

UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS - UNISINOS
UNIDADE ACADÊMICA DE GRADUAÇÃO
CURSO DE ENGENHARIA DE ENERGIA

MASOXI MANDELA CUIECA

**APLICAÇÃO DE SAIS FUNDIDOS COMO FLUIDO DE TRANSFERÊNCIA DE
CALOR DE USINAS CSP DE CALHA PARABÓLICA**

São Leopoldo

2019

MASSOXI MANDELA CUIECA

**APLICAÇÃO DE SAIS FUNDIDOS COMO FLUIDO DE TRANSFERÊNCIA DE
CALOR DE USINAS CSP DE CALHA PARABÓLICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
como requisito parcial para obtenção do título
de Bacharel em Energia, pelo Curso de
Engenharia de Energia da Universidade do Vale
do Rio dos Sinos - Unisinos

Orientador: Prof. Dr. Mario Henrique Macagnan

São Leopoldo

2019

APLICAÇÃO DE SAIS FUNDIDOS COMO FLUIDO DE TRANSFERÊNCIA DE CALOR DE USINAS CSP DE CALHA PARABÓLICA

Massoxi Mandela Cuiêca *

Prof. Dr. Mario Henrique Macagnan **

RESUMO: Neste trabalho foi apresentado uma possível melhoria de desempenho para usinas solares térmicas (*Concentrated Solar Power – CSP*) de calha parabólica, através da aplicação de sais fundidos como fluidos de transferência de calor. O objetivo principal consiste em aproveitar a maior temperatura de operação dos sais para aumentar a produtividade da turbina e reduzir o LCOE. Inicialmente foi analisado o desempenho do campo solar, através de uma modelagem térmica do receptor no EES, e posteriormente o desempenho global da usina e LCOE utilizando um modelo operacional de Andasol – I desenvolvido no SAM. Para o estudo foram utilizados o Dynalene MS2 e Hitec Solar salt. Considerando 475 °C como temperatura máxima na saída do campo solar, o MS2 apresentou melhor desempenho global, alcançando um fator de capacidade de 42,3%, em relação as 35,8% do Solar salt e 40,5% da usina opera com seu fluido padrão. Em termos de LCOE, o Dynalene MS2 proporcionou uma redução de 8,65% em relação ao LCOE padrão da usina (29,12 USD/kWh). O Hitec, devido ao mau desempenho energético, apresentou LCOE maior em relação ao padrão da usina, cerca de 5,76%. Entretanto, considerado possíveis reduções de custos de alguns sistemas devido a utilização do sais fundidos, em ambos os casos, tem-se um LCOE inferior ao padrão da usina, sendo 23,42 USD/kWh para o MS2 e 27,12 USD/kWh para o Hitec.

Palavras-chave: Energia solar térmica, calha parabólica, CSP, sais fundidos, LCOE

1 INTRODUÇÃO

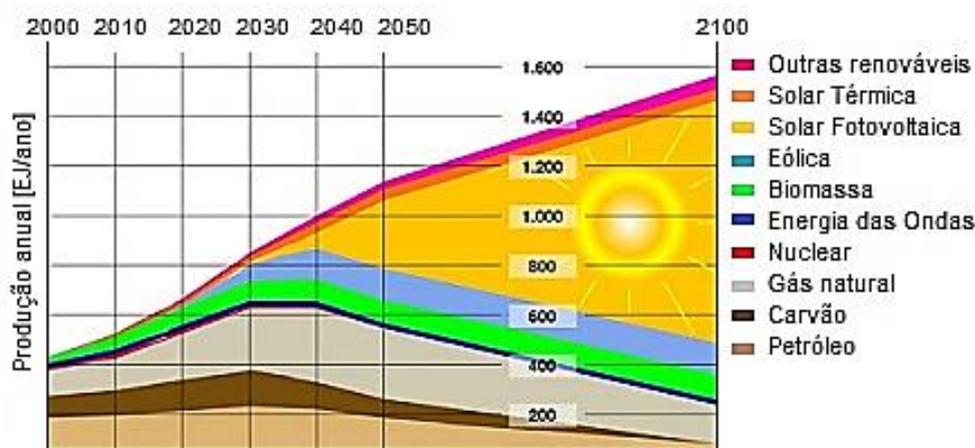
A energia provavelmente é o bem mais precioso da civilização moderna, pois está diretamente ligada ao seu progresso. Ao longo da história, a busca por fontes de energia mais eficientes acompanhou lado a lado o progresso da humanidade, entretanto, apesar dos avanços tecnológicos alcançados nos últimos 50 anos, abastecer energeticamente toda humanidade continua sendo, por agora, uma tarefa difícil. Apesar dos laboriosos esforços para a otimização do uso de energia, o crescimento demográfico e a expansão da economia mundial têm influenciado para o aumento do consumo de energia. Este problema poderá agrava-se uma vez que, segundo a International Energy Agency (IEA) (2018), 78% da demanda energética global é suprida com recursos não renováveis e na sua maioria poluentes, principais contribuintes para a elevação da temperatura média do planeta. O principal desafio até a metade deste século, passa pela rápida inclusão e/ou expansão da contribuição das fontes renováveis na matriz de energia global, de forma a reduzir a dependência por recursos não renováveis.

* Graduando no curso de Engenharia de Energia na Unisinos. e-mail: massoxymandela@hotmail.com

** Doutorado em Engenharia pela Universidad Politécnica de Madrid, Professor e Pesquisador no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da UNISINOS. E-mail: mhmac@unisinos.br

A inclusão das fontes renováveis na matriz global tem se materializado de forma gradual. Um estudo realizado pela *United Nations Solar Energy Group For Environment and Development* (UNSEGED), estimava que 30% do fornecimento primário de energia até 2015 seria de origem renovável. A diversificação do fornecimento de energia, de acordo com Villalva (2015), passa pelo aproveitamento da energia solar através dos processos de conversão direta, usinas fotovoltaicas, ou indireta, usinas solares térmicas ou *Concentrated Solar Power* (CSP).

Figura 1 – Estimativa da participação das fontes renováveis na matriz energética até 2100

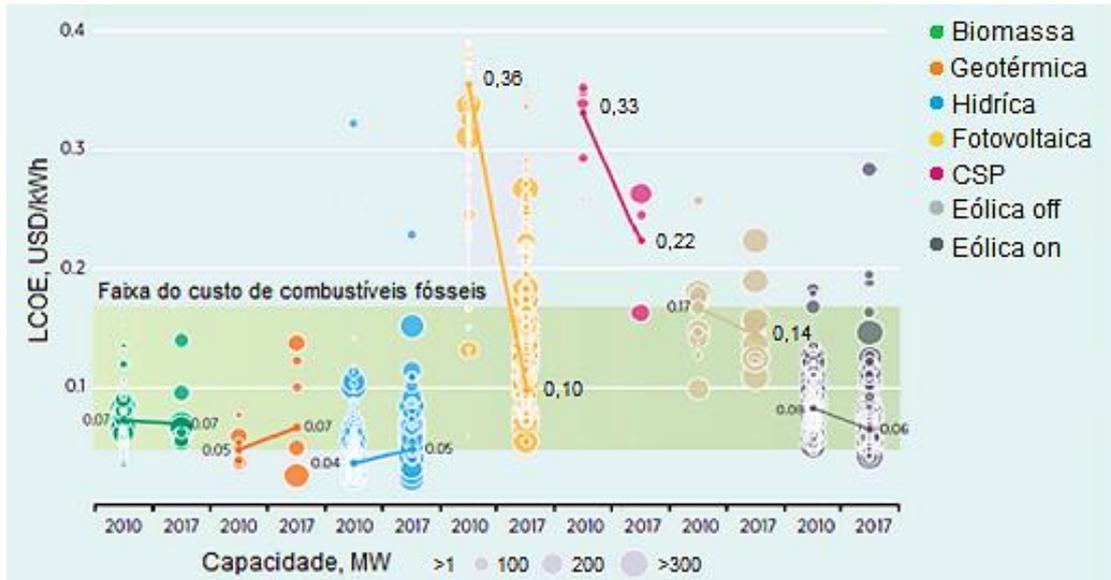


Fonte: adaptado de Villalva (2015)

Conforme Fig. (1), a utilização dos módulos fotovoltaicos tem se mostrado uma fonte de energia promissora, muito por conta da praticidade de instalação e o baixo custo nivelado de eletricidade (*Levelized Cost Of Electricity – LCOE*), conforme ilustrado na Fig. (2), fatores que tendem a melhorar com os avanços tecnológicos. Entre 2006 a 2016, segundo dados disponibilizados pela International Renewable Energy Agency (IRENA) (2017), foram instalados mais de 284 GW em usinas fotovoltaicas, números que ilustram o grau de maturidade alcançado por esta fonte de energia. Por outro lado, usinas CSP apresentam alto LCOE, conforme apresentado na Fig. (2). Os primeiros projetos CSP surgiram na década de 1970, aquando da crise do petróleo, entretanto, o baixo investimento que se verificou nas décadas subsequentes influenciou de forma negativa o aprimoramento desta tecnologia. Atualmente, o interesse por esta fonte é cada vez maior, mas ainda existe a necessidade de torná-la economicamente atrativa para que seja um fonte de energia viável no futuro.

A redução do LCOE é possível por meio de duas alternativas: Redução de custos do projeto (usinas estruturalmente simplificadas, com componentes mais acessíveis) ou aumentar a produtividade da usina (aumentar a eficiência energética dos sistemas da usina através de melhorias tecnológicas).

Figura 2 – Custo nivelado da eletricidade para fontes de energia renovável



Fonte: adaptado de IRENA (2017)

Considerando a relevância das usinas CSP no futuro, neste trabalho será apresentada uma oportunidade de melhoria energética empregando sais fundidos como fluidos de transferência para usinas CSP. O Estudo consiste em analisar o desempenho do campo solar, através de uma modelagem térmica do receptor, e a produtividade da usina e variações do LCOE, utilizando uma ferramenta computacional para simulação de sistemas energéticos.

2 ENERGIA SOLAR

2.1 Tecnologias de aproveitamento solar

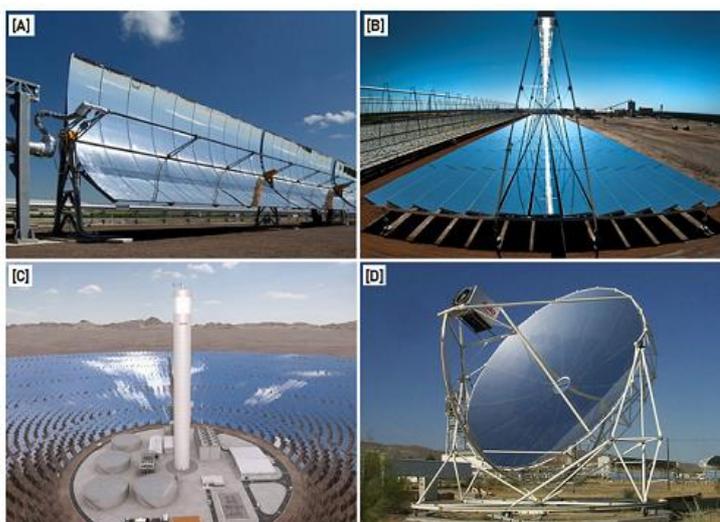
O Sol é a maior fonte de energia da Terra. Sua energia alcança o planeta na forma de radiação eletromagnética e pode ser transformada em energia útil, eletricidade ou térmica. No primeiro caso, a eletricidade é produzida através de um semicondutor que absorve a energia dos fótons contidos na radiação solar (efeito fotovoltaico). No segundo caso, a radiação solar é captada diretamente por um material absorvedor ou pode ser concentrada, usando superfícies reflexivas, sobre o absorvedor gerando calor útil. (VILLALVA, 2015).

Segundo Lopez (2016), o calor produzido a partir da radiação solar também pode ser utilizado para produção de eletricidade utilizando ciclos térmicos convencionais. Para isso, utilizam-se concentradores solares, pois a absorção direta da radiação não produz energia suficiente para mover uma turbina. O conceito de concentração resulta da grande diferença entre a área reflexiva e a área do receptor, fator que maximiza os efeitos da radiação.

Usinas de concentração solar (CSP) ou termosolares são plantas térmicas dotadas de coletores concentradores espelhados, ocupando uma vasta área territorial denominada campo solar, cuja função é refletir toda radiação direta incidente para o receptor. O receptor absorve a radiação, transferindo-a para um fluido de transferência de calor que escoar no seu interior, e este, por sua vez, transfere parte do calor para o bloco de potência e o restante para o bloco de armazenamento térmico (*Thermal Energy Storage – TES*). Em termos estruturais são semelhantes as termelétricas convencionais, diferindo apenas no método de obtenção do calor e na possibilidade de inserção de um sistema de armazenamento térmico.

Segundo Serrano (2017), existem diversas configurações de concentradores, as comumente utilizadas em usinas CSP são: coletores de calha parabólica, refletores Fresnel lineares, coletores de superfície disco parabolóide e helióstatos para receptor central, conforme ilustrado na Fig. (3).

Figura 3 – (A) Coletor de calha parabólica; (B) Refletores Fresnel lineares, (C) Helióstatos para receptor central e (D) coletores com superfície de disco parabolóide



Fonte: Adaptado de Moya (2012)

2.2 Usinas solar térmica com tecnologia calha parabólica

2.2.1 Estado da arte

Desde o início do século, o desenvolvimento e instalação de usinas CSP teve um avanço significativo, na ordem de 40%. Um dos principais alentos para a rápida expansão deveu-se ao aumento da confiabilidade e produtividade da usina através do desenvolvimento do TES, em 2007. Até finais de 2012, a capacidade global instalada de usinas CSP era de 1,9 GW, dos quais

1331 MW estavam alocados na Espanha, 518 MW nos Estados Unidos e 75 MW divididos entre a Austrália, França, Marrocos, Argélia e Itália. Desse total instalado, 94% eram usinas CSP com tecnologia de calha parabólica, segundo IRENA (2012). Um exemplo de usinas CSP de calha parabólica em operação é apresentado na Tab. (1).

Tabela 1 – Exemplo de usinas CSP com tecnologia de calha parabólica em operação

Usinas	País	Fluido HTF	Capacidade MW	TES
SEGS	EUA	Therminol VP1	350	Gás natural
Andasol	Espanha	Dowtherm A	150	Sal fundido
eLLO Solar	França	Vapor d'água	9	Gerador de Vapor
Megha Solar	Índia	Xceltherm MK1	50	-
Aste 1B	Espanha	Dowtherm A	50	Sal Fundido

Fonte: Adaptado de solarpace.nrel.gov

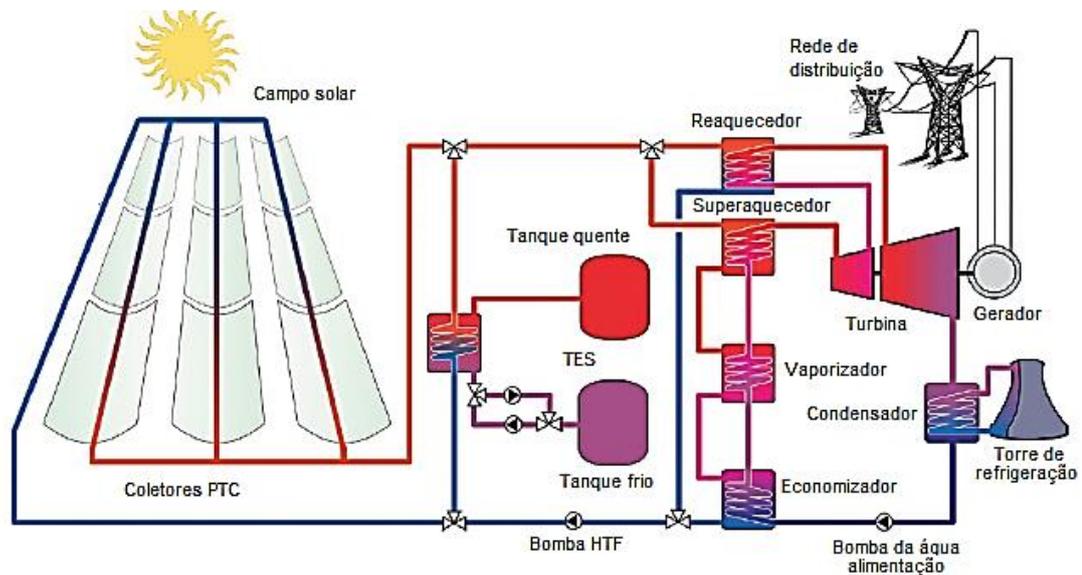
A perspectiva para o futuro é grande, até 2020 estima-se que serão instalados cerca de 30 GW na Europa e 147 GW a nível mundial, sendo 50 GW na América do Norte e 46 GW divididos entre África e o Oriente. Para 2050, estima-se que a capacidade global seja ainda maior, alcançando a cifra dos 1089 GW. (IRENA, 2012).

2.2.2 Estrutura e características operacionais da usina

Os processos de captação, absorção e transporte do calor, e posteriormente produção de eletricidade, desenvolvem-se diferentes sistemas da usina que são: campo solar, sistema de transporte e transferência de calor, bloco de potência e armazenamento térmico, conforme ilustrados na Fig. (4).

O campo solar é de natureza modular, dividido por várias fileiras de coletores PTC alinhados paralelamente, servindo como caldeira para aquecer o fluido de transferência de calor, geralmente óleos térmicos operando entre 293 °C e 393 °C. A estrutura do coletor PTC é formada por uma superfície reflexiva, um receptor, e sistema de rastreamento de eixo único. A superfície reflexiva é parabólica, posicionada perpendicularmente na direção dos raios incidentes, de forma a refletir a radiação incidente para a linha focal da parábola. Essa geometria permite obter razões de concentração de até 60 vezes, segundo Serrano (2017).

Figura 4 – Esquema de uma usina CSP de calha parabólica com TES



Fonte: Adaptado de Heller (2017)

O receptor é fixado sobre a linha focal da parábola para absorver a radiação concentrada nesse ponto. De acordo com Morales e Vicente (2017), normalmente são constituídos por dois tubos concêntricos, um tubo de aço, revestido por um material seletivo que maximiza a absorção de radiação e reduz a emissão de radiação no espectro infravermelho, e outro de vidro, criando um espaço entre os dois tubos que pode ser evacuado ou preenchido com um gás isolante que minimiza as perdas de calor por convecção. Segundo Moya (2012), em aplicações abaixo de 300 °C as perdas térmicas são insignificantes, pois, conforme Burkholder e Kutscher (2003), o material seletivo emite menos radiação, tornando irrelevante o invólucro.

Grande parte das usinas CSP de calha parabólica utilizam um ciclo Rankine operando entre 5 a 10 MPa. A vantagem deste ciclo é a facilidade de acoplar uma fonte extra de calor para maximizar a eficiência térmica. Atualmente, apresentam eficiência bruta de 40%, valor restringido pela baixa temperatura de operação do campo solar. (LOVEGROVE, 2012).

Tanques de sais fundidos armazenam calor para uso no período diurno. De acordo com Pitz-Pall (2014), ao utilizar somente o TES para fornecimento de calor, a temperatura do vapor que opera como fluido de trabalho do bloco de potência tende a reduzir, diminuindo a eficiência do ciclo. Segundo Moya (2012), o TES também pode ser utilizado em simultâneo com o campo solar nos períodos de baixa insolação, garantindo a produção contínua de vapor com título elevado, evitando a formação de gotículas de água no interior da turbina, principal causador de erosão. Contudo, a implementação de um TES constitui um custo adicional ao projeto, embora seja compensado com aumento de 30% na produtividade da usina, dependendo da capacidade do TES, segundo IRENA (2012).

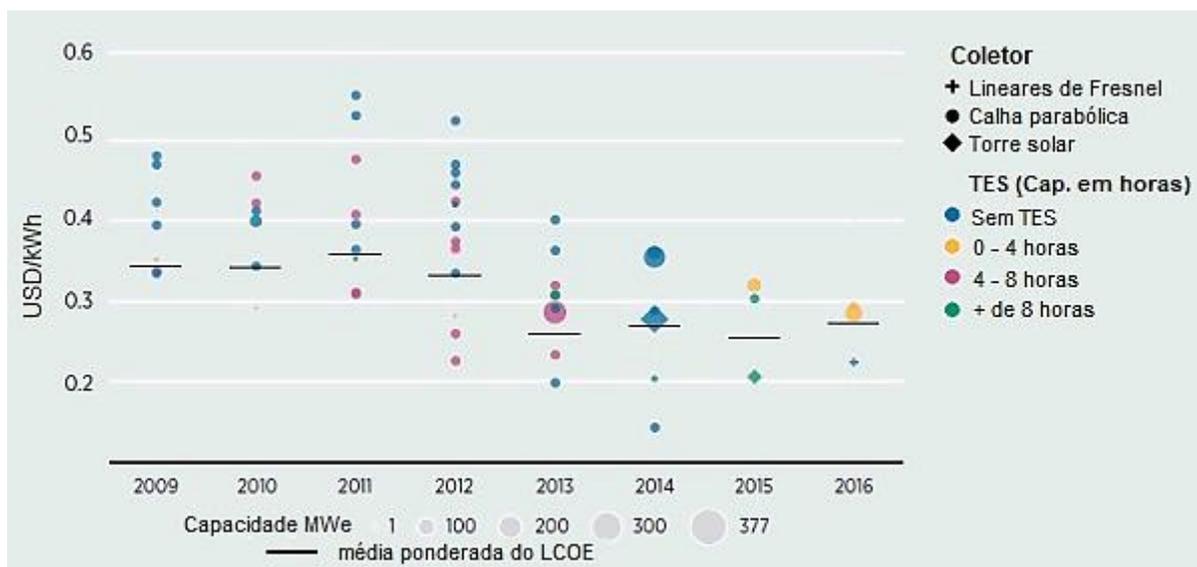
2.2.3 Parâmetros de desempenho: Fator de capacidade e LCOE

O fator de capacidade de uma usina CSP é definido como a proporção entre a energia produzida efetivamente durante um ano e a capacidade total máxima que poderia ser produzida no mesmo período. Por sua vez, o LCOE pode ser entendido como o custo para gerar 1 kW de eletricidade, englobando todos os custos inerentes do projeto (investimento inicial, gastos com O&M e combustíveis auxiliares). LCOE está intrinsecamente ligado ao fator de capacidade, pois a alteração do fator de capacidade afeta diretamente o LCOE.

O aumento do fator de capacidade depende da implementação de sistemas mais eficientes que aumentam a produtividade da usina. Entretanto, em alguns casos, essas melhorias adicionam custos ao projeto que elevam o LCOE. Um exemplo claro é a inclusão do TES que, segundo IRENA (2012), proporciona um aumento 30% no fator de capacidade da usina, dependendo da capacidade do TES, mas elevam os custos iniciais do projeto. Existem outros parâmetros que tornam a usina mais eficientes, mas contrariamente ao que sucede com a inclusão do TES, resultam em reduções do LCOE. Por exemplo, a substituição do fluido de transferência de calor por outro de maior temperatura de operação, permite alcançar maior eficiência do ciclo térmico e um TES mais eficiente com custo inferior.

Conforme visto anteriormente, a capacidade da usina e o LCEO estão diretamente ligados. A Fig. (5) ilustra essa relação.

Figura 5 - O custo nivelado da eletricidade em função da capacidade



Fonte: IRENA (2017)

2.2.4 Fluidos de transferência de calor (HTF)

Por norma, fluidos com propriedades físico-químicas relevantes para processos térmicos são denominados por fluido de transferência de calor ou HTF (*Heat Transfer Fluid*). Numa usina CSP, o HTF funciona como o elo entre o campo solar e os blocos subsequentes, absorvendo o calor proveniente da radiação concentrada sobre o receptor para depois transferir aos blocos de potência e TES.

Óleos térmicos são frequentemente empregados como HTF de usinas PTC, estando presente em mais de 90%. A estabilidade térmica, baixa pressão de vapor e temperatura de cristalização apreciável, justificam o seu uso. Em termos gerais, o Therminol VP-1 é o mais usado, operando até 398 °C. O Dowtherm e o Sytherm 800 são alternativos e podem operar até 398 e 420 °C, respectivamente, mas apresentam alta pressão de vapor (MOYA, 2017).

Entretanto, óleos térmicos possuem algumas propriedades que restringem a produtividade da usina. De acordo com Moya (2017), a limitação da temperatura de operação em 398 °C, condiciona a temperatura do vapor, tornando o ciclo menos eficiente. São poluentes e apresentam alto risco de incêndio por conta da baixa temperatura de ignição em condições atmosféricas. Segundo Pernpeintner (2017), outro problema associado aos óleos térmicos é a decomposição que ocorre depois de expostos a temperaturas elevadas, resultando em formação de incrustações no material do tubo e anulação do vácuo devido à liberação de moléculas de hidrogênio que se acumulam no anel do receptor, reduzindo sua capacidade de absorção e aumentando as perdas por convecção na região anular.

2.2.4.1 Fluidos de transferência de calor alternativos

Devido às desvantagens e restrições dos óleos térmicos, vários HTF foram investigados, afim de se encontrar uma alternativa viável. Assim, estudos com sais fundidos, geração direta de vapor, também denominada por DSG (*Direct Steam Generation*), e alguns gases pressurizados, mostraram-se como alternativas viáveis como HTF de usinas solar térmicas.

Sais fundidos são compostos químicos, cristalizados em condições ambientais e liquefazem-se quando submetidos a temperaturas acima do ponto de fusão. Em geral, apresentam boa estabilidade térmica, capacidade calorífica elevada, baixa pressão de vapor, não inflamáveis e não tóxicos. (MINNICI, 2015).

Comumente empregados como fluido de armazenamento térmico, experimentos recentes mostraram resultados satisfatórios como HTF, devido à possibilidade de operação até

593 °C. Além de aumentar a eficiência da usina, temperaturas elevadas permitem maior integração entre o campo solar e o TES, descartando-se os trocadores de calor. Com maior diferença de temperatura entre os tanques quente e frio (pode-se alcançar 290 °C de diferença entre os tanques quente e frio, em relação aos 90 °C disponibilizados pelos óleos térmicos), necessita-se menos volume de fluido para armazenamento térmico, resultando em TES menores e mais barato. (MOYA, 2017).

A maior dificuldade para empregabilidade dos sais está relacionada a sua temperatura de cristalização relativamente alta em relação aos óleos térmicos, fator que compromete o funcionamento da usina devido à possibilidade de cristalização do sal no interior das tubulações. A circulação contínua do sal ou a instalação de sistemas de aquecimento podem solucionar esse problema, mas considerando a extensão das tubulações, a implementação seria complexa e cara, conforme Kearney *et al.* (2003). Outro fator importante surge com a necessidade de desenvolver tubulações mais resistentes que suportem as elevadas temperaturas.

A utilização do vapor d'água como HTF em usinas CSP é uma possibilidade em estudo, devido a sua vasta aplicação em sistemas térmicos e como fluido de trabalho em termelétricas convencionais. De acordo com Feldhoff *et al.* (2010) e Vignarooban *et al.* (2015), a produção de vapor diretamente do campo solar permite obter temperaturas acima de 500 °C, bem como descartar os trocadores de calor se o vapor for injetado diretamente na turbina. Fatores como poluição, temperatura de cristalização e risco de incêndio também são descartados. Todavia, de acordo com KEARNEY (2010), sistemas DSG apresentam duas grandes desvantagens: A necessidade de pressurizar o campo solar e a dificuldade de inserção de um TES, uma vez que o vapor condensará à medida que vai cedendo calor ao fluido de armazenamento, o que pode comprometer a vida útil da turbina.

Por sua vez, o emprego de gases pressurizados em substituição aos óleos térmicos traz consigo grandes benefícios. Em termos ambientais, na sua maioria são fluidos seguros, não representando riscos de incêndio e restrições ambientais, são capazes de trabalhar em temperaturas mais altas no campo solar sem problemas de estabilidade térmica. Assim como nos sais fundidos, a temperatura mais elevada proporciona uma maior integração com o TES. Uma das perspectivas promissoras é a expansão direta, eliminando a necessidade de um trocador de calor, reduzindo assim o custo e a complexidade.

Entretanto, uma das maiores desvantagens dos gases pressurizados é a baixa capacidade térmica, que pode ser superada com o uso de altas pressões e grandes taxas de fluxo de massa, mas isso dificultaria o manuseio do campo solar e aumentaria o custo de projeto.

A Tab. (2) apresenta, de forma resumida, as principais melhorias a serem obtidas com a utilização dos fluidos alternativos.

Tabela 2 - Vantagens e desvantagens dos fluidos de transferência de calor alternativos

Fluidos	Vantagens	Desvantagens
Sais fundidos	Alta temperatura de vapor	Campo solar de configuração complexa Perigo de solidificação do sal Maior consumo parasita
	TES econômico	
	Não inflamável	
	Não tóxico	
Geração direta de vapor	Redução do LCOE	TES inviável Complexidade do controle do fluxo Campo solar pressurizado
	Usinas com configuração simples	
	Alta temperatura de vapor	
	Não inflamável	
Gases Pressurizados	Não tóxico	Menor coeficiente de troca térmica Complexidade do controle do fluxo Campo solar pressurizado Sistema de bombeamento maior
	Redução do LCOE	
	Alta temperatura do vapor	
	TES econômico	
	Não inflamável	
	Não tóxico	

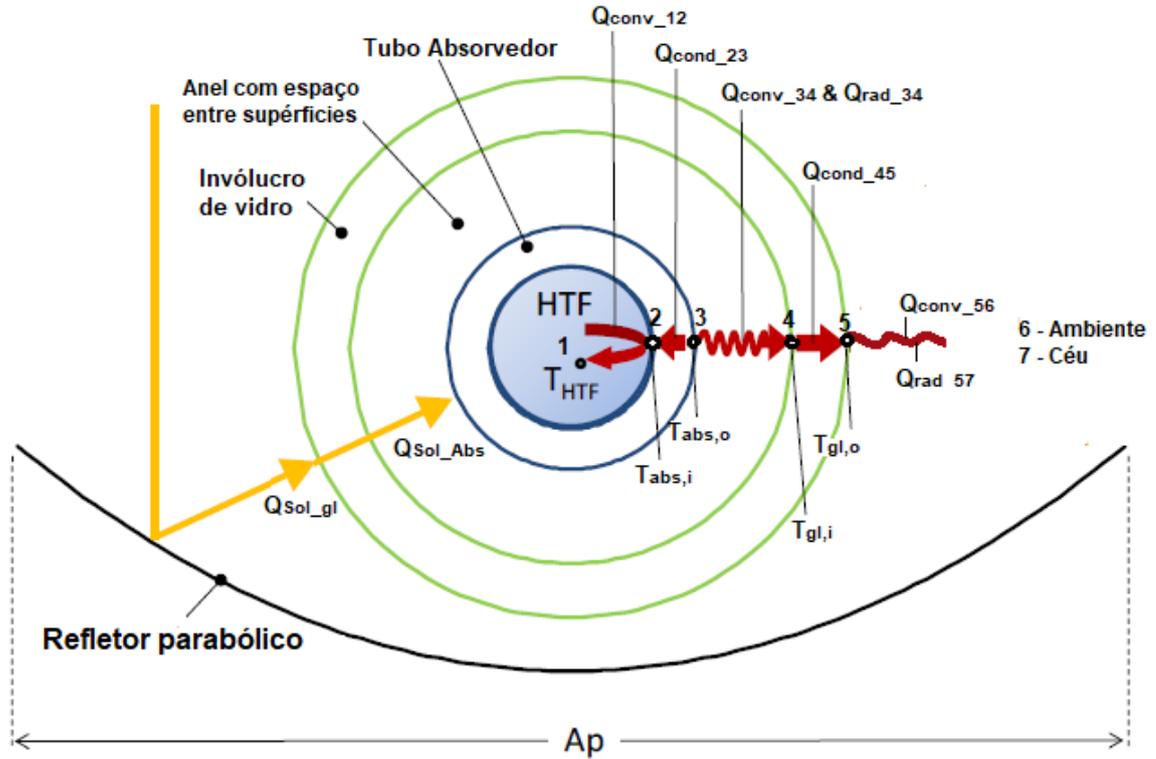
Fonte: Adaptado de Moya (2017)

3 MODELAGEM TÉRMICA DO RECEPTOR

O tipo de HTF empregado no campo solar influencia diretamente na eficiência global da usina, avaliar os principais processos de transferência de calor que ocorrem no receptor, permite verificar o desempenho do campo solar operando com diferentes tipos de fluidos.

Análise térmica será desenvolvida considerando um receptor Solel UVAC 3, composto por um tubo interno revestido por um material absorvedor, denominado tubo absorvedor, e um invólucro de vidro. O espaço anular, região entre a superfície externa do tubo absorvedor e a superfície interna do invólucro de vidro, é preenchido com vácuo, porém, não perfeito, permitindo a ocorrência de transferência de calor por convecção. O sistema em análise é ilustrado na Fig. (6).

Figura 6 - Balanço de energia considerando a secção transversal do receptor



Fonte: Adaptado Burkholder e Kutscher (2009)

Considerando um coletor com refletor parabólico, conforme Fig. (6), a taxa de energia que incide sobre a superfície reflexiva pode ser mensurada conforme a Eq. (3.1)

$$q'_{i,0inc} = I_b \cdot L_{AP} \quad (3.1)$$

Onde, $q'_{i,0inc}$ é a taxa de energia que incide sobre a área reflexiva, W/m; I_b é a radiação direta normal, W/m²; e o L_{AP} é largura de abertura do coletor, m.

Assumindo que toda irradiação que incide sobre o refletor é refletida para o receptor, uma pequena fração, mas não desprezível, é absorvida pelo invólucro de vidro, e o restante é totalmente absorvido pelo tubo absorvedor. Esses processos podem ser estimados através das Eq. (3.2) e Eq. (3.3).

$$q'_{Sol_gl} = q'_{i,0inc} \cdot \cos \theta \cdot \eta_{\acute{o}ptica} \cdot \alpha_{inv} \cdot K \quad (3.2)$$

$$q'_{Sol_Abs} = q'_{i,0inc} \cdot \cos \theta \cdot \eta_{\acute{o}ptica} \cdot \tau_{inv} \cdot \alpha_{abs} \cdot K \quad (3.3)$$

Onde, q'_{Sol_gl} e q'_{Sol_Abs} são as parcelas de calor absorvidos pelo invólucro de vidro e tubo absorvedor, respectivamente, W/m; θ é o ângulo de incidência, em graus; K é o modificador

do ângulo de incidência; $\eta_{\text{óptica}}$ é a eficiência óptica do receptor considerando a perdas por efeitos ópticos; α_{inv} e α_{abs} é a absorvância do invólucro e do tubo absorvedor, respectivamente.

Conforme Fig. (6), foram realizados balanços de energia em toda nas superfícies do receptor, sendo (1) ponto médio do HTF, (2) superfície interna do tubo absorvedor, (3) superfície externa do tubo absorvedor, (4), superfície interna o involucro, (5) superfície externa o involucro, (6) meio ambiente e (7) superfície na vizinhança (céu).

$$q'_{\text{conv}_{12}} = q'_{\text{cond}_{23}} \quad (3.4)$$

$$q'_{\text{Abs}_t} = q'_{\text{conv}_{34}} + q'_{\text{rad}_{34}} + q'_{\text{cond}_{23}} + q'_{\text{suporte}} \quad (3.5)$$

$$q'_{\text{cond}_{45}} + q'_{\text{Sol}_{gl}} = q'_{\text{conv}_{56}} + q'_{\text{rad}_{5\text{céu}}} \quad (3.6)$$

$$q'_{\text{Perda}_{\text{calor}}} = q'_{\text{conv}_{56}} + q'_{\text{rad}_{5\text{céu}}} + q'_{\text{suporte}} \quad (3.7)$$

Onde $q_{\text{cond}_{23}}$ é a taxa de calor por condução na parede do tubo; $q_{\text{conv}_{12}}$ taxa de calor por convecção no interior do tubo absorvedor; $q_{\text{conv}_{34}}$ e $q_{\text{rad}_{34}}$ são as taxas de calor por convecção e radiação no espaço anular, respectivamente; q_{suporte} é a taxa de calor por condução no suporte do receptor; $q_{\text{cond}_{45}}$ é a taxa de calor por condução na parede do vidro, $q_{\text{conv}_{56}}$ é a taxa de calor por convecção com o ar ambiente; e $q_{\text{rad}_{57}}$ é a taxa de calor por radiação no exterior do receptor com superfícies na vizinhança (céu). Todos os processos estão com unidade W/m. As equações para resolução dos diferentes processos de transferência de calor, bem como as correlações necessárias para resolução destes, são descritas na Tab.(3) e Tab. (4).

Tabela 3 – Equações básicas de transferência de calor

Equações de Transferência de Calor	
$q'_{\text{conv}_{12}} = h_{12} \cdot \pi D_{\text{abs},i} \cdot (T_{\text{abs},i} - T_{\text{HTF}})$	$q'_{\text{cond}_{23}} = \frac{2\pi \cdot k_{\text{abs}} \cdot (T_{\text{abs},o} - T_{\text{abs},i})}{\ln(D_{\text{abs},o}/D_{\text{abs},i})}$
$q'_{\text{suporte}} = \frac{n \cdot \sqrt{h_R P_R k_R A_R} (T_{\text{sup}_R} - T_6)}{L_{\text{coletor}}}$	$q'_{\text{conv}_{34}} = h_{34} \cdot \pi D_{\text{abs},o} \cdot (T_{\text{abs},o} - T_{\text{gl},i})$
$q'_{\text{rad}_{34}} = \frac{2\pi \cdot \sigma \cdot D_{\text{abs},o} (T_{\text{abs},o}^4 - T_{\text{gl},i}^4)}{\frac{1}{\varepsilon_{\text{abs}}} + \frac{D_{\text{abs},o} - \varepsilon_{\text{gl}} \cdot D_{\text{abs},o}}{\varepsilon_{\text{gl}} \cdot D_{\text{gl},i}}}$	$q'_{\text{cond}_{45}} = \frac{2\pi \cdot k_{\text{gl}} \cdot (T_{\text{gl},o} - T_{\text{gl},i})}{\ln(D_{\text{gl},o}/D_{\text{gl},i})}$
$q'_{\text{conv}_{56}} = h_{56} \cdot \pi D_{\text{gl},o} \cdot (T_{\text{gl},o} - T_6)$	$q'_{\text{rad}_{57}} = 2\pi \cdot \sigma \cdot D_{\text{gl},o} (T_{\text{gl},o}^4 - T_7^4)$

Fonte: Adaptado de Incropera (2014)

Tabela 4 – Correlações utilizadas para resolução dos processo e transferencia de calor

Coefficientes de transferência de calor		
$h_{12} = \frac{k_{HTF}}{D_{abs,i}} Nu_{D2}$	$h_R = \frac{k_R}{D_{abs,o}} Nu_{DR}$	$h_{56} = \frac{k_6}{D_{gl,o}} Nu_{D5}$
Equações para determinar as características do escoamento		
$\frac{1}{\sqrt{f_i}} = -2 \log \left(\frac{\varepsilon/D_2}{3,7} + \frac{2,51}{Re_{D2, i} \cdot \sqrt{f_i}} \right)$	Fator de atrito	
$Re_{D\#} = \frac{\rho_{m_fluido} \cdot V_{m_fluido} \cdot D\#}{\mu_{m_fluido}}$	Numero de Reynolds	
$\Delta P_{total} = \sum_{i=1}^{10} \frac{f \cdot \Delta L_i \cdot (\dot{m}/A_{st})}{2 \cdot D_2 \cdot \rho_{HTF, i}}$	Perda de carga na saída	
Número de Nusselts		
$Nu_{DR} = 0,3 + \frac{0,62 \cdot Re_{D5}^{0,5} \cdot Pr_R^{0,33}}{\left[1 + \left(\frac{0,4}{Pr_R}\right)^{0,67}\right]^{0,25}} \cdot \left[1 + \left(\frac{Re_{D5}}{282000}\right)^{0,625}\right]^{0,8}$		
$Nu_{D5} = 0,3 + \frac{0,62 \cdot Re_{D5}^{0,5} \cdot Pr_6^{0,33}}{\left[1 + \left(\frac{0,4}{Pr_6}\right)^{0,67}\right]^{0,25}} \cdot \left[1 + \left(\frac{Re_{D5}}{282000}\right)^{0,625}\right]^{0,8}$		
$Nu_{D2} = \frac{f}{8} \frac{(Re_{D2} - 1000) \cdot Pr_1}{1 + 12,7 \left(\frac{f}{8}\right)^{0,5} (Pr_1^{0,67} - 1)} \left(\frac{Pr_1}{Pr_2}\right)^{0,11}$		

Fonte: Adaptado de Incropera (2014)

4 METODOLOGIA

Para se alcançar os objetivos definidos inicialmente serão descritos, nesta secção, os procedimentos pertinentes ao desenvolvimento do mesmos. Primeiramente serão escolhidos **dois sais fundidos** e na sequência será apresentada a metodologia aplicada para verificar o desempenho dos sais fundidos quando empregados como HTF em usinas CSP de calha parabólica.

Os HTF (sais fundidos) candidatos foram escolhidos considerando-se dois critérios: os limites de operação (temperaturas mínimas e máximas) e a temperatura de cristalização, conforme Kearney *et al.* (2003). Para se ter um comparativo prático entre o desempenho do sais fundidos em relação ao um óleo térmico, optou-se por um estudo de caso utilizando uma usina real como modelo de referência, isto é, o desempenho desta usina

Foi escolhida a usina ANDASOL – I, o seu desempenho operando com os sais fundidos selecionados, foi avaliado em duas etapas distintas e independentes:

- 1) Análise do desempenho do campo solar operando com os novos HTF, através de uma modelagem térmica do receptor Solel UVAC 3 utilizando o *Engineering Equation Solver* (EES). A escolha do EES como ferramenta de cálculo deu-se devido a sua vasta biblioteca com as propriedades físico-químicas dos fluidos em estudo. Além do sais fundidos, foi também considerado nesta etapa o Dowtherm A (HTF padrão de ANDASOL – I) para fins de comparação;
- 2) Análise da influência dos sais fundidos no desempenho global da usina e as possíveis variações do LCOE, por meio de um modelo operacional da usina modelo desenvolvido no software *System Advisor Model* (SAM). A metodologia aplicada nesta etapa consistiu, inicialmente, em simular o desempenho da usina modelo operando com seu HTF padrão (Dowtherm A) e posteriormente o desempenho desta operando com os sais fundidos. Os resultados obtidos serão diretamente comparados.

Um modelo operacional, tal como o desenvolvido no item (2), pode ser entendido como um sistema que apresenta o funcionamento da usina, permitindo obter o desempenho anual, os custos associados ao projeto e servir como modelo de estudo, uma vez este modelo leva em consideração os parâmetros reais da usina (característica do campo solar, tipo de receptor e coletor, HTF, características do bloco de potência e TES, fatores climáticos, dentre outros).

4.1 Modelagem térmica do receptor

Nesta etapa, foi avaliado o incremento de temperatura do HTF e as perdas térmicas ao longo do receptor, bem como as variações nas características do escoamento (variação da velocidade e perda de carga), usando uma **modelagem Bidimensional** de forma a considerar a variação das propriedades do HTF à medida que a temperatura varia. Assim, foram consideradas algumas premissas.

A radiação direta normal (I_b) distribui-se em torno do receptor de forma simétrica e uniforme.

As temperaturas internas e externas do tubo absorvedor ($T_{abs,i}$ e $T_{abs,o}$), aumentam longitudinalmente por conta do aumento da temperatura do HTF. O calor emitido pela superfície seletiva (superfície 3, conforme Fig. (5)), também aumenta longitudinalmente, pois, a emissividade deste material varia com a temperatura, logo, para contabilizar o aumento da taxa de calor perdido pelo receptor, a modelagem foi construída dividindo-se o receptor em “N” segmentos de igual comprimento. (MUÑOZ; ABÁNADES, 2011).

Análise de cada segmento:

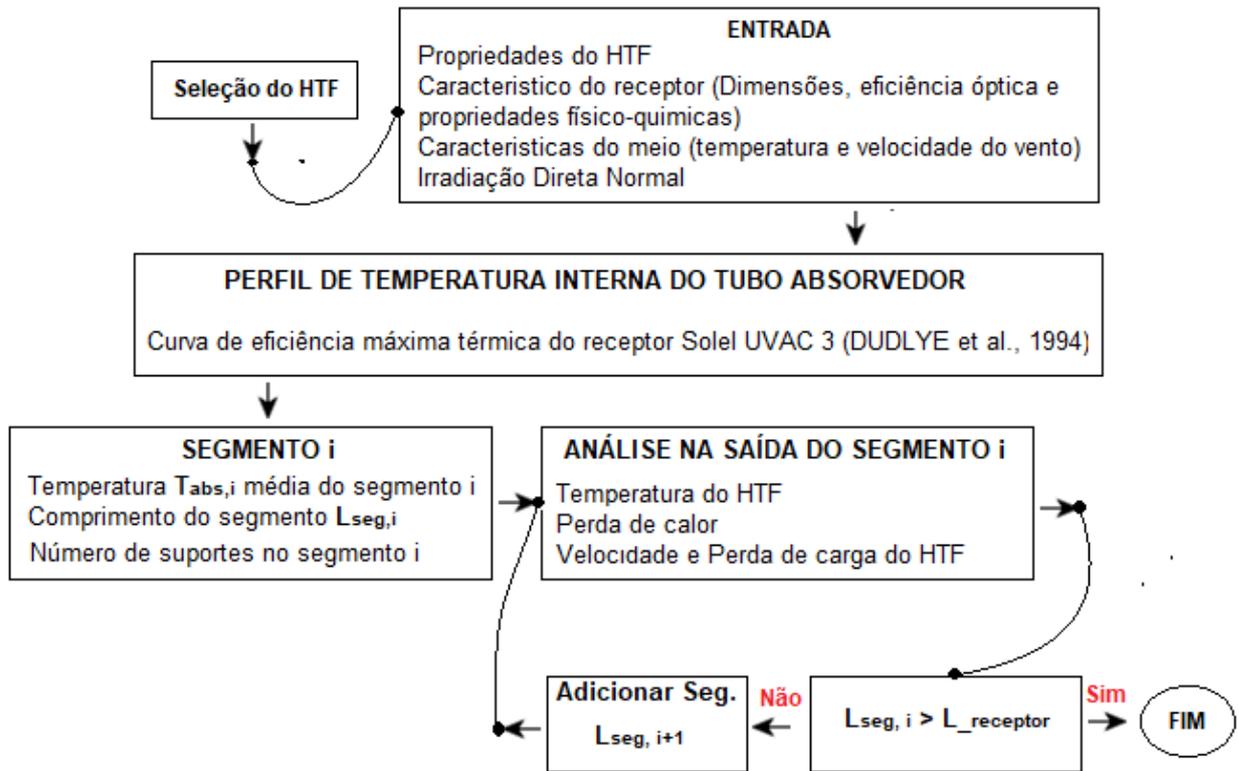
- A temperatura média $T_{abs,i}$ para cada segmento, foi obtida utilizando a Eq. (4.1), expressão matemática obtida experimentalmente por Dudley *et al.* (1994) que representa a curva de eficiência térmica máxima do receptor Solel UVAC 3, onde $\eta_{t\acute{e}rm, r}$ é a eficiência máxima do receptor.

$$\eta_{t\acute{e}rm, r} = 73,1 - 0,0160 \cdot T_{abs,i} - 0,0000050 \cdot T_{abs,i}^2 \quad (4.1)$$

- Os processos de transferências de descritos na secção 3 são uniformes, modelados por meio de balanço de energia unidimensional na secção transversal do segmento, conforme Fig. (6);
- Ocorrência de troca térmica por convecção na região anular, além da troca térmica por radiação, devido a possível anulação do vácuo por conta da presença de moléculas de hidrogênio liberadas pelo HTF quando expostos a temperaturas acima do limite operacional por longos períodos;
- Em relação ao meio externo, assumiu-se o céu como única superfície na vizinhança, a velocidade do vento é superior a 1 m/s.

A dinâmica aplicada para obtenção dos resultados é ilustrada na Fig. (7).

Figura 7 – Fluxograma de análise térmica do receptor



A validação da modelagem fez-se comparando a curva de perda de calor do receptor gerada na modelagem, com a curva de perda de calor do receptor obtida teoricamente por Forristall (2003), pois Forristall validou seus resultados obtidos experimentalmente por Dudley *et al.* (1994), AZTRAK Test Data e KJC Test-Loop Data (projeto SEGS).

4.2 Análise da influência dos sais fundido no desempenho da usina

Nesta etapa, foi analisado a influência que cada sal fundido tem na produtividade da usina, fator de capacidade, consumo parasita e variações do LCOE, usando um modelo operacional de ANDASOL – 1 desenvolvido e simulado no SAM.

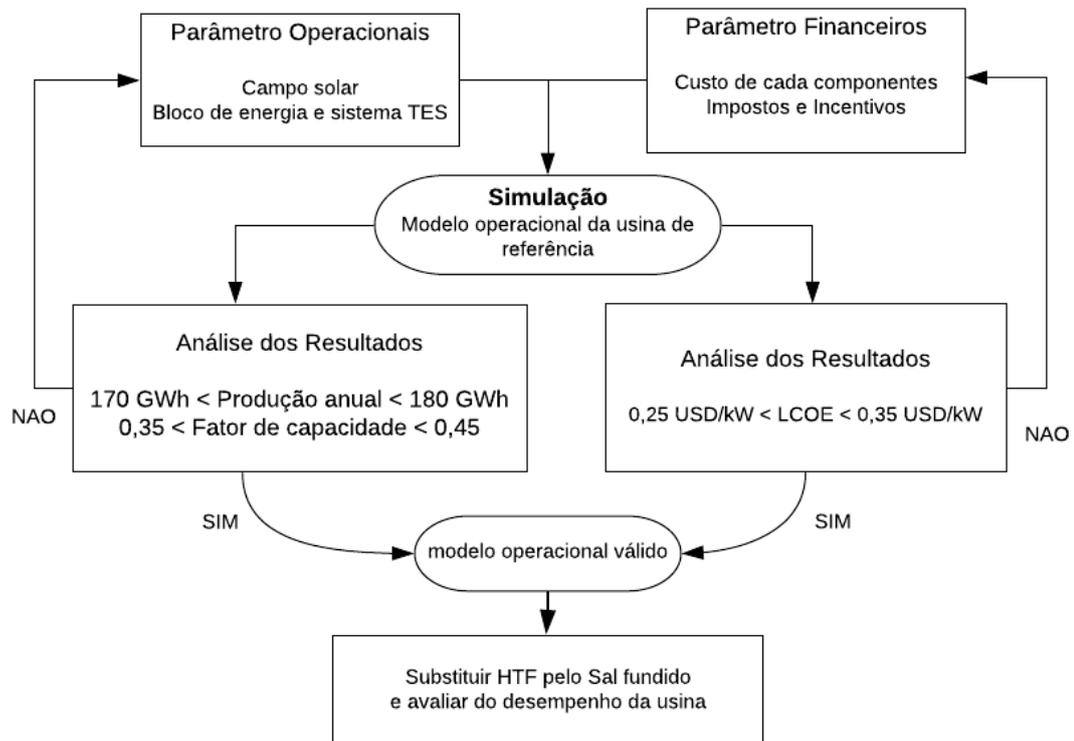
Os parâmetros técnicos e operacionais da usina (temperaturas mínimas e máximas de operação do campo solar, HTF padrão, temperatura contra cristalização, tipo de receptor, tipo de coletor, número de coletores, potência da turbina, pressão do ciclo, dados climáticos, etc.) foram adquiridos no site do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), NREL 2012 e Energy Plus. As características do receptor e coletor (dimensões e propriedades ópticas) estão disponíveis na biblioteca do SAM. Os parâmetros financeiros da usina (custo do bloco de potência, combustível auxiliar, sistema HTF, incentivos fiscais, impostos, dentre outros) foram adquiridos nos relatórios técnicos NREL 2012 e Kutscher *et al.* (2010).

SAM – Modelo de simulação

- SAM disponibiliza dois modelos de simulação, modelo de sistema físico e modelo de sistema empírico. Optou-se pelo modelo físico por caracterizar os componentes da usina a partir dos princípios termodinâmicos, permitindo mais entradas. O modelo empírico baseia-se em medições, acarretando algumas restrições de simulação.
- A avaliação do LCOE foi feita de duas formas. A primeira análise considerou-se apenas a variação do LCOE em função do fator de capacidade gerado pelo HTF, mantendo-se os custos da usina de referência. Na segunda análise, além de considerar a variação do fator de capacidade, foram consideradas as possíveis reduções futuras do custo do TES, sistema de transferência de calor, e custo de obtenção dos sais fundidos, conforme Kutscher *et al.* (2010).

Após inserir os parâmetros operacionais e financeiros da usina, fez-se então a simulação. Se os valores de produção anual, fator de capacidade e LCEO estiverem dentro dos intervalos definidos, o modelo operacional é válido. A Fig. (8) descreve a dinâmica de simulação empregada nesta etapa.

Figura 8 – Fluxograma de simulação empregada no SAM



4.3 Ferramentas empregadas para cálculos e simulação

O EES é uma ferramenta de cálculo, com capacidade de resolver equações algébricas e diferenciais não-lineares acopladas. O programa também pode ser usado para resolver equações diferenciais e integrais, fazer otimização e regressão linear e não linear. Uma das principais características do EES é a vasta biblioteca com propriedades físico químicas de diversas substâncias, podendo ser usadas juntamente com a resolução das equações.

O SAM é uma ferramenta para simulação de sistemas de energia renováveis, desenvolvida pelo NREL, que facilita na análise de sistemas relacionados ao setor de energias renováveis, permitindo avaliar a produção de energia anual e os custos inerentes do sistema. O software possui diversos modelos para simulação de sistemas renováveis. Inicialmente deve se escolher o sistema (tipo de fonte renovável), juntamente com o modelo financeiro desejado. Inicialmente o software tem seus parâmetros de entrada totalmente preenchidos com parâmetros operação e investimentos embutidos na sua memória. O analista deve revisar e modificar os dados de entrada conforme as suas necessidades de estudo.

5 RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados os sais fundidos escolhidos e suas propriedades, bem como as características operacionais da usina de referência. Na sequência, serão apresentados os resultados da modelagem e simulações efetuada para análise de desempenho dos sais.

5.1 Usina de referência

Andasol – I, está situada em Aldeire, Espanha. De acordo com dados disponibilizados no site da NREL, seu campo solar tem abertura de 510120 m² e possui 624 coletores EuroTrough ET150, com receptor modelo Solel UVAC 3. O HTF usado é o Dowtherm A, que opera entre 293 à 393 °C. O vapor superaquecido aciona uma turbina Siemens SST-700 de 55 MW. O sistema TES, com 7,5 horas de capacidade, armazena calor em uma mistura de nitrato de sódio (60%) e nitrato de potássio (40%). A usina também utiliza um gerador a gás natural para fornecer calor auxiliar. O fator de capacidade da usina é de 40,1%, gerando aproximadamente 175 GWh por ano, segundo dados publicados pela CobraGroup (empresa detentora da usina Andasol – I).

5.2 Sais fundidos candidatos

- **Hitec solar salt**, mistura de nitrato de sódio (60%) e nitrato de potássio (40%), tem a capacidade de operar até 593 °C e cristaliza-se a abaixo de 220 °C;
- **Dynalene MS-2**, mistura de nitrato de sódio (20 a 80%), nitrato de potássio (10 à 60%) e nitrato de lítio (5 à 30%), pode operar até 550 °C e cristaliza-se abaixo de 120 °C. Estão disponíveis por toda América do Norte.

Tabela 5 - Característica dos Fluidos em estudo a 300 °C

Propriedades @ 300°C	Sal solar	Dynalene MS-2	Therminol VP1
Temperatura de cristalização, °C	220	140	13
Temperatura máxima, °C	598	500	400
Massa específica, kg/m ³	1899	1855	815
Viscosidade, N.s/m ²	0,003263	0,004	0,000209

Fonte: Adaptado de EES

5.3 Análise do desempenho dos sais fundidos no campo solar – Modelagem do receptor

Nesta etapa serão apresentados os resultados da modelagem térmica, considerando o modelo de receptor Solel UVA. 3, constituído por um tubo de aço tipo 304L, com 66 mm de diâmetro e 4 mm de espessura. O invólucro possui 115 mm de diâmetro e 6 mm de espessura. O espaçamento entre o tubo e o invólucro é parcialmente evacuado, com pressão interna de 0,0001 torr. O coletor possui um comprimento total e 576 m. A temperatura ambiente de 22 °C e a velocidade média do vento de 1,5 m/s foram mantidas constante. A irradiação direta normal é 950 W/m². Os coeficientes ópticos do receptor e do coletor estão descritos na Tab. (5).

Tabela 6 – Coeficientes de erros óticos associados a captação da radiação

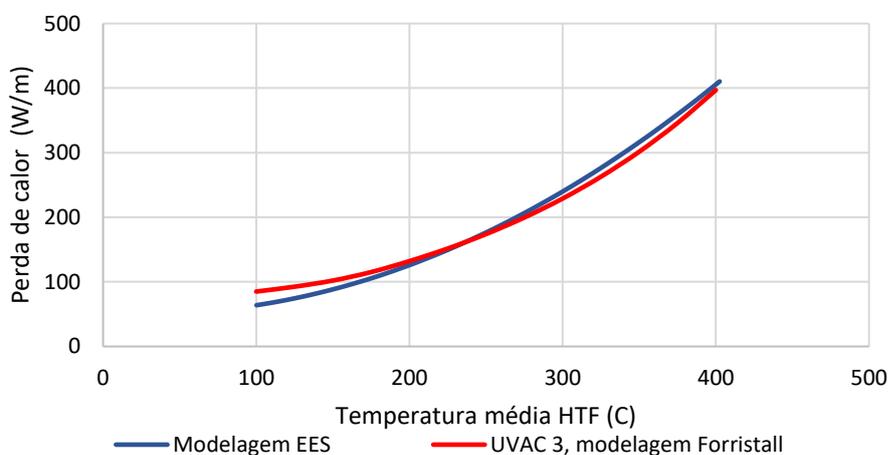
Coeficiente	Valor	Coeficiente	Valor
Erro de sombreamento	0,971	Sujeira no receptor	0,98
Erro de rastreamento	0,99	Sujeira no coletor	0,97
Efeitos da geometria	0,98	Refletância do coletor	0,935

Fonte: Adaptado do SAM

Assim, considerando todos os pressupostos descritos na seção (4.1), a validação da modelagem foi averiguada comparando as curvas de perda de calor geradas na modelagem e

por Forristall (2003), conforme mostrado na Fig. (9), considerando o Therminol VP1 como HTF de avaliação.

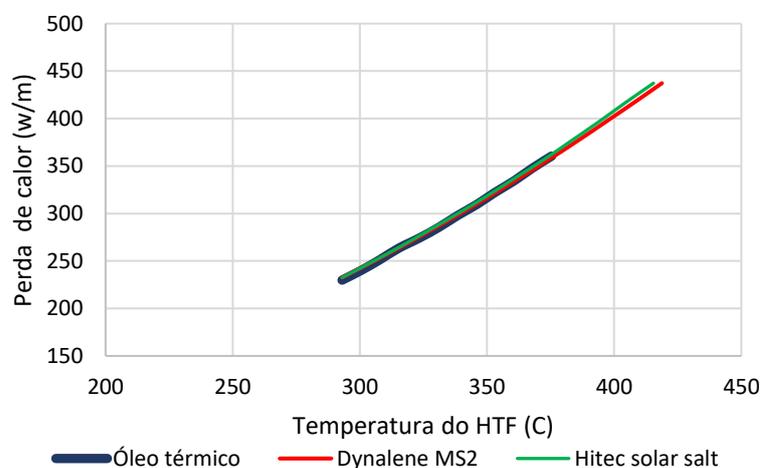
Figura 9 – Coeficientes de erros óticos associados a captação da radiação



Observando a Fig. (9), constata-se similaridades no comportamento de ambas as curvas, ocorrendo uma diferença média de 3,76 W/m. Logo, conclui-se que a modelagem desenvolvida oferece uma significativa aproximação aos resultados obtidos por Forristall R. (2003).

Os parâmetros analisados na sequência serão: o incremento da temperatura do HTF ao longo do receptor, a variação de velocidade do HTF e a variação da perda de carga do sistema. O Therminol-VP1 foi utilizado como parâmetro de comparação. Em todas as análises foi considerada a taxa de massa de 10 kg/s e temperatura de entrada do HTF de 293 °C. A Fig. (10) mostra a variação da perda de calor em função da temperatura do HTF, variando de 293 a 393 °C para o Therminol VP1, e 293 a 427 °C para os sais fundidos.

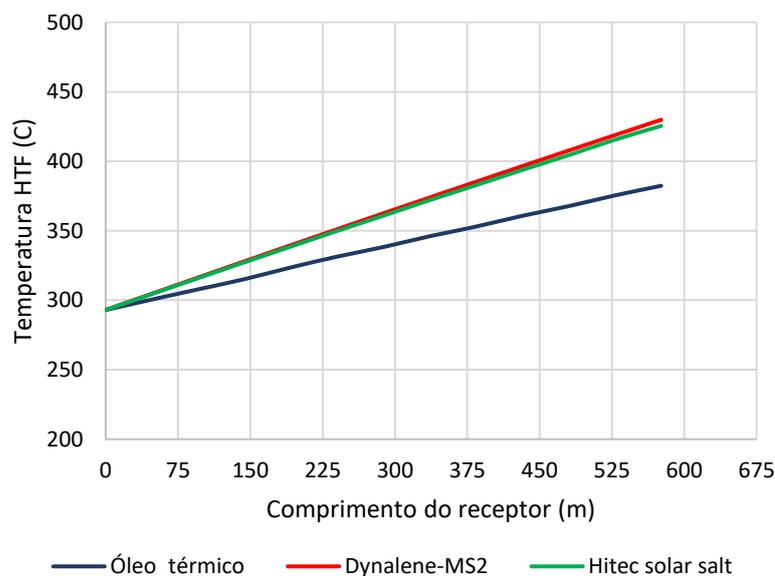
Figura 10 – Perda de calor do receptor em função do incremento de temperatura do HTF



Conforme a temperatura do HTF aumenta, consequência direta do incremento da temperatura superficial do receptor, a taxa de calor perdido pelo receptor também aumenta. Esse fenômeno dá-se uma vez que a emissividade do tubo absorvedor aumenta à medida que sua temperatura superficial ($T_{\text{abs,o}}$) aumenta. No caso dos sais fundidos, Dynalene MS2 e o Hitec solar salt, operando nas respectivas temperaturas máximas, 550 e 593 °C, a taxa de calor perdido pode chegar a 700 W/m, diminuindo drasticamente a eficiência do campo solar. A faixa de temperatura de operação do Therminol VP1 apresenta perdas térmicas relativamente baixas, variando entre 230 a 370 W/m, em relação aos 230 a 440 W/m apresentado pelos sais fundidos.

A taxa de calor perdido para o meio tem impacto no incremento de temperatura do HTF. A Fig. (11) mostra o incremento de temperatura dos HTF ao longo do receptor.

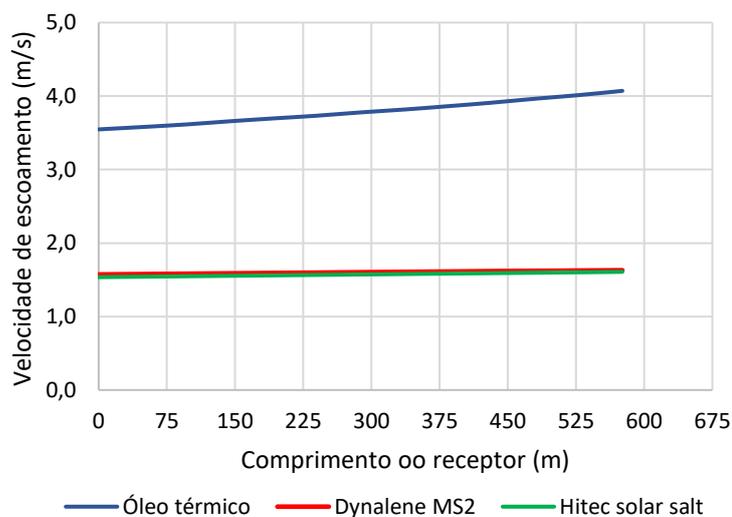
Figura 11 – Incremento de temperatura ao longo do receptor



Conforme mostrado na Fig. (11), a medida que o HTF escoava pelo receptor, há uma desaceleração gradual no incremento de temperatura resultante do aumento da taxa de calor perdido. A desaceleração do ganho de temperatura é maior para os sais fundidos do que para o Therminol.

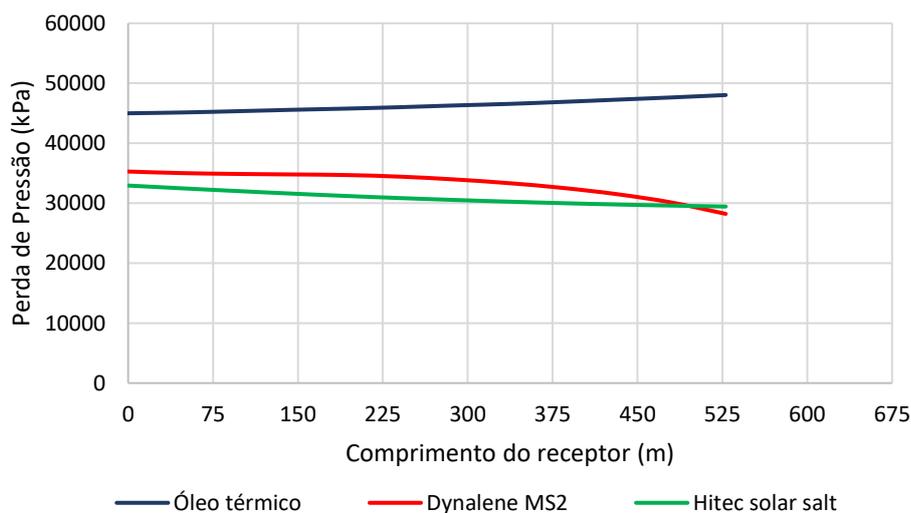
Apesar de alcançar temperaturas mais elevadas, a variação das propriedades físico-químicas (viscosidade dinâmica, massa específica, condutividade térmica) dos sais fundidos em função do aumento da temperatura é muito baixa em relação à variação apresentada pelo Therminol-VP1, refletindo-se na velocidade do escoamento do HTF. A Fig. (12) apresenta a variação da velocidade do HTF à medida que escoava pelo receptor, considerando uma taxa de massa igual a 10 kg/s.

Figura 12 – Variação de velocidade do HTF ao longo do receptor



Considerando as temperaturas de entrada e saída, 293 a 427 °C conforme Fig. (11), a variação média da massa específica do Dynalene-MS2 é de 69 kg/m^3 , do Hitec solar salt é de 88 kg/m^3 , o Therminol apresenta uma variação maior, cerca 124 kg/m^3 . Combinado com o fato dos sais serem mais viscosos, justifica-se o fato de apresentarem baixa variação na velocidade de escoamento, aproximadamente $0,0853 \text{ m/s}$ em relação aos $0,6 \text{ m/s}$ de variação apresentado pelo Therminol VP1. A baixa variação da velocidade do escoamento dos sais fundidos reflete diretamente na perda de pressão, conforme Fig. (13).

Figura 13 – Perda de pressão ao longo escoamento



O comportamento dos sais fundidos apresentado na Fig. (13) é consequência da baixa variação da sua massa específica e viscosidade com o aumento da temperatura do HTF. Estes parâmetros influenciam diretamente o fator de atrito, que tende a diminuir à medida que o HTF

escoa. Como o fator de atrito e a massa específica apresenta baixa variação, a perda de pressão do sistema tende a diminuir. O Therminol, por sua vez, apesar de ter alta variação na sua viscosidade, cerca de 1000 unidades num intervalo de 100 °C, fazendo com que o fator de atrito também diminua, entretanto, sua massa específica apresenta grandes variações, logo, a perda de pressão tende a aumentar.

5.4 Análise da influência dos sais fundidos no desempenho energético e LCOE da usina

Considerando as características operacionais da usina Andasol – I descrita no seção (4.2), conforme Tab. (6).

Tabela 7 – Principais parâmetros de operação da usina Andasol - i

Parâmetros de operação			
Fluido HTF – Dowtherm A		Número de coletores por linha	4
Temp. de entrada do campo solar, °C	293	Pressão do ciclo de térmico, bar	50
Temp. de saída do campo solar, °C	393	Vazão mássica mín. HTF, kg/s	4
Temp. mínima do campo solar, °C	140	Vazão mássica máx. HTF, kg/s	12
Temp. ambiental de projeto, °C	42	Irradiação de projeto, W/m ²	950
Despacho TES com Sol, %	50	Despacho TES sem Sol, %	90
Custo de componentes		Variáveis financeiras	
Terraplanagem e outros, USD/m ²	28	IRR Mínimo Requerido, %	12
Sistema HTF, USD/m ²	78	Taxa de Escalonamento PPA, %	0
Sistema TES, USD/kW	80	Taxa de empréstimo, %	7
Sistema de backup, USD/kW	60	Taxa de desconto real, %	8
Bloco de potência, USD/kW	850	Imposto de Renda Federal, %	30
Aquecedor gás, USD/kW	105	Imposto de Estadual, %	0
Custos fixos por ano, USD/kW	66	Taxa de Seguro, %	1
Custo o gás natural, USD/MMBTU	6,0	Taxa Inicial, %	3,5
Tempo de construção - Meses	28	Taxa de juros anual, %	5,5

Fonte: Adaptado de NREL

Os resultados obtidos da simulação do modelo operacional são apresentados na Tab. (8), juntamente com dados reais de desempenho anual da usina Andasol-I disponíveis em CobraGroup e NREL (2012).

Tabela 8 – Desempenho energético da usina Andasol-I simulado no SAM e dados disponibilizados por NREL e CobraGroup

Métrica	Andasol-I (Simulado)	Andasol-I (NREL)	Andasol-I CobraGroup
Produção anual de energia, GWh	177,461504	174,511024	179,103000
Fator de capacidade, %	40,5	40,2	37,7
LCOE (nominal) USD.kWh ⁻¹	0,3554	0,3669	-
LCOE (real), USD.kWh ⁻¹	0,2912	0,2972	-
Custo total do projeto, \$	495124768	418440431	411690000

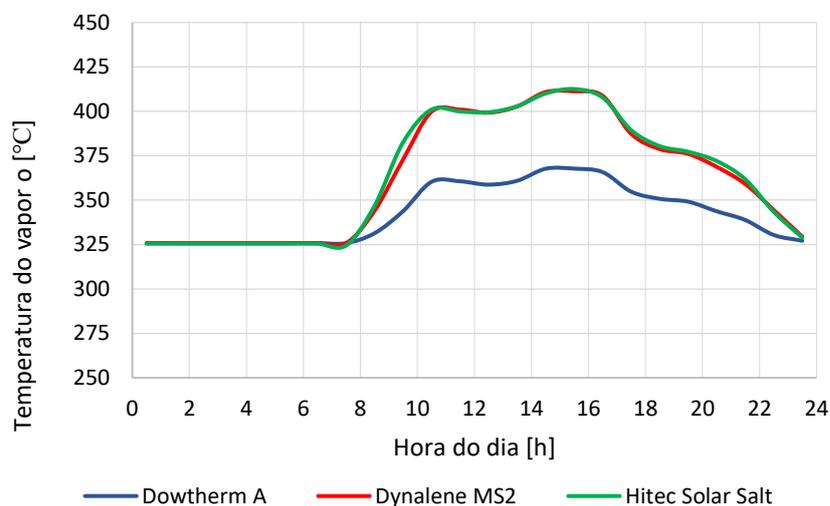
Comparando os resultados da simulação do modelo operacional, com os dados apresentados por NREL (2012) e CobraGroup, conforme Tab. (8), observa-se que o modelo operacional da Andasol-I desenvolvido no SAM, oferece uma significativa aproximação do comportamento real da usina em termos de produção anual e LCOE. Validado o modelo operacional de referência, em seguida serão apresentados os resultados das simulações considerando os sais fundidos em substituição do Dowtherm A.

As simulações foram realizadas considerando 450 °C como a temperatura máxima na saída do campo solar. As temperaturas contra cristalização foram definidas em função da temperatura de cristalização de cada fluido, sendo 140 °C para o Dynalene e 248 °C para o Hitec. Demais parâmetros, como tipo de coletor e receptor, temperatura de entrada do campo solar (293 °C), parâmetros do bloco de potência e TES, foram mantidos conforme definidos no modelo operacional.

Os parâmetros aqui analisados são o incremento de temperatura do vapor superaquecido na entrada da turbina, eficiência bruta do ciclo de potência, o volume de fluido de armazenamento, consumos parasitas da usina associados ao HTF, produção de energia anual, fator de capacidade da usina e variações do LCOE em função do desempenho da usina. Os resultados foram comparados com o desempenho da usina operando com o Dowtherm, considerando um dia típico de operação (perfil anual).

Primeiramente, foi analisado o efeito da temperatura de operação do campo solar na eficiência do bloco de potência. A Fig. (14) mostra a variação da temperatura do vapor superaquecido na entrada da turbina.

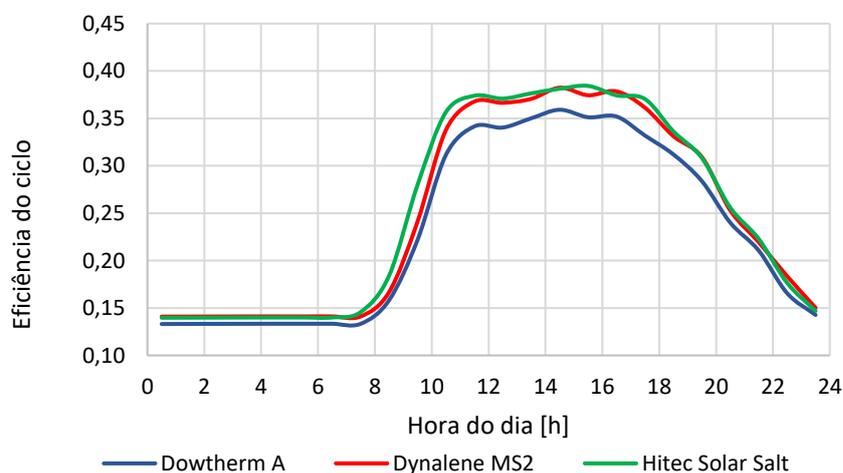
Figura 14 – Variação da temperatura do vapor na entrada da turbina



Os sais fundidos proporcionaram um aumento da temperatura do vapor do bloco de potência. Este aumento é fruto da maior temperatura de operação dos sais, ultrapassando a barreira dos 420 °C, acima do limite operacional do Dowtherm A (393 °C).

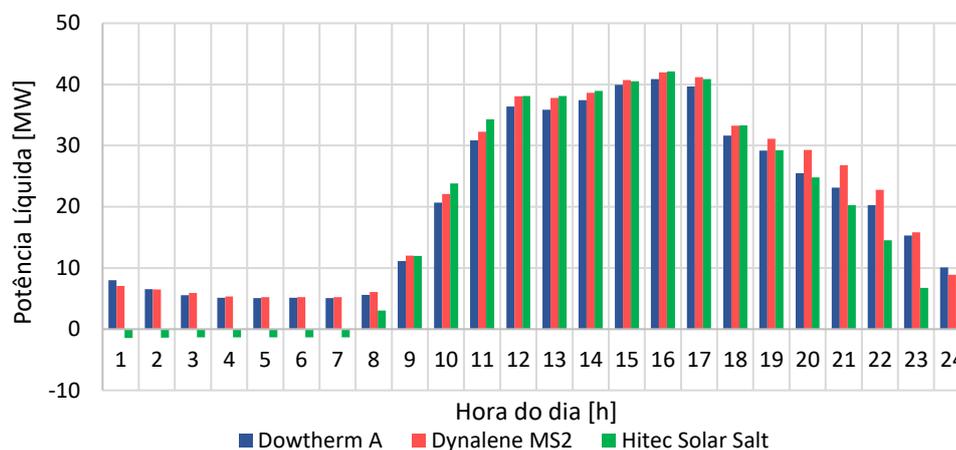
Conforme Fig. (14), considerando o horário entre 10 e 17 horas, período em que o TES está fora de operação, observa-se um incremento, quase constante, de 35 °C na temperatura de operação do ciclo de térmico se comparado, no mesmo período, com a variação de temperatura do vapor através do Dowtherm A. Consequentemente, temperaturas mais altas de vapor levam a uma maior eficiência do ciclo térmico, conforme na Fig. (15).

Figura 15 – Eficiência bruta do ciclo em função do incremento da temperatura do vapor



No entanto, o aumento da eficiência térmica devido à elevada temperatura dos sais, Hitec e MS2, não se reflete de forma proporcional na potência líquida produzida pelo bloco de potência, conforme ilustrado na Fig. (16).

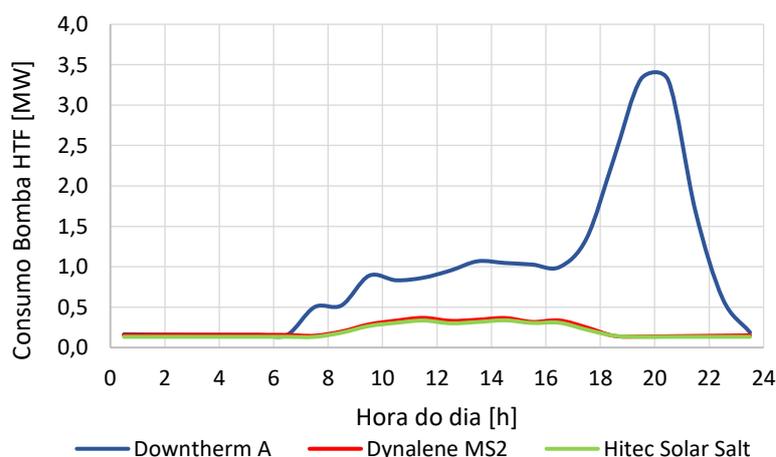
Figura 16 – Potência líquida produzida pela turbina



Pode se constatar que, nos períodos de insolação, entre as 8 e as 17 horas, a usina produz mais potência líquida quando o HTF é um sal fundido, sendo o Hitec o mais produtivo. Fora deste período, a produção é condicionada pelo consumo parasita dos fluidos, parâmetro que depende principalmente das propriedades do HTF.

Certos consumos parasitas estão diretamente ligados ao HTF. A Fig. (17) apresenta a demanda energética da bomba que opera no campo solar para cada HTF.

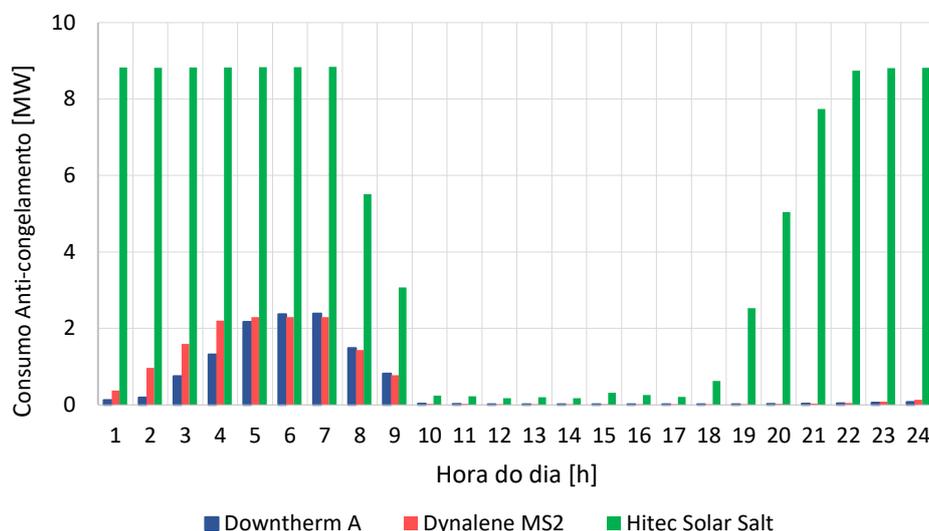
Figura 17 – Potência demandada pela bomba do campo solar durante a operação



Em termos de consumo energético, a bomba do campo solar demanda menos potência operando com os sais fundidos do que com o Dowtherm A, porque o Hitec e o MS2 apresentam menor perda de pressão, conforme apresentado na Fig. (13).

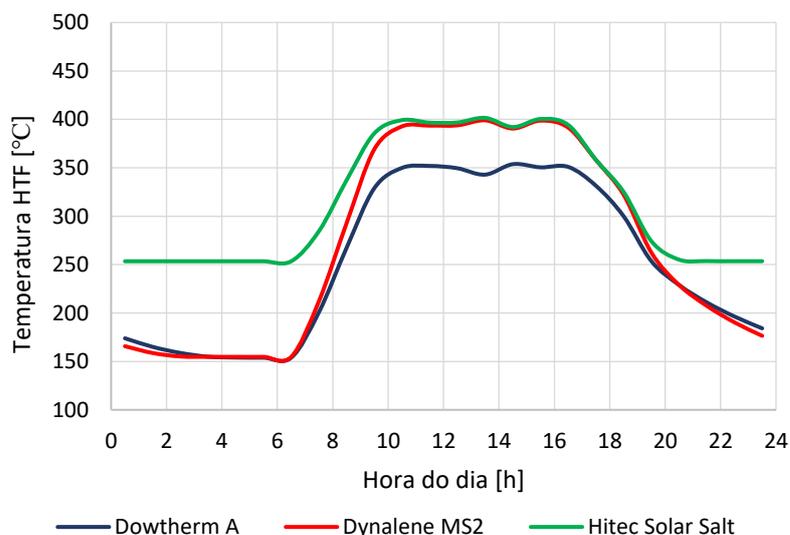
Outro parâmetro de consumo parasita importante é o sistema de proteção contra cristalização. A utilização deste sistema varia de acordo com a temperatura de cristalização do HTF, conforme Fig. (18).

Figura 18 - Potência demandada pelo sistema contra cristalização na operação



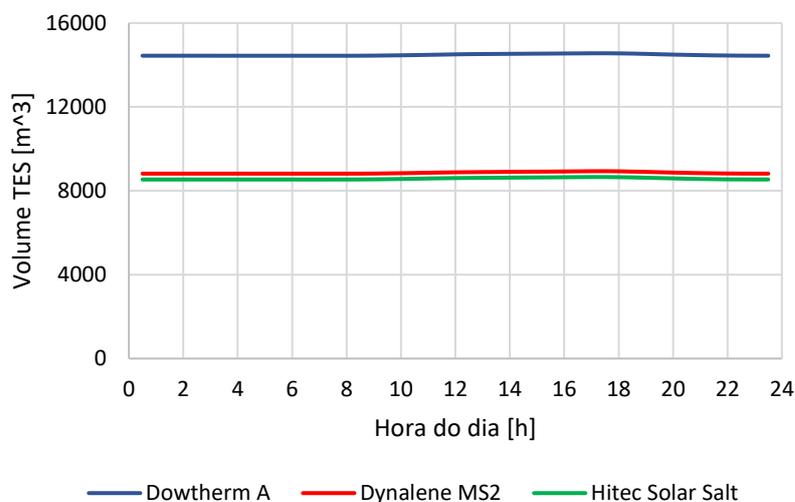
O Dynalene MS2 teve um consumo de energia térmica similar do Dowtherm A. Isso ocorreu porque a temperatura de cristalização do MS2 (120 °C) é inferior a temperatura mínima de operação do campo solar (140 °C). O Hitec, por sua vez, apresentou elevado consumo devido a sua alta temperatura de cristalização (220 °C) que está muito acima da temperatura mínima de operação do campo solar, conforme a Fig. (19).

Figura 19 - Temperatura o HTF na saída do campo solar



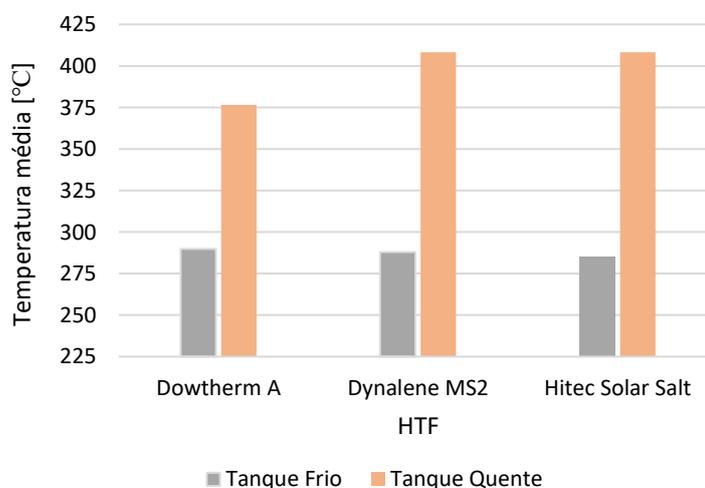
Outro fator importante a ser observado é a relação do HTF com o TES, através de uma análise do consumo de fluido térmico de armazenamento, conforme ilustrado na Fig. (21).

Figura 20 - Quantidade de fluido térmico de armazenamento utilizado em função do HTF



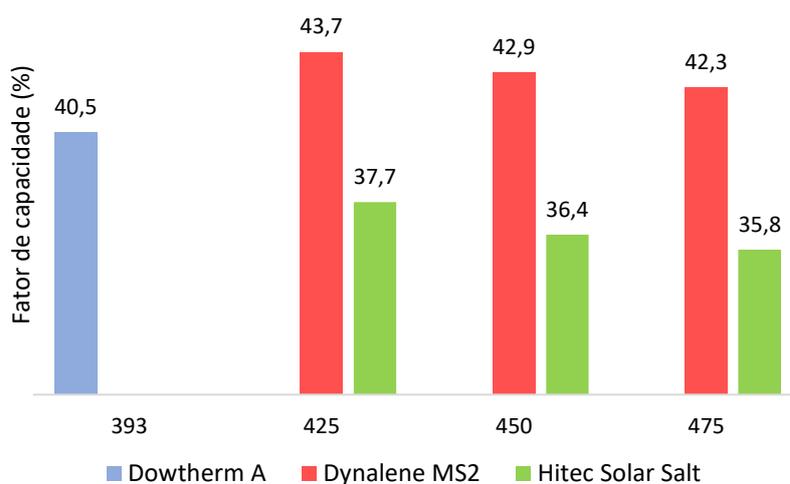
De acordo com a Fig. (20), com a utilização dos sais fundidos são necessários apenas 65% do volume do fluido de armazenamento térmico em relação a quantidade demanda pelo Dowtherm A. Esta redução se deve a dois fator intrínsecos aos sais fundidos. Primeiro, o fluido do TES geralmente é um sal fundido a base de nitratos de sódio e potássio, logo, apresenta propriedades similares as do Hitec e MS2, assim a proporcionalidade de calor transferido do TES para o HTF é de aproximadamente 1/1. No caso do Dowtherm A, essa proporcionalidade diminui por conta do seu alto calor específico, fazendo com que seja necessário um volume maior. O segundo fator está relacionado com o aumento da temperatura do tanque quente, conforme mostrado na Fig. (21), passando de 375 °C (Dowtherm) para 420 °C (Sais fundidos).

Figura 21 – Diferença de temperatura entre os tanques o sistema TES



Uma forma de avaliar os impactos causados pelos parâmetros mostrados anteriormente é através do fator de capacidade da usina. Conforme Fig. (14), quanto maior for a temperatura do vapor do ciclo térmico, maior será a produção de energia. No entanto, temperaturas de operação mais altas diminuem a eficiência do receptor. A Fig. (22) mostra a variação do fator de capacidade da usina para diferentes temperatura do HTF na saída do campo solar.

Figura 22 – Variação do fator de capacidade da usina em função da temperatura do HTF



A partir da Fig. (22), observando o comportamento do Hitec, percebe-se que, o fator de capacidade da usina pode sofrer grande influência dos consumos parasitas da usina. A produtividade da usina operando com o Hitec foi menor em relação ao Dowtherm A, devido ao elevado consumo contra cristalização por conta da elevada temperatura de cristalização (220 °C), apesar de apresentar baixo consumo na bomba do campo solar. O Dynalene MS2 apresentou bom desempenho, superando o Dowtherm em todos os casos, fruto da baixa temperatura de cristalização (120 °C) e do baixo consumo com a bomba do campo solar, conforme Fig. (17).

Tabela 9 – Produção anual de energia em função da temperatura máxima do campo solar

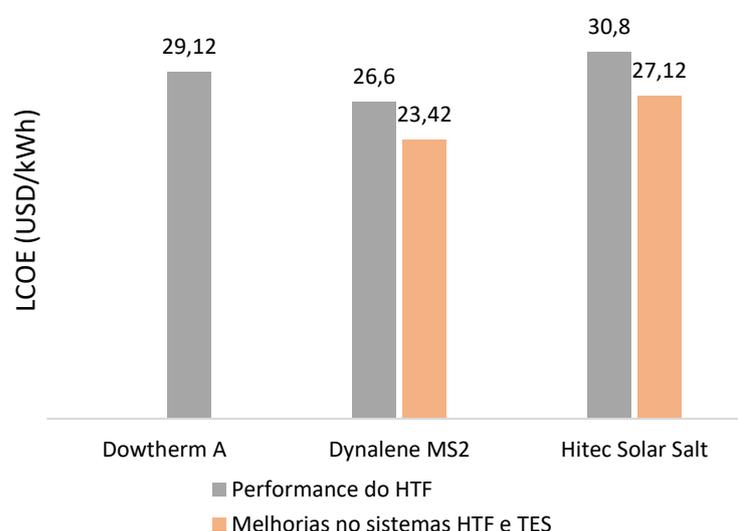
Produção anual de energia	Dynalene MS2	Hitec solar salt
Temperatura máxima do HTF, 425 °C	191,527248 GWh	165,147248 GWh
Temperatura máxima do HTF, 450 °C	188,067488 GWh	159,574960 GWh
Temperatura máxima do HTF, 475 °C	185,285280 GWh	156,621552 GWh

Com base nos resultados de produção anual de energia em função da temperatura de operação do campo solar, apresentados na Tab. (9), a avaliação do LCOE foi realizada considerando o cenário que apresentou melhor desempenho energético. A Fig. (23) apresenta a variação do LCOE considerando HTF operando à 425 °C.

As colunas *performance do HTF* representam a variação do LCOE em função da variação do fator de capacidade da usina. As colunas *Melhorias do sistema HTF e TES*, representam a variação do LCOE considerando a variação do fator de capacidade da usina do e as possíveis reduções do custo dos sistemas HTF e TES.

De acordo com Kutscher *et al.* (2010), com a utilização dos sais fundidos, o custo inicial do sistema HTF (custo de trocadores, tubulações, e outros relacionados aos processos de transferência de calor) poderá sofrer uma redução de 35,8%, até 2020, devido ao desenvolvimento de componentes mais eficientes e baratos. Outro sistema que deve sofrer também reduções até 37% é o TES, por conta da diminuição do volume total de fluido de armazenamento proporcionada pela elevada temperatura de operação dos sais fundidos, conforme Fig. (21).

Figura 23 – Variação do custo nivelado de eletricidade



A Fig. (23), apresenta uma relação direta do LCOE com a produtividade da usina. Porém, apesar do sal Hitec apresentar um fator de capacidade inferior, conforme Fig.(22), a ao considerar-se as possíveis reduções de custos apresentadas por Kutscher *et al.* (2010), o LCOE apresenta uma redução de 6,68% em relação ao obtido pelo Dowtherm A. O Dynalene MS2 teve um desempenho positivo, apresentando reduções no LCOE de 8,65%, fruto do seu desempenho energético e 19,57% considerando melhorias dos sistemas e redução de custos.

6 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentado uma possível melhoria de desempenho para usinas solares térmicas (Concentrated Solar Power – CSP) de calha parabólica, através da aplicação de sais fundidos como fluidos de transferência de calor. A metodologia aplicada foi um estudo de caso, dividido em duas etapas de análise. Na primeira etapa realizou-se uma modelagem térmica do receptor com o intuito de avaliar o comportamento dos sais fundidos no campo solar, e na segunda etapa, centrou-se no desempenho global da usina, de forma a avaliar a sua produtividade e possíveis variações do LCOE.

A modelagem térmica foi realizada considerando o receptor modelo Solel UVAC 3. Como resultado, constatou-se que os sais fundidos apresentam melhor desempenho de escoamento em relação aos óleos térmicos fruto pois apresentam menor perda de pressão, o que permite utilizar sistemas de bombeamento menos potentes. Por outro lado, a eficiência térmica do campo solar tende a diminuir devido à maior perda de calor apresentada pelo receptor devido à alta temperatura de operação dos sais.

Na segunda etapa, os resultados obtidos mostraram que, o aumento da temperatura do campo solar resulta no aumento da eficiência do ciclo de potência. Entretanto, este aumento de eficiência não se refletiu de forma proporcional na produção líquida da usina, por conta dos consumos parasitas que cada fluido demanda. A demanda solicitada está associada, principalmente, a alta temperatura de cristalização dos sais, sendo mais prejudicial para o Hitec solar salt (220 °C) do que para o MS2 (120 °C). Em termos individuais, Considerando 475 °C como temperatura máxima na saída do campo solar, o MS2 apresentou melhor desempenho global, alcançando um fator de capacidade de 42,3%, em relação as 35,8% do Solar salt e 40,5% da usina opera com seu fluido padrão. Em termos de LCOE, o Dynalene MS2 proporcionou uma redução de 8,65% em relação ao LCOE padrão da usina (29,12 USD/kWh). O Hitec, devido ao mau desempenho energético, apresentou LCOE 5,76% acima do padrão. Entretanto, considerado possíveis reduções de custos de alguns sistemas devido a utilização do sais fundidos, em ambos os casos, tem-se um LCOE inferior ao padrão da usina, sendo 23,42 USD/kWh para o MS2 e 27,12 USD/kWh para o Hitec

As expectativas para utilização de sais fundidos como HTF são promissoras, devendo ter em atenção na temperatura de cristalização, pois é um fator que contribui para elevado consumo parasita. Deste modo, futuros trabalhos poderão analisar mecanismos de proteção contra cristalização mais eficientes, ou desenvolver materiais seletivos com baixa emissividade em temperaturas acima de 400 C.

REFERÊNCIAS

BURKHOLDE, F. KUTSCHER, C. **Heat-Loss Testing of Solel's UVAC3 Parabolic Trough Receiver**. NREL Technical Report. 2009.

CobraGroup. Disponível em: <<https://www.grupocobra.com/en/proyecto/andasol-1-2-solar-thermal-power-plants>>. Acesso em: 05 de Mai. 2019.

Concentrating Solar Power Project – Andasol-I. NREL. Disponível em: <<https://solarpaces.nrel.gov/andasol-1>>. Acesso em: 10 nov. 2018.

DUDLEY, V. E. KOIB, G. J. SLOAN, M. KEARNEY, D. **Test Result SEGS LS-2 Solar Collector**. SAND94-188. 1994.

Dynalene Molten Salts. Dynalene. Disponível em: <<https://www.dynalene.com/product-category/heat-transfer-fluids/dynalene-molten-salts>>. Acesso em: 15 de Mai. 2019.

FORRISTALL, R. **Heat Transfer Analysis and Modeling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver**. National Renewable Energy Laboratory Technical Report. 2003.

HELLER, P. **Introduction to CSP systems and performance** In: HELLER, P. (Ed). *The Performance of Concentrated Solar Power (CSP) System - Analysis, Measurement and Assessment*. 1 ed. Nova Yorque: Woodhead Publishing. 2017. p. 01 – 29.

INCROPERA, F. P. DEWITT, D. P. **Fundamentos de transferência de calor e massa**. 7 ed. Rio de Janeiro: Wiley, 2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **World Energy Balance: Overviews. 2018**. Disponível em: <http://wds.iea.org/wds/pdf/WORLDBAL_Documentation.pdf>. Acesso 10 e Out. 2018

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Renewable energy technologies: cost analysis series: Concentrating solar power**. 2012.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Renewable power generation cost in 2018**. 2017.

KEARNEY, D. HERRMANN, U. NAVA, P. KELLY, B. MAHONEY, R. PACHECO, J. CABLE, R. PETROVITZA, N. BLAKE, D. PRICE, H. **Assessment of a Molten Salt Heat Transfer Fluid in a Parabolic Trough Solar Field**. ASME. v. 125. p. 170 – 176, 2003.

KEARNEY. **Solar Thermal Electricity 2025: Clean electricity on demand: attractive STE cost stabilize energy production**. Estela. 2010.

KUTSCHER, C. MEHOS, M. TURCHI, G. GLATZMAIER, G. **Line-focus solar power plant cost reduction plan**. National Renewable Energy Laboratory Technical Report. 2010.

LOPEZ, R. A. **Energia solar para produção de eletricidade**. 2 ed. São Paulo: Artliber editora, 2016.

LOVEGROVE, K. PYE, J. **Fundamental Principles of Concentrating Solar Power (CSP) Systems**. In: LOVEGROVE, K. STEIN, W. (Ed). Concentrating Solar Power Technology: Principles, Developments and Applications. 1. ed. Elsevier. 2012. p. 16 – 66.

MINNICI, K. **Molten Salts as Heat Transfer Fluids for Solar Thermal Power Plants**. 2015. 74 f. Dissertação (Mestrado em Ciência dos Materiais e Engenharia), Drexel University, 2015.

MORALES, A. SAN VICENTE, G. **A New Generation of Absorber Tubes for Concentrating Solar Thermal (CST) Systems**. In: BLANCO, M. SANTIGOSA, L. R. (Ed). Advances in Concentrating Solar Thermal: Research and Technology. 1. ed. Woodhead Publishing. p. 59 – 73, 2017.

MOYA, E. Z. **Innovative Working Fluids for Parabolic Trough Collectors**. In: BLANCO. Manuel, SANTIGOSA. Ramirez (Ed). Advances in Concentrating Solar Thermal Research and Technology. 1. ed. Woodhead Publishing, 2017. p. 75 – 106.

MOYA, E. Z. **Parabolic-Trough Concentrating Solar Power (CSP) Systems**. In: LOVEGROVE, Keith. STEIN, Wes. (Ed). Concentrating Solar Power Technology: Principles, Developments and Applications. 1. ed. Elsevier, 2012. p. 197 – 239.

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

NREL 2012 - System Advisor Model (SAM) Case Study: Andasol-1. Dokumen. Disponível em: <<https://dokumen.tips/documents/system-advisor-model-sam-case-study-andasol-1.html>> Acesso em: 10 de Out. 2018

PERNPEINTNER, J. **Receivers** In: HELLER. Peter (Ed). **The Performance of Concentrated Solar Power (CSP) System - Analysis, Measurement and Assessment**. 1 ed. Woodhead Publishing, 2017. p. 01 – 29.

PITZ-PAAL, R. **Solar Energy: Concentrating Solar Power**. In: LETCHER, Trevor Melvyn (Ed). Future Energy: Improved, Sustainable and Clean Options for our Planet. 2. ed. Elsevier. 2014. p. 405 – 431.

PRICE, H. Advances in Parabolic Trough Solar Power Technology. ASME. v. 124 p. 109 – 125, 2002.

SERRANO, M. I. R. **Concentrating Solar Thermal Technologies: Analysis and optimization by CFD modelling**. 1. ed. Suíça. Springer, 2017. p. 59-73.

System Advisor Model (SAM). NREL. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/1>>. Acesso em: 28 jun. 2019.

VIGNAROOBAN. K, XU. X, ARVAY. A, HSU. K, KANNAN. A.M. **Heat transfer fluids for concentrating solar power systems – A review**. Applied Energy, v. 146. p. 383 – 396, 2015.

VILLALVA, M. G. **Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações**. 2 ed. São Paulo: Erica, 2015.

Weather Data. Energy Plus. Disponível em: <<https://energyplus.net/weather>>. Acesso em: 02 de abri. 2019.