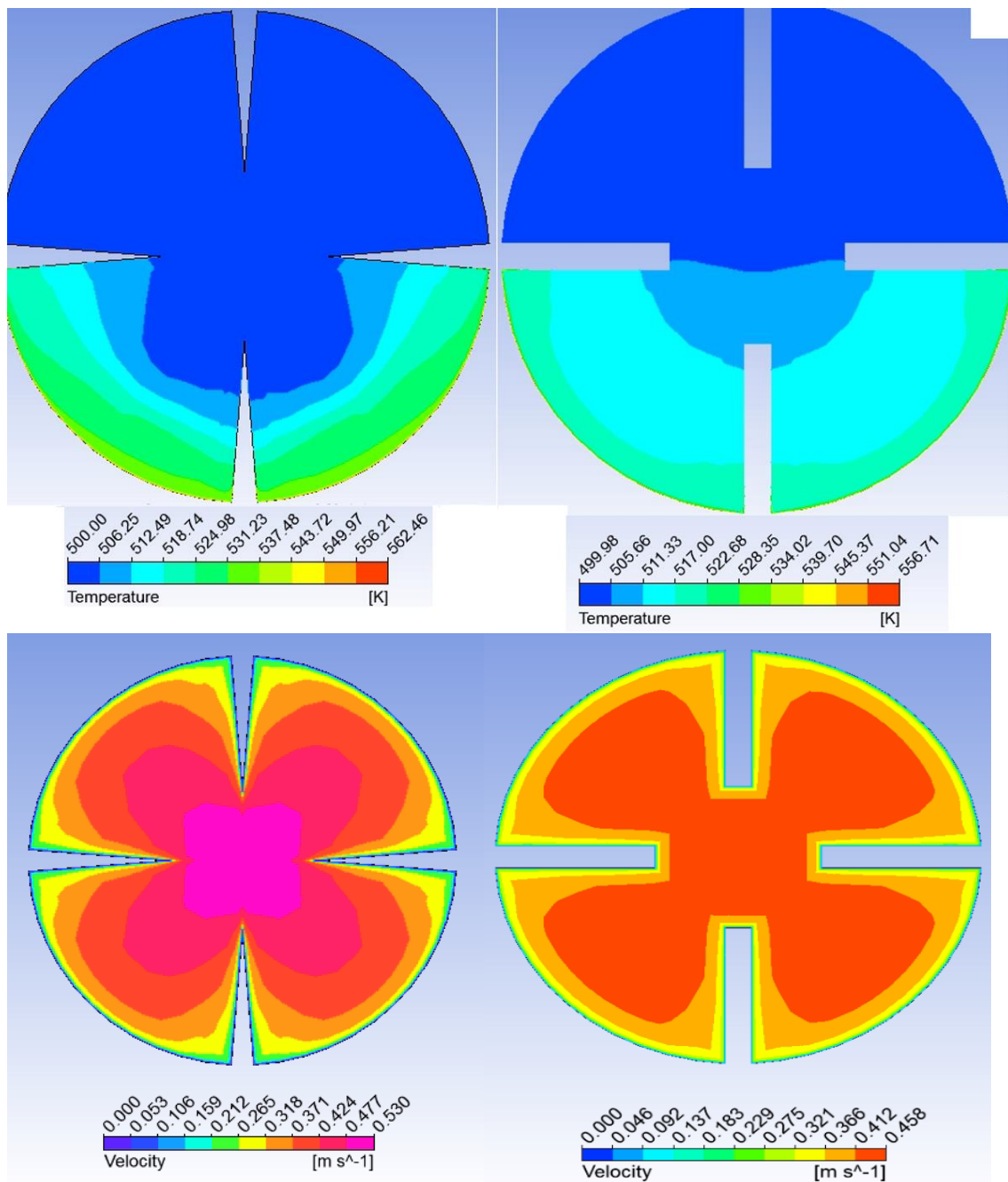
Fonte: Autor (2023)

As aletas longitudinais com formato retangular e triangular possuem tamanho de 25 mm e espessura de 2 mm. Posteriormente, foram avaliados nove casos, sendo eles, tubo liso, tubo liso nanofluido MgO 2%, tubo liso nanofluido SiO₂ 2%, aletas retangulares fluido base, aletas retangulares nanofluido MgO 2%, aletas retangulares nanofluido SiO₂ 2%, aletas triangulares fluido base, aletas triangulares nanofluido MgO 2% e aletas triangulares nanofluido SiO₂ 2%.

Entre todos os casos o que apresentou melhores resultados foi o caso aletas retangulares nanofluido MgO 2%. Observa-se que as aletas melhoram a transferência de calor, assim como o uso de nanopartículas, porém aumentam a perda de pressão. O formato da aleta apresentou significativo incremento na temperatura de saída, assim como a porcentagem de fração volumétrica de nanopartículas em suspensão no fluido térmico.

Pode ser visto na Figura 33 que a temperatura na saída com aletas triangulares é maior. Essa temperatura é localizada na superfície inferior do tubo absorvedor, e esse fenômeno se justifica pelo fato de que, com essa configuração, a absorção de calor foi menor do que a com aletas retangulares, ou seja, uma temperatura maior e menor HTC, observe a Equação 16. Além disso, a velocidade do fluido na saída também foi maior para o caso com aletas triangulares, resultando em maior pressão.

Figura 33 - Resultados para os tubos aletados com nanofluido MgO 2% $T_{in} = 500$ K: (a) temperatura na saída em (K) e (b) velocidade em (m/s) para VFR de 100 lit/min

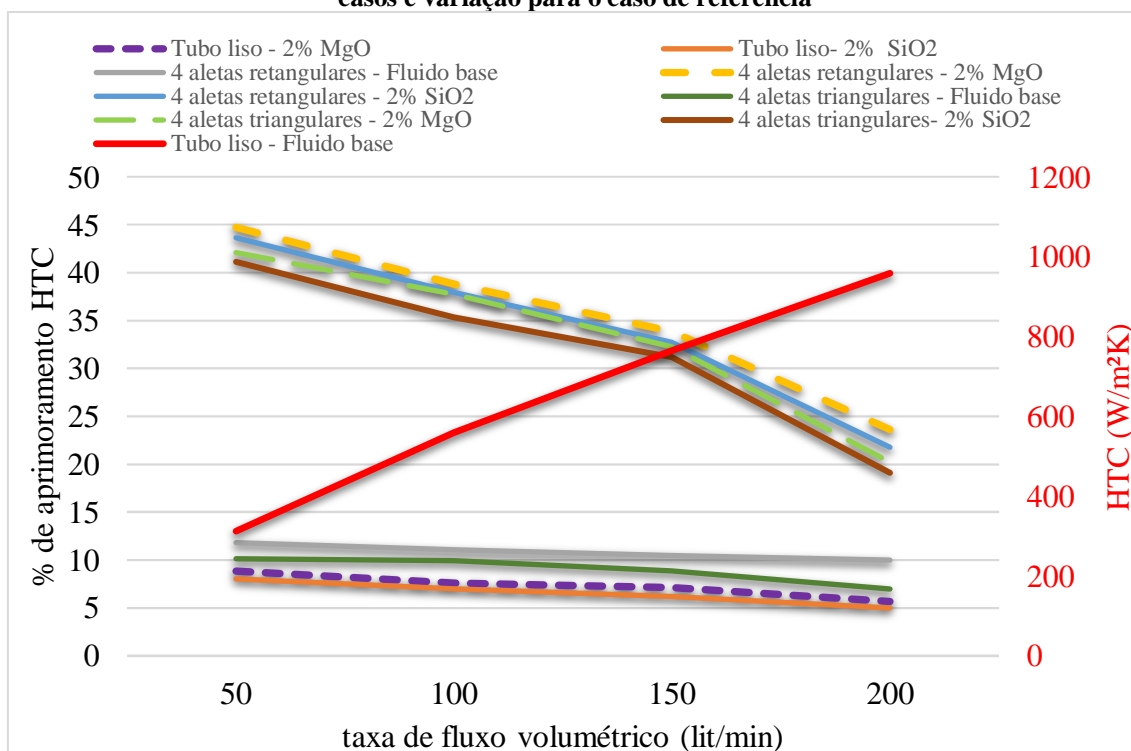


Fonte: Autor (2023)

Vale ressaltar que o aumento da fração volumétrica de nanopartículas aumenta a temperatura de saída, porém, aumenta a viscosidade do fluido e queda de pressão. Valores maiores de que 2% de concentração implicaram em significativas pressões e pior eficiência global do sistema.

O aprimoramento do HTC utilizando as duas inserções de fluxo e nanopartículas, juntamente com o caso de referência são mostrados na Figura 34, demonstrando uma tendência decrescente no aprimoramento para todos os casos com o aumento do VFR.

Figura 34 - Aprimoramento do coeficiente convectivo de transferência de calor (HTC) para todos os casos e variação para o caso de referência



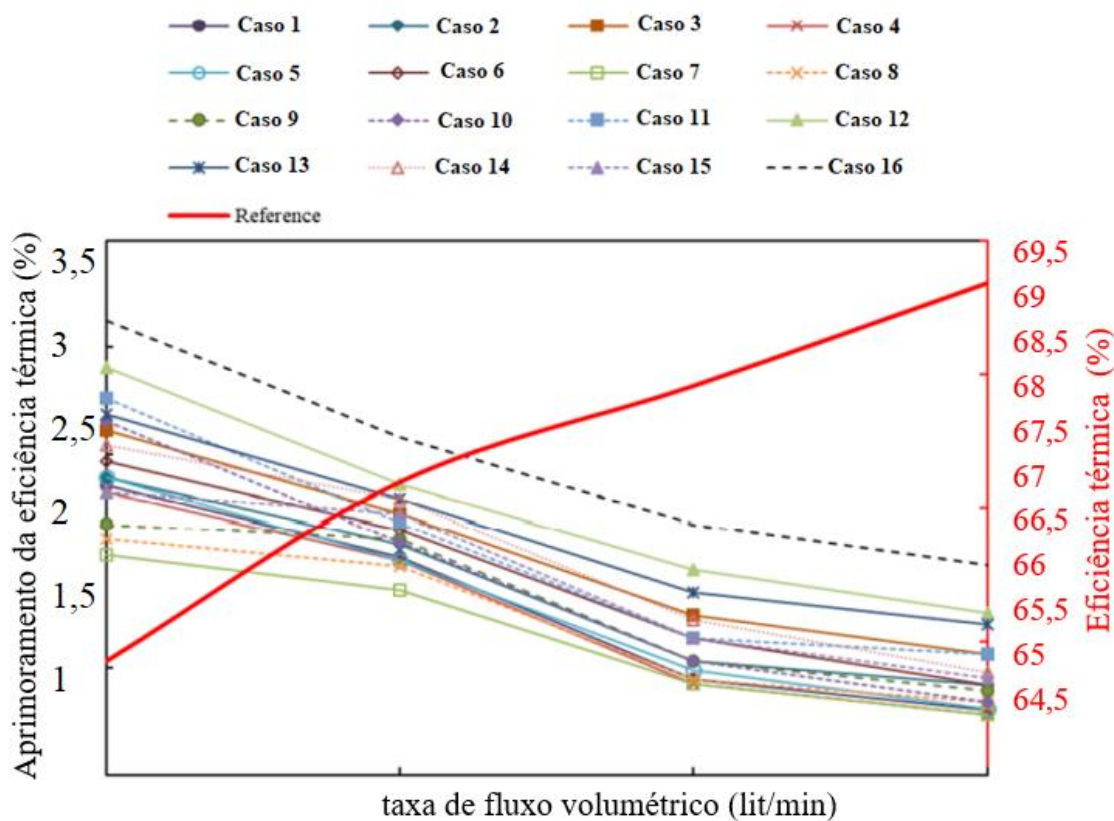
Fonte: Autor (2023)

O aprimoramento máximo do HTC foi para o caso com aletas retangulares e nanofluido MgO 2%, com VRF de 50 lit/min, de aproximadamente, 45% em relação ao caso de referência. O maior HTC obtido foi de 1426,8 W/m² K, também para este caso, porém com VRF de 200 lit/min.

4.1 Eficiência

O parâmetro mais importante utilizado para avaliar o desempenho dos coletores solares é a sua eficiência. A Figura 35 apresenta o aumento da eficiência térmica para os 16 casos iniciais com fluido base e sua variação para o caso de referência. A coluna da direita refere-se à variação da eficiência térmica para o tubo de referência, enquanto a da esquerda refere-se a porcentagem de aumento da eficiência para os casos aletados, observe que em todos os casos a eficiência foi melhorada com a utilização de aletas internas e o caso 16 com quatro aletas longitudinais retangulares foi o melhor entre todos.

Figura 35 – Aumento da eficiência térmica para os 16 casos iniciais

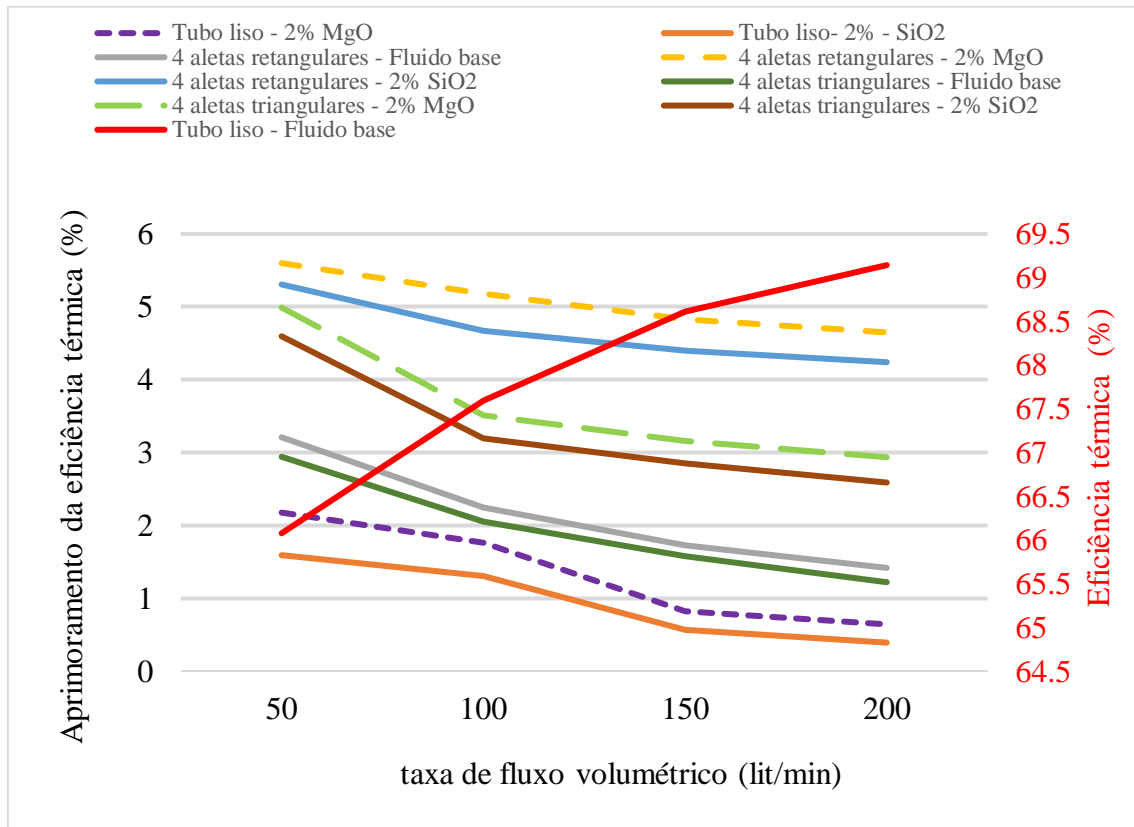


Fonte: Autor (2023)

Em seguida, apresenta-se a variação da eficiência térmica para variação na geometria da aleta e uso de nanopartículas. A máxima eficiência térmica observada para o caso de referência e o caso aletas retangulares nanofluido MgO 2%, são 69,14% e 72,35%, respectivamente, para a vazão volumétrica de 200 lit/min. O aprimoramento máximo da eficiência é de cerca de 5,6% para o este mesmo caso, porém, com VFR de 50 Lit/min, semelhante aos achados anteriores para o HTC. Observa-se que o aprimoramento diminui com o aumento da VRF.

A Figura 36 apresenta os resultados do aumento da eficiência térmica para 9 casos diferentes, incluindo tubo de referência. É observado que a utilização de nanofluido melhora significativamente a absorção da radiação solar.

Figura 36 - Aumento da eficiência térmica (n_{th}) para todos os casos e variação para o caso de referência

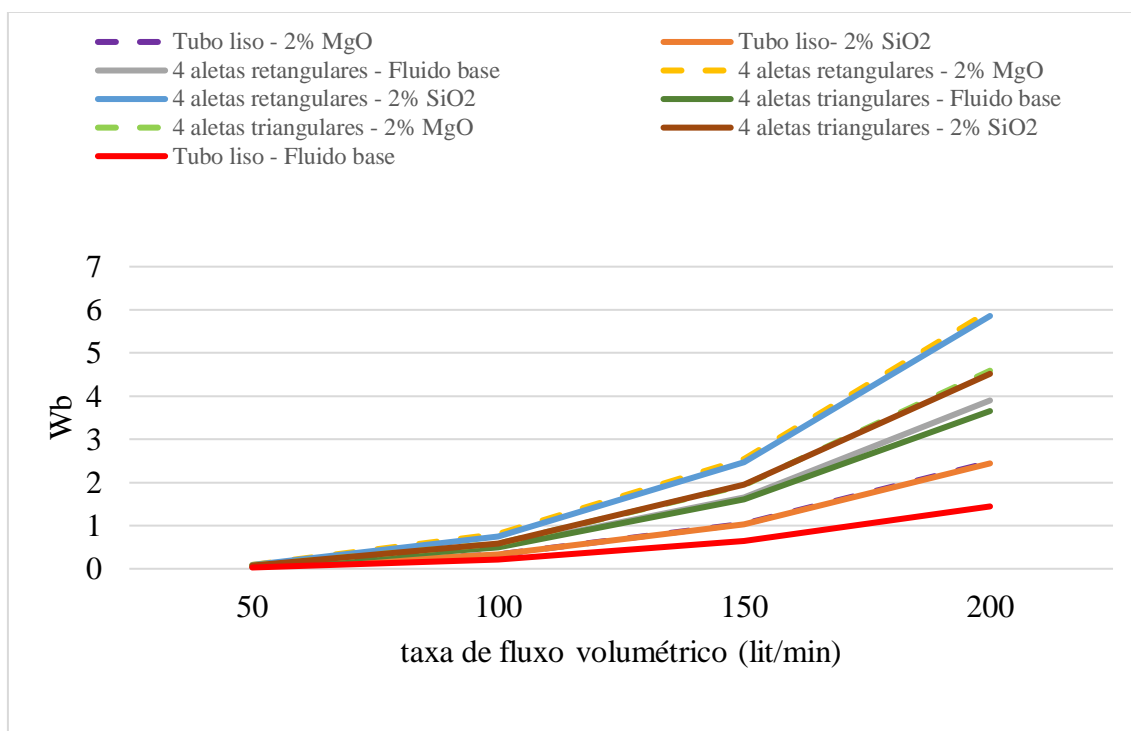


Fonte: Autor (2023)

Um dos principais parâmetros para calcular o custo geral da instalação é a quantidade de trabalho de bombeamento mostrado na Figura 37, definido na Equação 22. O maior trabalho de bombeamento entre os casos foi de cerca de 6 Watts para o caso aletas retangulares e nanofluido MgO 2% e VRF de 200 lit/min.

Esses valores são baixos, e calculados para um módulo do PTC (tubo com 8 m), entretanto, o uso das técnicas passivas de melhoria (aletas e nanopartícula) tornou o seu crescimento proporcionalmente significativo e isso pode acarretar em um exorbitante aumento do trabalho de bombeamento e diminuição da eficiência geral do PTC.

Figura 37 - Aumento do trabalho de bombeamento (Wb)

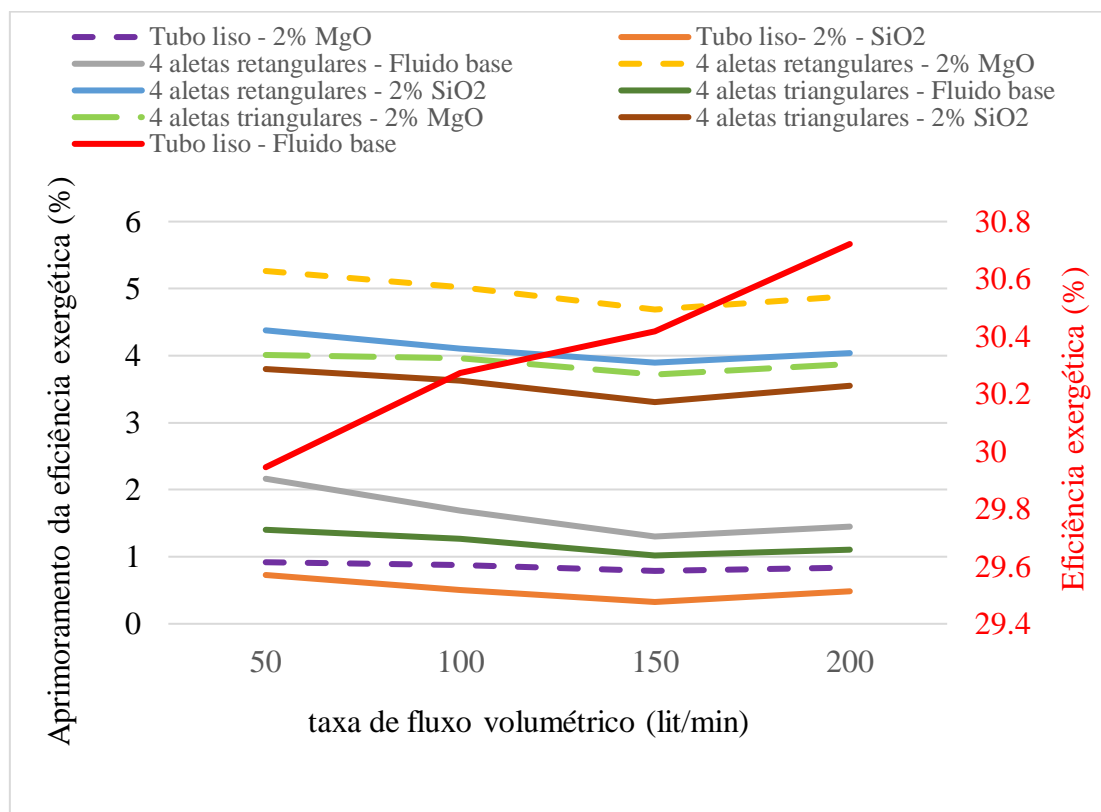


Fonte: Autor (2023)

A eficiência exergética definida pela Equação 20 pode ser utilizada para avaliar o desempenho geral do sistema, aos quais os resultados correspondentes são apresentados na Figura 38. O aprimoramento dessa eficiência diminui à medida que o fluido HTF atinge velocidades mais altas. O melhor desempenho foi para o caso aletas retangulares e nanofluido MgO 2%, com realce máximo em torno de 5,26% para VRF de 50 lit/min.

Devido ao trabalho de bombeamento representar uma parcela muito menor comparada a Q_u e Q_s , a eficiência térmica e global são praticamente as mesmas, observe as Equações 20 e 21. Semelhante aos resultados de Bellos, Tzivanidis e Tsimpoukis (2017) o aprimoramento dessas duas eficiências, exergética e global, diminuem com a maior taxa de fluxo de massa. A eficiência máxima atingida foi do caso aletas retangulares e nanofluido MgO 2% com VRF de 200 lit/min, alcançando 32,22 %.

Figura 38 - Aumento da eficiência exergética (n_{ex}) para todos os casos e variação para o caso de referência

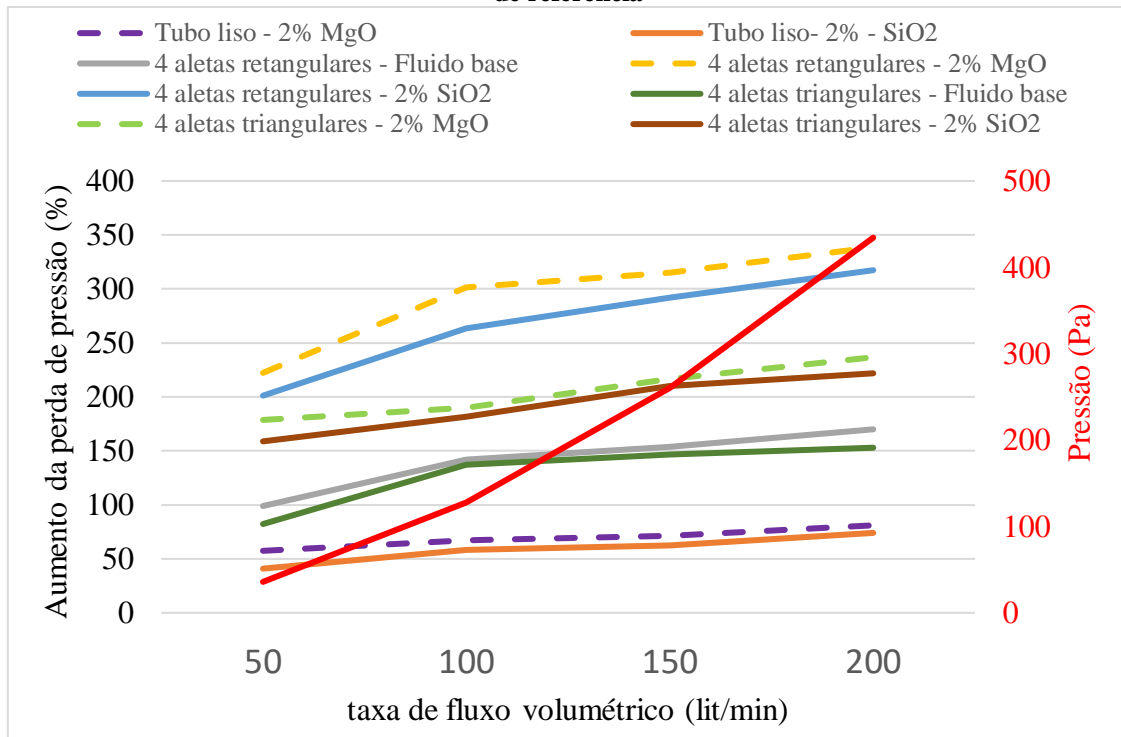


Fonte: Autor (2023)

O proporcional aumento da queda de pressão e a variação para o tubo liso são mostrados na Figura 39. A pressão para tubo liso variou de 35,8 a 434,41 Pascal, enquanto o trabalho de bombeamento foi de 0,03 a 1,44 W.

Novamente, o caso aletas retangulares e nanofluido MgO 2% mostra aumento máximo na queda de pressão e trabalho de bombeamento, com aumento máximo de 338% em relação ao caso de referência, para o VFR de 200 lit/min. Como resultado do aumento da queda de pressão, a demanda de trabalho de bombeamento também aumentou, atingindo valor máximo entorno de 6 W.

Figura 39 - Aumento do trabalho de bombeamento (W_b) para todos os casos e variação para o caso de referência



Fonte: Autor (2023)

Como resultado da perda de pressão e da velocidade do fluxo, o fator de atrito é definido como (GHASEMI; RANJBAR, 2017):

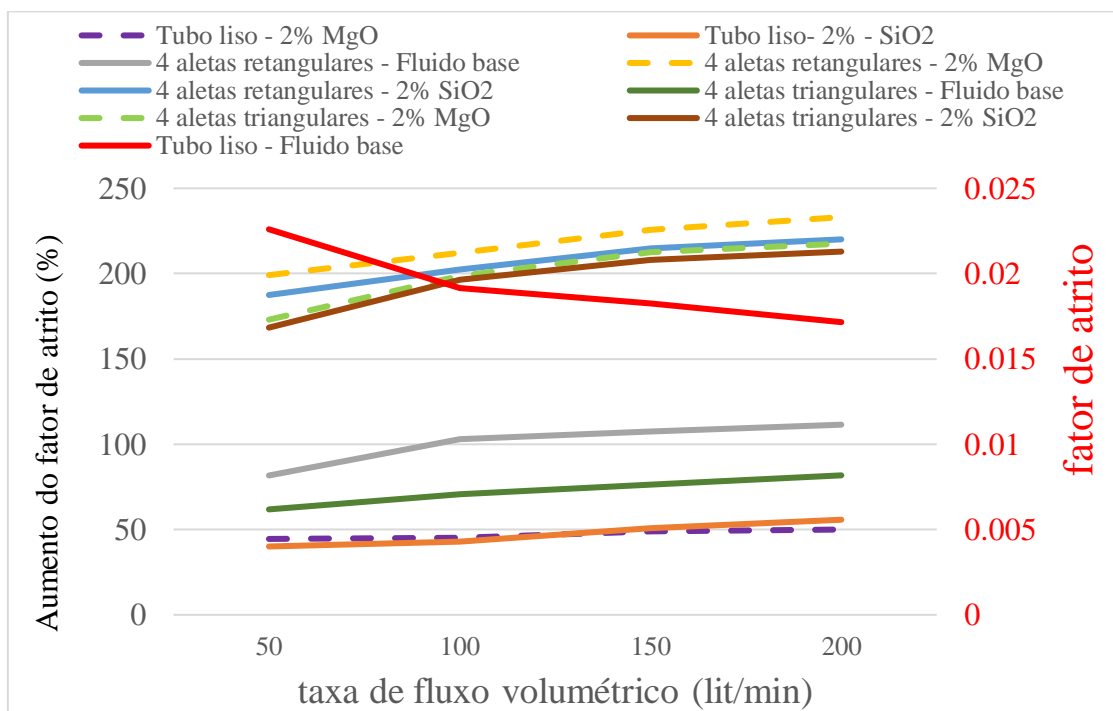
$$f = \frac{2\Delta P}{\rho u^2} \left(\frac{D}{L} \right) \quad (31)$$

O fator de atrito de Fanning para escoamento monofásico é apresentado por Fang et al., (2011). Essa correlação é válida para fluxo turbulento ($Re > 2300$) em tubos lisos:

$$f = 0,0625 \left[\log \left(\frac{150,39}{Re^{0,98865}} - \frac{152,66}{Re} \right) \right]^{-2} \quad (32)$$

Em que, ΔP é a perda de pressão, L é o comprimento do tubo e u é a velocidade do fluido. O aumento do fator de atrito para todos os casos e a variação desse parâmetro para o caso de referência são mostrados na Figura 40. O maior aumento para o fator de atrito foi do caso aletas retangulares e nanofluido MgO 2%, variando de 0,05132 a 0,07528. Para o caso de referência a variação foi de 0,017156 a 0,0226.

Figura 40 - Aumento do fator de atrito (f) para todos os casos e variação para o caso de referência

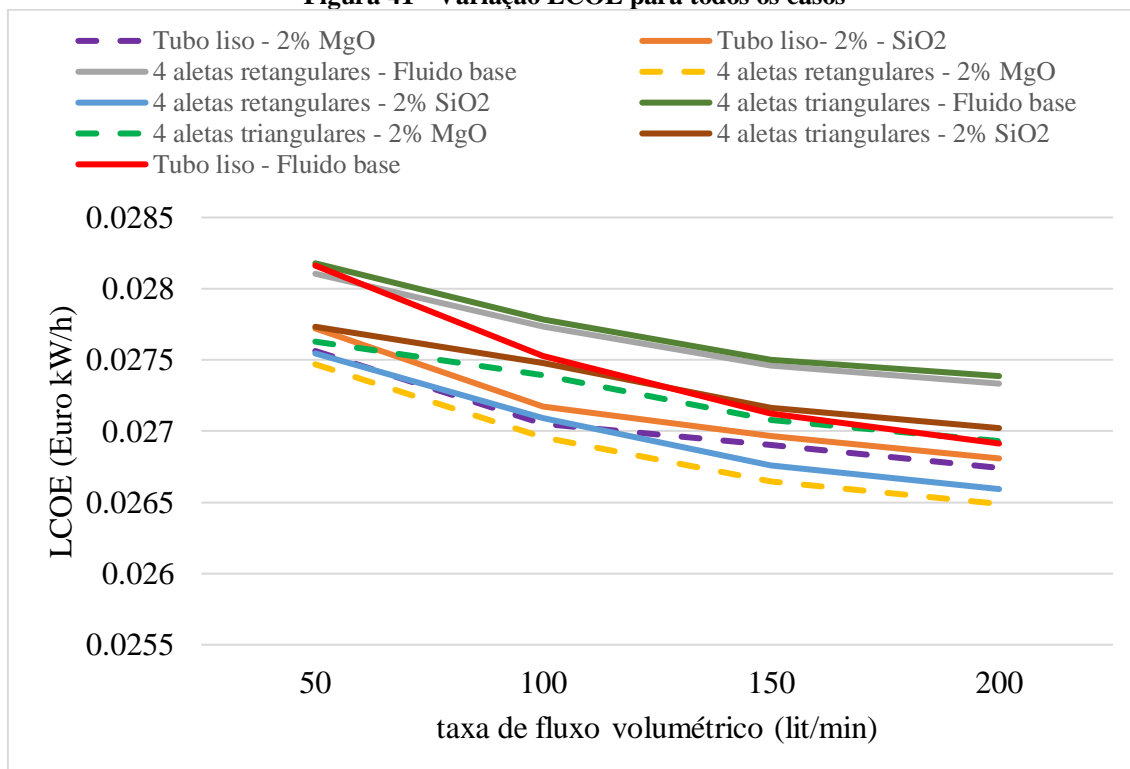


O custo nivelado de energia (LCOE) é considerado a abordagem mais adequada para avaliar o projeto do coletor solar do ponto de vista financeiro. O custo do PTC com tubo liso é de cerca de 200 euros/m², enquanto o tubo aletado o custo é cerca de 3% mais elevados (SALGADO CONRADO; RODRIGUEZ-PULIDO; CALDERÓN, 2017). Com 40 m² de abertura do coletor atual, o PTC com tubo liso pode ser considerado em torno de 8.485 euros, enquanto o tubo aletado custa cerca de 8.740 euros. Portanto, o LCOE pode ser calculado como (EL HAMDANI et al., 2021):

$$\text{LCOE} = \frac{CO}{Q_u N} = \frac{CO}{\eta_{th} Q_s N} \quad (33)$$

Em que, N é a operação total do sistema em horas, considerando 24.000 horas para o PTSC atual (1200 horas por ano e vida total de 20). Por fim, a variação do LCOE em função da vazão volumétrica para o PTC atual para todos os casos é apresentada na Figura 41.

Figura 41 - Variação LCOE para todos os casos



Fonte: Autor (2023)

Os menores valores de LCOE são obtidos para o caso aletas retangulares e nanofluido MgO 2%, enquanto os casos com tubos aletados sem a presença de nanopartículas apresentam os maiores valores de LCOE entre todos os casos. Esses resultados demonstram o benefício na utilização de aletas e nanofluido em sistemas PTSC. Por outro lado, é preciso avaliar cuidadosamente a utilização de tais recursos, como foi visto, o uso de aletas internas com fluido base apesar de gerar melhor eficiência, não atingiu menor preço por kW/h.

Os menores valores de LCOE variaram entre 0,02648 a 0,02746 euro kW/h. A diferença percentual LCOE entre o caso aletas retangulares e nanofluido MgO 2% e o caso de referência decresceu com o aumento VRF, isso mostra que a utilização das técnicas passíveis de melhoria térmica são especialmente significativas para baixas taxas de fluxo volumétrico.

A tecnologia solar térmica concentrada é pouco desenvolvida no Brasil devido ao alto preço associado à importação de equipamentos e também devido à ineficácia política do governo (DE JONG; KIPERSTOK; TORRES, 2015). Nesse sentido, este trabalho busca contribuir com o fomento a tecnologia CSP nacional investigando novas técnicas passíveis de melhoria do sistema que possam tornar a tecnologia competitiva no mercado nacional de energia.

5 CONCLUSÕES

Uma usina de energia solar concentrada com tecnologia de calha parabólica (PTC) foi proposta como um sistema alternativo de geração de energia elétrica. A tecnologia é limitada pela capacidade térmica de absorção da enorme quantidade de energia solar disponível. Por isso, a literatura especializada busca por diferentes abordagens que podem contribuir para melhorar a eficiência dos PTCs, como o uso de nanopartículas e aletas internas.

O atual trabalho apresentou um projeto de planta de 100 MW para a cidade de Itacarambi – MG, em que os projetos de parâmetros e tamanho da usina foram definidos no programa SAM®. Posteriormente, foram simulados a inserção de diferentes geometrias de aletas internas e utilização de nanopartículas de óxido de magnésio (MgO) e sílica (SiO₂) a fim de melhorar a eficiência de absorção da irradiação solar. O fluido HTF foi escolhido como Therminol-VP1 e as análises foram feitas utilizando os recursos de CFD do software ANSYS® *Fluent*® R1 2022, para um módulo individual dessa usina (ou seja, um tubo de 8 metros de comprimento). Nove casos finais, incluindo o de referência (tubo liso com fluido base) foram investigados. Em todos os casos obteve-se melhor eficiência do sistema com relação ao caso de referência, comprovando a eficácia das técnicas utilizadas.

O objetivo principal foi melhorar a eficiência térmica da transferência de calor do HTF dentro do tubo absorvedor, utilizando duas diferentes técnicas passíveis de melhoria. Entretanto, é importante avaliar o custo da adoção dessas técnicas. Como foi visto, o Brasil carece de iniciativas e de pesquisas de desenvolvimento no setor, o que torna essa avaliação custo/benefício uma tarefa complexa. De fato, o país vem buscando expandir sua capacidade de produção elétrica utilizando outras fontes renováveis de energia e neste cenário, a tecnologia PTC se mostra muito promissora, já consolidada em muitos países ao redor do mundo.

Esta pesquisa buscou avaliar através de simulação numérica o desenvolvimento de uma nova tecnologia PTC mais eficiente. Os principais resultados do estudo são: o coeficiente de transferência de calor (HTC) máximo foi obtido com o caso aletas retangulares e nanofluido MgO 2%, com o comprimento da aleta de 25 mm e espessura de 4 mm. Neste caso, a melhoria máxima do HTC foi de cerca de 45%, além disso, a eficiência térmica foi melhorada em 5,6% em relação ao caso de referência. O HTC máximo foi de 1426, 8 W/m² K para 200 l/min, enquanto a pressão e o fator de atrito

tiveram um aumento percentual de 338,56% e 220%, respectivamente. A maior pressão foi de cerca de 1905 pascal para 200 l/min. A eficiência térmica máxima foi de 72,36% e exérgica de 32,22%, o que representou uma melhoria de 5,6% e 5,3% em relação ao tubo de referência. O menor LCOE obtido variou de 0,02648 a 0,02746 euro kW/h.

Para futuros trabalhos sugere-se a investigação dos efeitos de campo magnético em torno do tubo absorvedor, o que pode melhorar a transferência de calor. A análise econômica deve ser levada em consideração, já que tanto o uso de aletas quanto nanofluido pode acarretar ônus para o sistema em geral. Por fim, a avaliação experimental e investigação das correlações deve ser uma prática indispensável para a análise do PTC.

REFERÊNCIAS

ABDULHAMED, A. J. et al. **Review of solar parabolic-trough collector geometrical and thermal analyses, performance, and applications.** *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Elsevier Ltd, 1 ago. 2018.

ABED, N. et al. Effect of various multiple strip inserts and nanofluids on the thermal–hydraulic performances of parabolic trough collectors. *Applied Thermal Engineering*, v. 201, 25 jan. 2022.

ACHKARI BEGDOURI, O.; EL FADAR, A. Impact of parabolic trough collector model on the CSP plants' performance. *Thermal Science and Engineering Progress*, v. 34, 1 set. 2022.

ACHKARI, O.; EL FADAR, A. **Latest developments on TES and CSP technologies – Energy and environmental issues, applications and research trends.** *Applied Thermal Engineering* Elsevier Ltd, 25 fev. 2020.

ALAM, M. I. et al. **Conventional and Emerging CSP Technologies and Design Modifications: Research Status and Recent Advancements.** *International Journal of Thermofluids* Elsevier B.V, 1 nov. 2023.

ALAMI, A. H. et al. Concentrating solar power (CSP) technologies: Status and analysis. *International Journal of Thermofluids*, v. 18, 1 maio 2023.

ALI, A. H. H. Performance-cost and global warming assessments of two residential scale solar cooling systems versus a conventional one in hot arid areas. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 20, p. 1–8, 1 abr. 2017.

ALLAM, M. et al. **Heat transfer enhancement in parabolic trough receivers using inserts: A review.** *Sustainable Energy Technologies and Assessments* Elsevier Ltd, 1 dez. 2021.

ALMASABI, A.; ALOBAIDLI, A.; ZHANG, T. J. **Transient Characterization of Multiple Parabolic Trough Collector Loops in a 100 MW CSP Plant for Solar Energy Harvesting.** *Energy Procedia. Anais...* Elsevier Ltd, 1 maio 2015.

ALNAQI, A. A.; ALSARRAF, J.; AL-RASHED, A. A. A. Hydrothermal effects of using two twisted tape inserts in a parabolic trough solar collector filled with MgO-MWCNT/thermal oil hybrid nanofluid. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 47, 1 out. 2021.

ARCHER, M. **Alternative Futures PROSPECTS FOR SOLAR ENERGY.** Jun. 1974.

ARSHAD AHMED, K.; NATARAJAN, E. Thermal performance enhancement in a parabolic trough receiver tube with internal toroidal rings: A numerical investigation. *Applied Thermal Engineering*, v. 162, 5 nov. 2019.

ASERI, T. K.; SHARMA, C.; KANDPAL, T. C. Estimating capital cost of parabolic trough collector based concentrating solar power plants for financial appraisal: Approaches and a case study for India. **Renewable Energy**, v. 156, p. 1117–1131, 1 ago. 2020.

AURYBI, M. A. et al. Mathematical evaluation of solar chimney power plant collector, integrated with external heat source for non-interrupted power generation. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 30, p. 59–67, 1 dez. 2018.

AYATOLLAHI, M.; NASIRI, S. H.; KASAEIAN, A. B. **Convection heat transfer modeling of ag nanofluid using different viscosity theories. IIUM Engineering Journal**, v. 13. 2012.

BAHAROON, D. A. et al. **Historical development of concentrating solar power technologies to generate clean electricity efficiently – A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Elsevier Ltd**, 2015.

BARLETTA, A.; ROSSI DI SCHIO, E. **Periodic forced convection with axial heat conduction in a circular duct. International Journal of Heat and Mass Transfer. 2000**

BAYAREH, M.; USEFIAN, A. Simulation of parabolic trough solar collectors using various discretization approaches: A review. **Engineering Analysis with Boundary Elements**, v. 153, p. 126–137, 1 ago. 2023.

BAYER, B.; SCHÄUBLE, D.; FERRARI, M. **International experiences with tender procedures for renewable energy – A comparison of current developments in Brazil, France, Italy and South Africa. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Elsevier Ltd**, 1 nov. 2018.

BELGASIM, B. et al. **The potential of concentrating solar power (CSP) for electricity generation in Libya. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Elsevier Ltd**, 1 jul. 2018.

BELLOS, E.; DANIL, I.; TZIVANIDIS, C. Multiple cylindrical inserts for parabolic trough solar collector. **Applied Thermal Engineering**, v. 143, p. 80–89, 1 out. 2018.

BELLOS, E.; TZIVANIDIS, C. Multi-criteria evaluation of a nanofluid-based linear Fresnel solar collector. **Solar Energy**, v. 163, p. 200–214, 15 mar. 2018a.

BELLOS, E.; TZIVANIDIS, C. Investigation of a star flow insert in a parabolic trough solar collector. **Applied Energy**, v. 224, p. 86–102, 15 ago. 2018b.

BELLOS, E.; TZIVANIDIS, C. **Alternative designs of parabolic trough solar collectors. Progress in Energy and Combustion Science. Elsevier Ltd**, 1 mar. 2019.

BELLOS, E.; TZIVANIDIS, C.; TSIMPOUKIS, D. Thermal enhancement of parabolic trough collector with internally finned absorbers. **Solar Energy**, v. 157, p. 514–531, 2017a.

BELLOS, E.; TZIVANIDIS, C.; TSIMPOUKIS, D. Multi-criteria evaluation of parabolic trough collector with internally finned absorbers. **Applied Energy**, v. 205, p. 540–561, 2017b.

BELLOS, E.; TZIVANIDIS, C.; TSIMPOUKIS, D. Optimum number of internal fins in parabolic trough collectors. **Applied Thermal Engineering**, v. 137, p. 669–677, 5 jun. 2018.

BENTLEY, R.; BENTLEY, Y. Explaining the price of oil 1971-2014: The need to use reliable data on oil discovery and to account for “mid-point” peak. **Energy Policy**, v. 86, p. 880–890, 1 nov. 2015.

BOUKELIA, T. E. et al. Investigation of solar parabolic trough power plants with and without integrated TES (thermal energy storage) and FBS (fuel backup system) using thermic oil and solar salt. **Energy**, v. 88, p. 292–303, 1 ago. 2015.

BRASIL. **Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada**. [2016]. Disponível em: [https://antigo.mma.gov.br/clima/grupo-executivo-sobre-mudanca-do-clima/grupo-executivo-sobre-mudan%C3%A7as-clim%C3%A1ticas/item/10570-indc-contribui%C3%A7%C3%A3o-nacionalmente-determinada.html#:~:text=A%20Contribui%C3%A7%C3%A3o%20Nacionalmente%20Determinada%20\(iNDC,fim%20do%20ano%2C%20em%20Paris.](https://antigo.mma.gov.br/clima/grupo-executivo-sobre-mudanca-do-clima/grupo-executivo-sobre-mudan%C3%A7as-clim%C3%A1ticas/item/10570-indc-contribui%C3%A7%C3%A3o-nacionalmente-determinada.html#:~:text=A%20Contribui%C3%A7%C3%A3o%20Nacionalmente%20Determinada%20(iNDC,fim%20do%20ano%2C%20em%20Paris.) Acesso em: 25 jan. 2022

BRETADO DE LOS RIOS, M. S.; RIVERA-SOLORIO, C. I.; GARCÍA-CUÉLLAR, A. J. Thermal performance of a parabolic trough linear collector using Al₂O₃/H₂O nanofluids. **Renewable Energy**, v. 122, p. 665–673, 1 jul. 2018.

BURGI, A. S. **Avaliação do potencial técnico de geração elétrica termossolar no brasil a partir de modelagem em sig e simulação de plantas virtuais**. V Congresso Brasileiro de Energia Solar. 2014.

BURKHARD, D. G. et al. **specular reflection of heat radiation from an arbitrary reflector surface to an arbitrary receiver surface**. Heat and mass transfer, v. 16 p. 271-280. Pergamo Press, 1973.

CARRILLO CABALLERO, G. et al. Thermal Analysis of a Parabolic Trough Collectors System Coupled to an Organic Rankine Cycle and a Two-Tank Thermal Storage System: Case Study of Itajubá-MG Brazil. **Energies**, v. 15, n. 21, 1 nov. 2022.

CAUS, T. R.; MICHELS, A. **Energia Hidrelétrica: Eficiência na Geração**. Dissertação de mestrado. Universidade Federal de Santa Maria. 2021

CHAKRABORTY, O. et al. Effects of helical absorber tube on the energy and exergy analysis of parabolic solar trough collector – A computational analysis. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 44, 1 abr. 2021.

CORDEIRO, P. **IEA SolarPACES START Mission to Brazil**. Brazilian Mission Host Organizations: Ministry of Mines & Energy Electric Power Research Center. [1997]. Disponível em: http://www.solarpaces.org/wp-content/uploads/START_Brazil-Start-Mission-Rept.pdf. Acesso em: 21 mar. 2022.

DA PONTE, G. P.; CALILI, R. F.; SOUZA, R. C. Energy generation in Brazilian isolated systems: Challenges and proposals for increasing the share of renewables based on a multicriteria analysis. **Energy for Sustainable Development**, v. 61, p. 74–88, 1 abr. 2021.

DARBARI, B.; DERIKVAND, M.; SHABANI, B. Thermal performance improvement of a LS-2 parabolic trough solar collector using porous disks. **Applied Thermal Engineering**, v. 228, 25 jun. 2023.

DE JONG, P. et al. **Solar and wind energy production in relation to the electricity load curve and hydroelectricity in the northeast region of Brazil**. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** Elsevier Ltd, 2013.

DE JONG, P.; KIPERSTOK, A.; TORRES, E. A. **Economic and environmental analysis of electricity generation technologies in Brazil**. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** Elsevier Ltd, 22 ago. 2015.

DE OLIVEIRA SIQUEIRA, A. M. et al. **Heat transfer analysis and modeling of a parabolic trough solar collector: An analysis**. Energy Procedia. **Anais...** Elsevier Ltd, 2014.

DESAI, N. B.; BANDYOPADHYAY, S. Optimization of concentrating solar thermal power plant based on parabolic trough collector. **Journal of Cleaner Production**, v. 89, p. 262–271, 15 fev. 2015.

DIWAN, K.; S. SONI, M. Heat Transfer Enhancement in Absorber Tube of Parabolic Trough Concentrators Using Wire-Coils Inserts. **Universal Journal of Mechanical Engineering**, v. 3, n. 3, p. 107–112, maio 2015.

DO CARMO ZIDAN, D.; BRASIL MAIA, C.; REZA SAFAEI, M. Performance evaluation of various nanofluids for parabolic trough collectors. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 50, 1 mar. 2022.

DUDLEY, E. V.; WORKHOVEN, R. M. **Concentrating solar collector test results**. Sandia National Laboratories. Albuquerque. 1980. Disponível em: <https://www.osti.gov/servlets/purl/7012726>. Acesso em: 07. Jan. 2022.

EL HAMDANI, F. et al. Determination of design parameters to minimize LCOE, for a 1 MWe CSP plant in different sites. **Renewable Energy**, v. 169, p. 1013–1025, 1 maio 2021.

ELFEKY, K. E.; WANG, Q. Techno-environ-economic assessment of photovoltaic and CSP with storage systems in China and Egypt under various climatic conditions. **Renewable Energy**, p. 118930, out. 2023.

EPE — Empresa de Pesquisa Energética, 2013. Plano Decenal de Expansão de Energia 2022. Rio de Janeiro [2013]. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/>. Acesso em: 07 jan. 2022.

ESKIN, N. **Transient performance analysis of cylindrical parabolic concentrating collectors and comparison with experimental results**. *Energy Conversion & Management*, v. 40, p. 175-191. 1999.

FERRIANI, F.; GAZZANI, A. The impact of the war in Ukraine on energy prices: Consequences for firms' financial performance. **International Economics**, v. 174, p. 221–230, ago. 2023.

FICHTER, T. et al. Assessing the potential role of concentrated solar power (CSP) for the northeast power system of Brazil using a detailed power system model. **Energy**, v. 121, p. 695–715, 2017.

FORRISTALL, R. **Heat Transfer Analysis and Modeling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver**. [2003]. Disponível em: <http://www.osti.gov/bridge>. Acesso em: 22 jan. 2022.

FUQIANG, W. et al. **Progress in concentrated solar power technology with parabolic trough collector system: A comprehensive review**. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** Elsevier Ltd, 2017.

GARCÍA-VALLADARES, O.; VELÁZQUEZ, N. Numerical simulation of parabolic trough solar collector: Improvement using counter flow concentric circular heat exchangers. **International Journal of Heat and Mass Transfer**, v. 52, n. 3–4, p. 597–609, 31 jan. 2009.

GHARAT, P. V. et al. **Chronological development of innovations in reflector systems of parabolic trough solar collector (PTC) - A review**. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** Elsevier Ltd, 1 jul. 2021.

GHARZI, M.; KERMANI, A. M.; TASH SHAMSABADI, H. Experimental investigation of a parabolic trough collector-thermoelectric generator (PTC-TEG) hybrid solar system with a pressurized heat transfer fluid. **Renewable Energy**, v. 202, p. 270–279, 1 jan. 2023.

GHASEMI, S. E.; RANJBAR, A. A. Effect of using nanofluids on efficiency of parabolic trough collectors in solar thermal electric power plants. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 42, n. 34, p. 21626–21634, 24 ago. 2017.

GOBIO-THOMAS, L. B.; DARWISH, M.; STOJCESKA, V. **Environmental impacts of solar thermal power plants used in industrial supply chains. Thermal Science and Engineering Progress.** Elsevier Ltd, 1 fev. 2023.

GOLDEMBERG, J.; COELHO, S. T.; REI, F. **Brazilian energy matrix and sustainable development. Energy for Sustainable Development.** Elsevier B.V., 2002.

GONG, G. et al. An optimized model and test of the China's first high temperature parabolic trough solar receiver. **Solar Energy**, v. 84, n. 12, p. 2230–2245, dez. 2010.

GUO, Q.; NOJAVAN, S. Optimal performance of a concentrating solar power plant combined with solar thermal energy storage in the presence of uncertainties: A new stochastic p-robust optimization. **Journal of Energy Storage**, v. 55, 25 nov. 2022.

HACHICHA, A. A. et al. **On the CFDHT of the flow around a parabolic trough solar collector under real working conditions.** Energy Procedia. **Anais...**Elsevier Ltd, 2014.

HAFEZ, A. Z. et al. **Design analysis of solar parabolic trough thermal collectors. Renewable and Sustainable Energy Reviews**Elsevier Ltd, 1 fev. 2018.

HELIOSCSP. **Concentrated Solar Power (CSP) Vs Photovoltaic (PV).** [2021]. Disponível em: <http://helioscsp.com/concentrated-solar-power-csp-vs-photovoltaic-pv/>. Acesso em: 10 maio. 2022.

IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2021, **International Renewable Energy Agency, 2019 ISBN 978-92-9260-126-3.** Disponível em: www.irena.org/publications. Acesso em: 07 jan. 2022.

IRENA and CPI (2022), **Global Landscape of Renewable Energy Finance**, 2020, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2020/Nov/Global-Landscape-of-Renewable-Energy-Finance-2020>. Acessado: 15 jan. 2022.

IRENA (2021). **Global LCOE and Auction values.** Disponível em: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Costs/Global-LCOE-and-Auction-values>. Acesso em: 10 de maio de 2022

JETERT, S, M. **Analytical determination of the optical performance of practical parabolic trough collectors from design data.** Solar Energy, v. 39, p. 11 – 21. 1987.

JUUSO, E. K. **Modelling and control of a solar thermal power plant.** 16th Triennial Word Congress, Prague, Czech Republic. 2005.

KASSEM, A.; AL-HADDAD, K.; KOMLJENOVIC, D. **Concentrated solar thermal power in Saudi Arabia: Definition and simulation of alternative scenarios. Renewable and Sustainable Energy Reviews**Elsevier Ltd, 2017.

KHAN, M. I.; ASFAND, F.; AL-GHAMDI, S. G. **Progress in research and technological advancements of thermal energy storage systems for concentrated solar power.** *Journal of Energy Storage* Elsevier Ltd, 30 nov. 2022.

KHANAFER, K.; VAFAI, K. A critical synthesis of thermophysical characteristics of nanofluids. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, v. 54, n. 19–20, p. 4410–4428, set. 2011.

KHETIB, Y. et al. Application of hybrid nanofluid and a twisted turbulator in a parabolic solar trough collector: Energy and exergy models. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 49, 1 fev. 2022.

KHOSRAVI, A. et al. Prediction of wind speed and wind direction using artificial neural network, support vector regression and adaptive neuro-fuzzy inference system. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 25, p. 146–160, 1 fev. 2018.

KHOSRAVI, A. et al. Replacing hard coal with wind and nuclear power in Finland-impacts on electricity and district heating markets. *Energy*, v. 203, 15 jul. 2020.

KHOSRAVI, A.; MALEKAN, M.; ASSAD, M. E. H. Numerical analysis of magnetic field effects on the heat transfer enhancement in ferrofluids for a parabolic trough solar collector. *Renewable Energy*, v. 134, p. 54–63, 1 abr. 2019.

KHOSRAVI, A.; SYRI, S. Modeling of geothermal power system equipped with absorption refrigeration and solar energy using multilayer perceptron neural network optimized with imperialist competitive algorithm. *Journal of Cleaner Production*, v. 276, 10 dez. 2020.

KLAIB, H. et al. **Solar Thermal Power Plants for Solar Countries m Technology, Economics and Market Potential.** *Applied Energy*, v. 52, p. 165-183. 1995.

KOÇAK, B.; FERNANDEZ, A. I.; PAKSOY, H. **Review on sensible thermal energy storage for industrial solar applications and sustainability aspects.** *Solar Energy.* Elsevier Ltd, 1 out. 2020.

KORONAKI, E. D. et al. **Numerical study of turbulent diesel flow in a pipe with sudden expansion.** *Applied Mathematical Modelling*, v. 25, p. 319 – 333, 29 ago. 2000

KORRES, D.; BELLOS, E.; TZIVANIDIS, C. Investigation of a nanofluid-based compound parabolic trough solar collector under laminar flow conditions. *Applied Thermal Engineering*, v. 149, p. 366–376, 25 fev. 2019.

KUMAR GUPTA, S. A short & updated review of nanofluids utilization in solar parabolic trough collector. *Materials Today: Proceedings*, 2023.

KURŞUN, B. Thermal performance assessment of internal longitudinal fins with sinusoidal lateral surfaces in parabolic trough receiver tubes. *Renewable Energy*, v. 140, p. 816–827, 1 set. 2019.

KURUP, P.; MCMILLAN, C.; AKAR, S. **Renewable Thermal Energy Systems: Characterization of the Most Important Thermal Energy Applications in Buildings and Industry (Report 1)**. [2023]. Disponível em: www.nrel.gov/publications. Acesso em: 25 jan. 2023.

LAUNDER, B. E.; SPALDING, D. B. **The numerical computation of turbulent flows**. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, v. 3, p. 269 – 289. 1974.

RIBEIRO, B. L. C.; SILVA, D. P. **Desenvolvimento sustentável e o uso das energias renováveis no brasil**. Simpósio de engenharia de produção. 2014.

LAZARO, L. L. B. et al. What is green finance, after all? – Exploring definitions and their implications under the Brazilian biofuel policy (RenovaBio). **Journal of Climate Finance**, v. 2, p. 100009, mar. 2023.

LIMA, F. J. L. DE et al. The seasonal variability and trends for the surface solar irradiation in northeastern region of Brazil. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 35, p. 335–346, 1 out. 2019.

LOMBORG, B. **The Skeptical Environmentalist**, Cambridge University Press, Cambridge. National Solar Radiation Database (NSRDB) (United States) 2021. Disponível em: http://rredc.nrel.gov/solar/old_data/nsrdb/. Acesso em: 07 jan. 2022

LUCENA, A. F. P. et al. Climate policy scenarios in Brazil: A multi-model comparison for energy. **Energy Economics**, v. 56, p. 564–574, 1 set. 2014.

MADAENI, S. H.; SIOSHANSI, R.; DENHOLM, P. **Capacity Value of Concentrating Solar Power Plants**. [2011]. Disponível em: <http://www.osti.gov/bridge>. Acesso em: 25 jan. 2022

MALAGUETA, D. et al. Potential and impacts of Concentrated Solar Power (CSP) integration in the Brazilian electric power system. **Renewable Energy**, v. 68, p. 223–235, ago. 2014.

MALVIYA, R.; AGRAWAL, A.; BAREDAR, P. V. **A comprehensive review of different heat transfer working fluids for solar thermal parabolic trough concentrator**. *Materials Today: Proceedings*. Anais...Elsevier Ltd, 2020.

MARRAKCHI, S. et al. **Temperature distribution analysis of parabolic trough solar collector using CFD**. *Procedia Manufacturing*. Anais...Elsevier B.V., 2018.

MARTÍN, H. et al. **Promotion of concentrating solar thermal power (CSP) in Spain: Performance analysis of the period 1998-2013**. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** Elsevier Ltd, 9 jun. 2015.

MARTINS, F. R. et al. Solar energy scenarios in Brazil, Part one: Resource assessment. **Energy Policy**, v. 36, n. 8, p. 2853–2864, 2008.

MARTINS, F. R.; ABREU, S. L.; PEREIRA, E. B. Scenarios for solar thermal energy applications in Brazil. **Energy Policy**, v. 48, p. 640–649, set. 2012.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; ABREU, S. L. Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA project. **Solar Energy**, v. 81, n. 4, p. 517–528, abr. 2007.

MARTINS, T. et al. Fossil fuels consumption and carbon dioxide emissions in G7 countries: Empirical evidence from ARDL bounds testing approach. **Environmental Pollution**, v. 291, 15 dez. 2021.

MENA, R. et al. The impact of concentrated solar power in electric power systems: A Chilean case study. **Applied Energy**, v. 235, p. 258–283, 1 fev. 2019.

MENDOZA CASTELLANOS, L. S. et al. Mathematical modeling of a system composed of parabolic trough solar collectors integrated with a hydraulic energy storage system. **Energy**, v. 208, 1 out. 2020.

MINEA, A. A.; EL-MAGHLANY, W. M. Influence of hybrid nanofluids on the performance of parabolic trough collectors in solar thermal systems: Recent findings and numerical comparison. **Renewable Energy**, v. 120, p. 350–364, 1 maio 2018.

MISHRA, I.; SENAPATI, P.; PANDEY, M. Numerical simulation of solar parabolic trough collector with helical grooves using Cu nanoparticles. **Materials Today: Proceedings**, v. 74, p. 867–873, 1 jan. 2023.

MOKHEIMER, E. M. A. et al. Techno-economic performance analysis of parabolic trough collector in Dhahran, Saudi Arabia. **Energy Conversion and Management**, v. 86, p. 622–633, 2014.

MONTOYA, M. A. et al. Renewable and Non-renewable in the energy-emissions-climate nexus: Brazilian contributions to climate change via international trade. **Journal of Cleaner Production**, v. 312, 20 ago. 2021a.

MONTOYA, M. A. et al. Renewable and Non-renewable in the energy-emissions-climate nexus: Brazilian contributions to climate change via international trade. **Journal of Cleaner Production**, v. 312, 20 ago. 2021b.

MUÑOZ, J.; ABÁNADES, A. Analysis of internal helically finned tubes for parabolic trough design by CFD tools. **Applied Energy**, v. 88, n. 11, p. 4139–4149, 2011.

Mordor Intelligence Research & Advisory. **Mercado de energia solar concentrada (CSP) - crescimento, tendências, impacto do COVID-19 e previsões (2023-2028)**. [2023]. Disponível em: <https://www.mordorintelligence.com/pt/industry-reports/concentrated-solar-power-csp-market-market>. Acesso em: mar. 2023

MWESIGYE, A.; BELLO-OCHEDE, T.; MEYER, J. P. Numerical investigation of entropy generation in a parabolic trough receiver at different concentration ratios. **Energy**, v. 53, p. 114–127, 1 maio 2013.

MWESIGYE, A.; HUAN, Z.; MEYER, J. P. Thermodynamic optimisation of the performance of a parabolic trough receiver using synthetic oil-Al₂O₃ nanofluid. **Applied Energy**, v. 156, p. 398–412, 5 out. 2015.

MWESIGYE, A.; HUAN, Z.; MEYER, J. P. Thermal performance and entropy generation analysis of a high concentration ratio parabolic trough solar collector with Cu-Therminol®VP-1 nanofluid. **Energy Conversion and Management**, v. 120, p. 449–465, 15 jul. 2016.

MWESIGYE, A.; YILMAZ, İ. H.; MEYER, J. P. Numerical analysis of the thermal and thermodynamic performance of a parabolic trough solar collector using SWCNTs-Therminol®VP-1 nanofluid. **Renewable Energy**, v. 119, p. 844–862, 1 abr. 2018.

NAEENI, N.; YAGHOUBI, M. Analysis of wind flow around a parabolic collector (2) heat transfer from receiver tube. **Renewable Energy**, v. 32, n. 8, p. 1259–1272, jul. 2007.

NAKAO CAVALIERO, C. K.; DA SILVA, E. P. Electricity generation: Regulatory mechanisms to incentive renewable alternative energy sources in Brazil. **Energy Policy**, v. 33, n. 13, p. 1745–1752, set. 2005.

National Renewable Energy Laboratory (NREL). **Power Tower Projects**. [2021]. Disponível em: <https://solarpaces.nrel.gov/by-technology/parabolic-trough>. Acesso em: 22 jan. 2022

OKONKWO, E. C. et al. Thermal performance analysis of a parabolic trough collector using water-based green-synthesized nanofluids. **Solar Energy**, v. 170, p. 658–670, 1 ago. 2018.

OKONKWO, E. C. et al. Comparison of experimental and theoretical methods of obtaining the thermal properties of alumina/iron mono and hybrid nanofluids. **Journal of Molecular Liquids**, v. 292, 15 out. 2019.

OMER, S. A.; INFELD, D. G. **Design and thermal analysis of a two-stage solar concentrator for combined heat and thermoelectric power generation**. *Energy Conversion & Management*, v. 41, p. 737-756. 2000.

OU, G. et al. Performance analyses and heat transfer optimization of parabolic trough receiver with a novel single conical strip insert. **Renewable Energy**, v. 199, p. 335–350, 1 nov. 2022.

PABON, J. J. G. et al. Modeling and energy analysis of a linear concentrating photovoltaic system cooled by two-phase mechanical pumped loop system. **Renewable Energy**, v. 157, p. 273–289, 1 set. 2020.

PADILLA, R. V. et al. Exergy analysis of parabolic trough solar receiver. **Applied Thermal Engineering**, v. 67, n. 1–2, p. 579–586, 2014.

PALACIOS, A. et al. **Thermal energy storage technologies for concentrated solar power – A review from a materials perspective**. *Renewable Energy*. Elsevier Ltd, 1 ago. 2020.

PAZARLIOĞLU, H. K. et al. Exergetic, Energetic, and entropy production evaluations of parabolic trough collector retrofitted with elliptical dimpled receiver tube filled with hybrid nanofluid. *Applied Thermal Engineering*, v. 223, 25 mar. 2023.

PETELA, R. Exergy of undiluted thermal radiation. *Solar Energy*, v. 74, n. 6, p. 469–488, 2003.

PONTUAL, F. - **FURNAS desenvolve projeto de P&D em energia termossolar**. [2022]. Disponível em: Notícia <https://www.furnas.com.br/noticia/103/noticias/1878>. Acesso em: 07 jan. 2023.

POTENZA, M. et al. Experimental investigation of transparent parabolic trough collector based on gas-phase nanofluid. *Applied Energy*, v. 203, p. 560–570, 2017.

PRAVEEN, R. P.; CHANDRA MOULI, K. V. V. Performance enhancement of parabolic trough collector solar thermal power plants with thermal energy storage capability. *Ain Shams Engineering Journal*, v. 13, n. 5, 1 set. 2022.

PRIETO, C.; CABEZA, L. F. Thermal energy storage (TES) with phase change materials (PCM) in solar power plants (CSP). Concept and plant performance. *Applied Energy*, v. 254, 15 nov. 2019.

PYTLINSKI, J. T. **Solar energy installations for pumping irrigation water**. *Solar Energy*, v. 21, p. 255 -262. 1978.

RAVI KUMAR, K.; REDDY, K. S. Thermal analysis of solar parabolic trough with porous disc receiver. *Applied Energy*, v. 86, n. 9, p. 1804–1812, 2009.

RAZMMAND, F.; MEHDIPOUR, R.; MOUSAVI, S. M. A numerical investigation on the effect of nanofluids on heat transfer of the solar parabolic trough collectors. *Applied Thermal Engineering*, v. 152, p. 624–633, 1 abr. 2019.

REN21. **RENEWABLES 2021 Global Status Report**. [2021]. Disponível em: <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>. Acesso em: 07 jan. 2022

RIAHI, S. et al. Assessment of exergy delivery of thermal energy storage systems for CSP plants: Cascade PCMs, graphite-PCMs and two-tank sensible heat storage systems. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 42, 1 dez. 2020.

RIBEIRO, B. L. C.; DA SILVA, D. P. **Desenvolvimento sustentável e o uso das energias renováveis no Brasil**, 2014. Disponível em: <https://ri.ufs.br/bitstream/riufs/7820/2/DesenvolvimentoEnergiasRenovaveis.pdf>. Acesso em: 23 de novembro de 2021.

ROLDÁN, M. I.; VALENZUELA, L.; ZARZA, E. Thermal analysis of solar receiver pipes with superheated steam. **Applied Energy**, v. 103, p. 73–84, 2013.

SAID, Z. et al. Energy, exergy, economic and environmental (4E) analysis of a parabolic trough solar collector using MXene based silicone oil nanofluids. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 239, 1 jun. 2022.

SALAZAR, G. A. et al. Analytic modeling of parabolic trough solar thermal power plants. **Energy**, v. 138, p. 1148–1156, 2017.

SALGADO CONRADO, L.; RODRIGUEZ-PULIDO, A.; CALDERÓN, G. **Thermal performance of parabolic trough solar collectors**. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** Elsevier Ltd, , 1 jan. 2017.

SANTAMARTA, J. **The cost of Concentrated Solar Power declined by 16%. HELIOSCSP**. [2021] <https://helioscsp.com/the-cost-of-concentratedsolar-power-declined-by-16/>. Acesso em: 04 de fev. de 2022.

SANT'ANNA, A. **Projeto inédito desenvolvido por FURNAS permitirá geração de energia elétrica a partir de sistema solar heliotérmico**. [2022]. Disponível em: <https://www.furnas.com.br/noticia/103/noticias/1627>. Acesso em: 10 fev. 2023.

SCHWEITZER, A. et al. **ULTIMATE TROUGH® - Fabrication, erection and commissioning of the world's largest parabolic trough collector**. Energy Procedia. **Anais...Elsevier Ltd**, 2014.

SHAHZAD NAZIR, M. et al. A comprehensive review of parabolic trough solar collectors equipped with turbulators and numerical evaluation of hydrothermal performance of a novel model. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 45, 1 jun. 2021.

SHANER, W. W.; DUFF, W. S. **Solar thermal electric power systems: comparison of line-focus collectors**. *Solar Energy*, v 22, p. 49 – 61. 1979.

SHARMA, C. et al. Cost reduction potential of parabolic trough based concentrating solar power plants in India. **Energy for Sustainable Development**, v. 42, p. 121–128, 1 fev. 2018.

SIALA, F. M. F. **Stochastic Design of Solar Energy Systems**. *Applied Energy*, v. 52, p. 141 – 152. 1995.

SONG, X. et al. A numerical study of parabolic trough receiver with nonuniform heat flux and helical screw-tape inserts. **Energy**, v. 77, p. 771–782, 1 dez. 2014.

SPENCER, L. C. **A comprehensive review of small solar-powered heat engines: part I. A history of solar-powered devices up to 1950**. *Solar Energy*, v. 43, p.191-196. 1989.

STANEK, B. et al. Solar tracker error impact on linear absorbers efficiency in parabolic trough collector – Optical and thermodynamic study. **Renewable Energy**, v. 196, p. 598–609, 1 ago. 2022.

SolarGIS, 2013. **SolarGIS iMaps**. [2013]. Disponível em: <http://solargis.info/>. Acesso em: 10 jan. 2022

System Advisor Model (SAM), Version 2011.6.30. [2011]. Disponível em: <https://sam.nrel.gov/download/version-2011-6-30.html>. Acesso em: 07 jan. 2022.

SUBRAMANI, J. et al. Efficiency and heat transfer improvements in a parabolic trough solar collector using TiO₂ nanofluids under turbulent flow regime. **Renewable Energy**, v. 119, p. 19–31, 1 abr. 2018.

THOMAS, A.; THOMAS, S. A. **Design data for the computation of thermal loss in the receiver of a parabolic trough concentrator**. Pergamon Energy Convers. Mgmt. v. 35, p. 555 – 568. 1994.

TRABELSI, S. E.; QOAIDER, L.; GUIZANI, A. Investigation of using molten salt as heat transfer fluid for dry cooled solar parabolic trough power plants under desert conditions. **Energy Conversion and Management**, v. 156, p. 253–263, 15 jan. 2018.

USAOLA, J. Participation of CSP plants in the reserve markets: A new challenge for regulators. **Energy Policy**, v. 49, p. 562–571, out. 2012.

VELARDE, P. et al. Scenario-based model predictive control for energy scheduling in a parabolic trough concentrating solar plant with thermal storage. **Renewable Energy**, v. 206, p. 1228–1238, 1 abr. 2023.

VENGADESAN, E. et al. Heat transfer enhancement of a parabolic trough solar collector using a semicircular multitube absorber. **Renewable Energy**, v. 196, p. 111–124, 1 ago. 2022.

VICHI, F. M.; MANSOR, M. T. C. **Energia, meio ambiente e economia: o brasil no contexto mundial**. Quim. Nova, v. 32, p. 757 – 767. 2009.

VIGNAROOBAN, K. et al. **Heat transfer fluids for concentrating solar power systems - A review**. **Applied Energy** Elsevier Ltd, 5 maio 2015.

WAGNER, M. J.; GILMAN, P. **Technical Manual for the SAM Physical Trough Model**. [2003]. Disponível em: <http://www.osti.gov/bridge>. Acesso em: 22 jan. 2022

WANG, Q. et al. Energetic and exergetic analyses on structural optimized parabolic trough solar receivers in a concentrated solar–thermal collector system. **Energy**, v. 171, p. 611–623, 15 mar. 2019.

WERNER, D.; LAZARO, L. L. B. The policy dimension of energy transition: The Brazilian case in promoting renewable energies (2000–2022). **Energy Policy**, v. 175, 1 abr. 2023.

WOLFT, M. **The Potential Impacts of Solar Energy the Attributes of Solar Energy Relative to Other Energy Sources.** *Energy Conversion*, v. 15, p. 9 – 20. Pergamon Press, 1974.

YAGHOUBI, M.; AHMADI, F.; BANDEHEE, M. Analysis of Heat Losses of Absorber Tubes of Parabolic through Collector of Shiraz (Iran) Solar Power Plant. *Journal of Clean Energy Technologies*, p. 33–37, 2013.

YILMAZ, İ. H.; MWESIGYE, A. **Modeling, simulation and performance analysis of parabolic trough solar collectors: A comprehensive review.** *Applied Energy*. Elsevier Ltd, 1 set. 2018.

YILMAZ, İ. H.; MWESIGYE, A.; GÖKSU, T. T. Enhancing the overall thermal performance of a large aperture parabolic trough solar collector using wire coil inserts. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 39, 1 jun. 2020.

ZHANG, S. et al. Energy and exergy analyses of a parabolic trough concentrated solar power plant using molten salt during the start-up process. *Energy*, v. 254, 1 set. 2022.

ZHOU, H. et al. The impacts of generation efficiency and economic performance on the solar power generation and storage scale: An empirical analysis of 20 countries. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 44, 1 abr. 2021.

ZHU, X.; ZHU, L.; ZHAO, J. Wavy-tape insert designed for managing highly concentrated solar energy on absorber tube of parabolic trough receiver. *Energy*, v. 141, p. 1146–1155, 2017.

ZUBAIR, M. et al. Optimization of parabolic trough based concentrated solar power plant for energy export from Saudi Arabia. *Energy Reports*, v. 7, p. 4540–4554, 1 nov. 2021.