



20 A 24 DE MAIO DE 2018 SALVADOR – BA – BRASIL

ESTUDO DA APLICAÇÃO DO SAL FUNDIDO EM CALHA PARABÓLICA

Maryna Fernanda Ferreira Melo, maryna.melo@hotmail.com¹
Frederico Romagnoli da Silveira Lima, fredericolima@cefetmg.br²

^{1, 2}Centro Federal de Educação tecnológica de Minas Gerais, Av. Amazonas, 7675 Nova Gameleira CEP 30.510-000
Belo Horizonte MG – Departamento de Engenharia Mecânica–DEM

Resumo: *A fim de aumentar a eficiência e competitividade de sistemas de coletores solares do tipo calha parabólica e, assim reduzir os custos de produção de energia limpa, as próximas gerações destes sistemas deverão atingir temperaturas de trabalho progressivamente maiores. Sendo o fluido de trabalho convencional destes sistemas, quimicamente instável a temperaturas superiores a 400°C, um modo de incrementar-se o rendimento termodinâmico do sistema é buscar fluidos que permitam sua operação a temperaturas elevadas. A adoção de sais fundidos como fluidos de transferência de calor em concentradores parabólicos é um conceito promissor, oferecendo um caminho para tornar a eficiência energética de usinas de fonte solar comparáveis àquelas de ciclos Rankine convencionais, sendo os sais quimicamente estáveis até 600°C. Assim, foi elaborado um modelo matemático computacional tridimensional capaz de simular o comportamento de coletores do tipo calha parabólica baseado no método dos elementos finitos para avaliação da temperatura de saída do sal fundido em comparação com aquela do óleo térmico operando sob condições idênticas. O modelo matemático foi validado através de dados existentes de um protótipo de campo solar. Concluiu-se, com base nas investigações realizadas, que é possível adotar-se o sal fundido como fluido de transferência de calor de uma usina solar do tipo calha parabólica para geração de potência obtendo-se temperaturas de saída dos coletores entre 544,11 K e 546,56 K. Possibilita-se assim a integração de campos solares a ciclos Rankine convencionais para produzir vapor à temperatura e pressão apropriados à operação das turbinas comumente adotadas neste ciclo.*

Palavras-chave: energia heliotérmica, coletor tipo calha parabólica, sal fundido, transferência de calor

1 INTRODUÇÃO

Os fluidos de transferência de calor mais comumente utilizados para PTCs (i.e. Concentrador Solar Tipo Calha Parabólica¹) são óleo térmico, glicol, água e outros fluidos cuja mudança de fase ocorra na faixa de temperatura de operação de concentradores solares. Gases como nitrogênio também são utilizados, ainda que com muito menor frequência (Hergazi, 1995).

Os óleos térmicos disponíveis no mercado impõem duas claras limitações ao sistema de geração de energia. Sua degradação a temperaturas maiores que 400°C, o que limita a temperatura do vapor no bloco de potência e consequentemente a eficiência do sistema, e também problemas de contaminação ambiental em eventuais casos de vazamento (Lovegrove e Stein, 2012).

Há pesquisas recentes voltadas à possibilidade do uso de novos fluidos de trabalho em PTCs, tais como o estudo desenvolvido por Wang *et al.* (2014) que investiga o comportamento de sistemas PTC operando com sais fundidos (Wang *et al.*, 2014), ou ainda o estudo desenvolvido por Boukelia *et al.* (2015) com o intuito de analisar comparativamente resultados apresentados por sistemas PTC utilizando óleo térmico e sal fundido (Boukelia *et al.*, 2015). A adoção de métodos numéricos computacionais aplicados à otimização e controle de dispositivos ou processos relacionados à geração de energia de fonte solar também tem se provado muito útil na previsão do comportamento de sistemas, processos e componentes sob determinadas condições. Foong *et al.* (2010), por exemplo, obtiveram sucesso em desenvolver, através do software COMSOL Multiphysics®, um modelo matemático computacional que descreve o processo de mudança de fase do sal solar adotado por um modelo inovador de coletor concentrador do tipo disco parabólico dotado de um sistema de armazenamento de energia na forma de calor latente acoplado diretamente ao coletor (Foong *et al.*, 2010). Manenti e Ravaghi-Ardebili (2013) também usaram a criação de um modelo numérico

¹ Parabolic Trough Collector (Tradução livre)

computacional para avaliação de desempenho e ciclo de vida da Archimede Solar Plant, planta CSP que opera com sal fundido como seu HTF (i.e. Fluido de Transferência de Calor²), além de prover projeção do comportamento de sistemas e procedimentos de controle da usina relacionados ao início da operação, drenagem das linhas ao fim do ciclo diário de operação e período de hibernação, durante os meses mais críticos do inverno. Segundo Manenti e Ravaghi-Ardebili (2013) os parâmetros de simulação existentes infelizmente não oferecem modelos detalhados bem definidos e com confiabilidade atestada para plantas CSP cujo HTF não seja o óleo térmico pois, os coletores solares PTC, os geradores de vapor de sais e tanques para armazenagem de energia são significativamente diferentes das unidades convencionais adotadas em outras usinas do tipo PTC, tradicionalmente incluídas na biblioteca de modelos para simulações de processos dos softwares de modelagem disponíveis (ENEL, 2011). Neste cenário o sal fundido se destaca por apresentar boa estabilidade química até 575°C, alta densidade, baixa velocidade de escoamento, além do baixo custo e baixo risco de contaminação. No entanto os sais fundidos tem alto ponto de fusão, e tendem a se solidificar a temperaturas de aproximadamente 230°C. Isso cria a necessidade de se instalar resistências elétricas ao longo de toda a linha de fluxo no sentido de garantir que a temperatura do fluido seja sempre superior a 270°C para se evitar a formação de pontos de cristalização, razão pela qual o uso do sal fundido tem, basicamente, se limitado, até então, a torres centrais. Há, no entanto uma planta solar piloto desenvolvida pela estatal italiana ENEL em parceria com a Agência Nacional de novas Tecnologias da Itália que utiliza coletores do tipo calha parabólica operando com sal fundido como HTF que vem apresentando resultados animadores (ENEL, 2011). A busca por novos compostos salinos, no entanto, pode ser a chave para que plantas solares com coletores do tipo calha parabólica possam se beneficiar do uso dos sais fundidos.

2 PROCEDIMENTO COMPUTACIONAL:

A modelagem matemática computacional do sistema é feita através da Análise de Elementos Finitos. Para os fins a que se dedica este estudo, foi utilizado o *software* COMSOL Multiphysics[®] versão 5.0. O modelo adotado para o HTF assumidamente newtoniano que escoar pelo tubo absorvedor horizontal de um sistema PTC é considerado laminar e monofásico para todos os HTF avaliados neste estudo, uma vez que as temperaturas de teste aplicadas são muito menores do que aquelas para as quais os HTF estudados começam a se degradar. Para o caso específico do sal fundido foram definidas condições para que este se mantenha em estado fluido em todas as situações, estando a temperatura recomendada para o bombeamento desta substância em torno de 540 K.

As equações, em coordenadas cartesianas, de continuidade para a conservação da massa, descrita na Equação 1; e a de Navier-Stokes para a quantidade de momento, descrita na Equação 2, em função das forças que atuam no sistema, para o fluxo horizontal, unidimensional e em regime permanente, apresentadas nesta ordem.

$$\nabla \cdot (\rho \vec{u}) = 0 \quad (1)$$

$$\rho(u \cdot \nabla)u = \nabla \left[-pI + \mu(\nabla u + (\nabla u)^T) - \frac{2}{3}\mu(\nabla u)I \right] + \vec{F} \quad (2)$$

A vazão mássica é dada por:

$$\dot{m} = - \int_{\delta\Omega} \mu(u \cdot n) dA_s \quad (3)$$

As tensões de cisalhamento às quais o escoamento se submete são aquelas relativas ao fluido newtoniano conforme Equação 4.

$$\tau = \mu \frac{\partial \vec{u}}{\partial y} \quad (4)$$

No entanto, as forças geratrizes das tensões atuantes na camada limite do escoamento no comprimento de entrada são dadas pela Equação 5

$$-p + 2\mu \frac{\partial u_n}{\partial n} = F_n \quad (5)$$

O balanço energético do sistema se dá conforme apresentado na Equação 6

$$\delta Q_{vc} + \sum \dot{m} h_e = \sum \dot{m} h_s + \delta W_{vc} \quad (6)$$

A Equação da Difusão de Calor para o regime permanente aplicada às diversas camadas do sistema, a saber: tubo de aço, camada de ar enclausurado, invólucro de vidro, e também ao HTF circulante no absorvedor. Aplicando-se aqui o balanço energético descrito pela Equação 6 obtém-se a Equação 7.

² Heat Transfer Fluid (Tradução livre)

$$\rho C_p \vec{u} \nabla T = \nabla(k \nabla T) + \sum_{n=1}^n Q_N \quad (7)$$

Onde Q_N que representa o somatório dos N fluxos de calor que atravessam a fronteira do sistema na direção radial

$$\sum_{N=1}^N Q_N = Q_E - Q_S \quad (8)$$

Onde Q_E é o fluxo de calor que adentra o sistema [8] e Q_S o fluxo de calor que deixa o sistema [9]. Estes são dados pelas Equações 9 e 10

$$Q_E = I_b \lambda (\gamma \varphi \alpha)_n \varepsilon_{\gamma \tau \alpha} \quad (9)$$

$$Q_S = -n(-k \nabla T) = [h(T_{\infty} - T)]_{conv} \quad (10)$$

Os dados para definição do sistema relativo ao campo solar são referentes ao protótipo de campo solar *Usina Solar* de propriedade do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais (Pessoa, 2014). Os parâmetros geométricos do sistema podem ser observados na Tabela 1.

Tabela 1: Parâmetros dimensionais e propriedades dos coletores do CEFET-MG
Fonte: Adaptado de Pessoa (2014)

Coletores	Comprimento: 3,75 m
	Largura da abertura: 3,440 m
	Fator de concentração: 71
	Distância Focal: 1,21 m
Tubo absorvedor	Material: Aço Inoxidável AISI 304
	Diâmetro nominal: $50,8 \times 10^{-3}$ m
	Superfície seletiva: Solkote SorB II
Superfície refletora	Material: Alumínio anodizado
	Refletividade: 82%
	Espessura: $0,5 \times 10^{-3}$ m
Tubo de vidro	Material: Boro silicato
	Transmissividade: 90%
	Diâmetro externo: 75×10^{-3} m
	Espessura: $4,2 \times 10^{-3}$ m

Os testes realizados consistem na avaliação do desempenho da planta solar piloto operando com o óleo térmico MobilTherm[®] 605 como seu HTF comparado a aquele da mistura de sais de nitrato 60% NaNO₃ e 40% KNO₃. Ambos HTFs operam no sistema sob condições idênticas. Tais condições e as propriedades estão listadas nas Tabelas 1 e 2.

Tabela 2: Parâmetros para a realização do Teste Comparativo I

Teste Comparativo I	
Radiação Direta (W/m ²)	850
Temperatura de entrada (K)	543,15
Temperatura ambiente (K)	300,64
Vel. média HTF (m/s)	0,71
Velocidade do vento (m/s)	8,0

Tabela 3: Parâmetros para a realização do Teste Comparativo II

Teste Comparativo II	
Radiação Direta (W/m ²)	850
Temperatura de entrada (K)	543,15
Temperatura ambiente (K)	300,64
Vazão mássica HTF (kg/s)	1,03
Velocidade do vento (m/s)	8,0

Tabela 4: propriedades dos HTFs à temperatura do Teste comparativo

	Óleo Térmico (Pacheco et al.,1995)	Sal Fundido (Pessoa, 2014)
Densidade (kg m ⁻³)	770	1936,9
Calor específico (J kg ⁻¹ K ⁻¹)	2625,7	1480,8
Condutividade térmica (W m ⁻¹ K ⁻¹)	0,121	0,48

3 RESULTADO E DISCUSSÃO:

No Gráfico 1 e na Tabela 5 apresentam-se os resultados do Teste comparativo I.

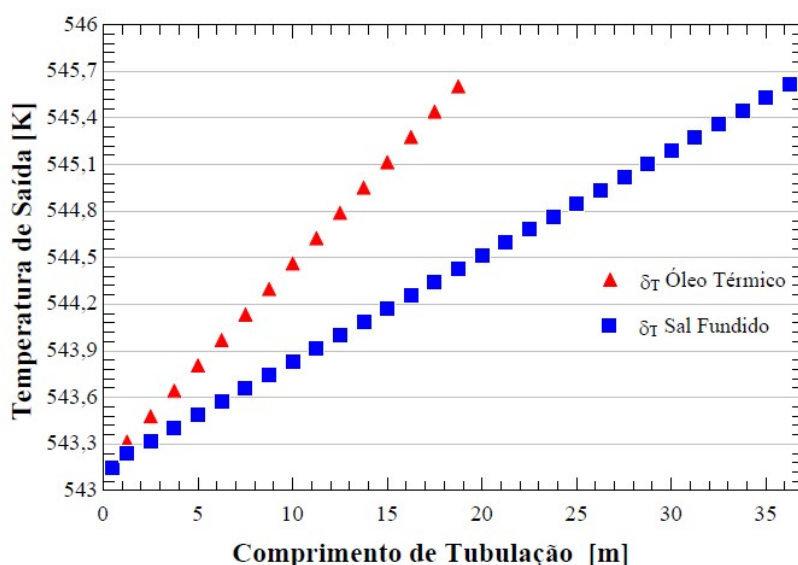


Gráfico 1: Variação de temperatura decorrente do Teste Comparativo I

A diferença entre as temperaturas, numericamente obtidas, entre a entrada e a saída dos coletores da *Usina Solar* operando nas condições do Teste Comparativo I é, em média, 2,46 K, estimada ao longo do circuito da linha de coletores da *Usina Solar* cujo comprimento é 18,75 m e cuja largura de abertura é mostrada na Tabela 1. Na Tabela 5 estes valores são mais acuradamente apresentados. O perfil de velocidade da parte central de uma das peças que compõem o tubo absorvedor, ou seja, o perfil do escoamento plenamente desenvolvido de ambos os HTFs é também apresentado para os casos propostos. O plano de corte apresentado na Figura 2, Figura 1, Figura 2 e Figura 5 passa pelo centro da estrutura do tubo absorvedor, dividindo-a simetricamente em relação à fonte de calor à qual a estrutura se submete. As partes representadas em escala de tons azuis nas figuras correspondem àquelas de menor

Tabela 5: Resultados decorrentes do Teste Comparativo I

	<i>Óleo térmico</i>	<i>Sal fundido</i>
Temp. saída (K)	545,60	545,62
ΔT (K)	2,45	2,47
Comprimento (m)	18,75	36,25

A diferença entre as temperaturas, numericamente obtidas, entre a entrada e a saída dos coletores da *Usina Solar* operando nas condições do Teste Comparativo I é, em média, 2,46 K, estimada ao longo do circuito da linha de coletores da *Usina Solar* cujo comprimento é 18,75 m e cuja largura de abertura é mostrada na Tabela 1. Na Tabela 5 estes valores são mais acuradamente apresentados. O perfil de velocidade da parte central de uma das peças que compõem o tubo absorvedor, ou seja, o perfil do escoamento plenamente desenvolvido de ambos os HTFs é também apresentado para os casos propostos. O plano de corte apresentado na Figura, Figura , Figura 1 e Figura 2 passa pelo centro da estrutura do tubo absorvedor, dividindo-a simetricamente em relação à fonte de calor à qual a estrutura se submete. As partes representadas em escala de tons azuis nas figuras correspondem àquelas de menor

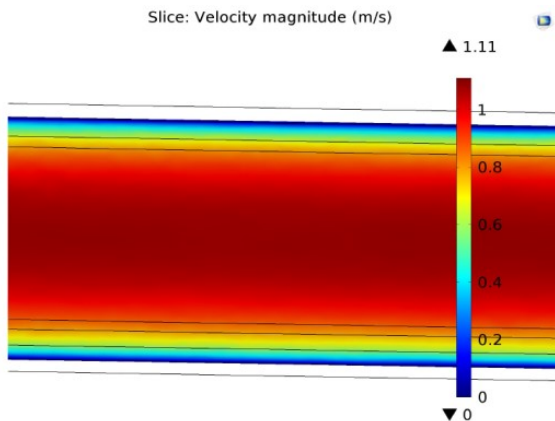


Figura 2: Perfil de velocidade do óleo Mobiltherm® 605 (velocidade constante).

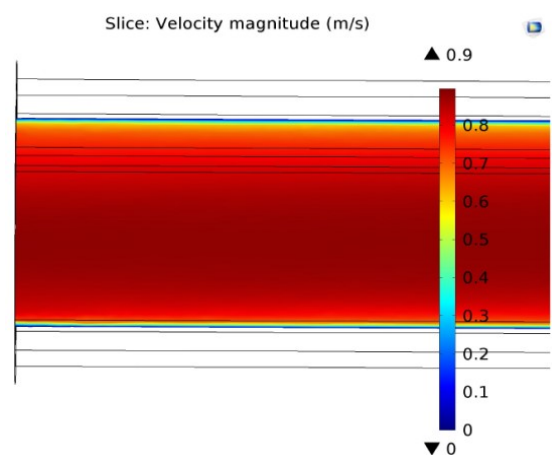


Figura 3: Perfil de velocidade da mistura fundida de sais de nitrato (velocidade constante)

No Gráfico 2 e na Tabela 6 apresentam-se os resultados do Teste comparativo II.

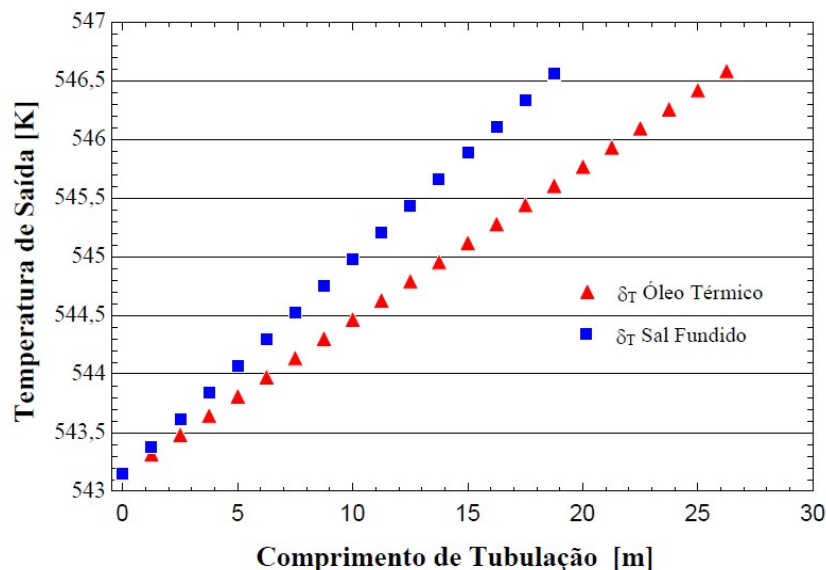


Gráfico 2: Variação de temperatura decorrente do Teste Comparativo II

Tabela 6: Resultados decorrentes do Teste Comparativo II

	<i>Óleo térmico</i>	<i>Sal fundido</i>
Temp. saída (K)	546,580	546,56
ΔT (K)	3,41	3,40
Comprimento (m)	26,25	18,75

A diferença entre as temperaturas, numericamente obtidas, entre a entrada e a saída dos coletores da *Usina Solar* operando nas condições do Teste é, em média, 3,40 K, estimada ao longo do circuito da linha de coletores da *Usina Solar*. Na Tabela 6 estes valores são mais acuradamente apresentados. Figura 1 e Figura 2 representam estes perfis para o Teste Comparativo II cuja vazão mássica de escoamento é constante. Uma análise da Tabela 4 esclarece a diferença notável entre os Gráficos 1 e 2. O sal fundido de nitrato apresenta maior condutividade e menor calor específico que o óleo térmico Mobiltherm® 605. Sua massa específica, no entanto, é muito maior,

de modo que, numa comparação em termos de vazão mássica o desempenho do sal fundido é muito superior ao do óleo térmico. No entanto, em casos em que as características geométricas de uma planta existente, por exemplo, demandem maior velocidade de escoamento do HTF o desempenho do óleo térmico será superior ao da mistura de sais.

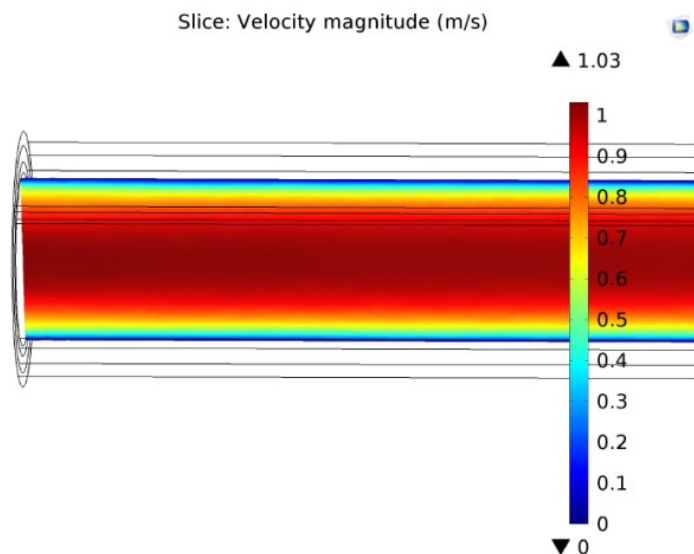


Figura 1: Perfil de velocidade do óleo Mobiltherm® 605 (vazão mássica constante).

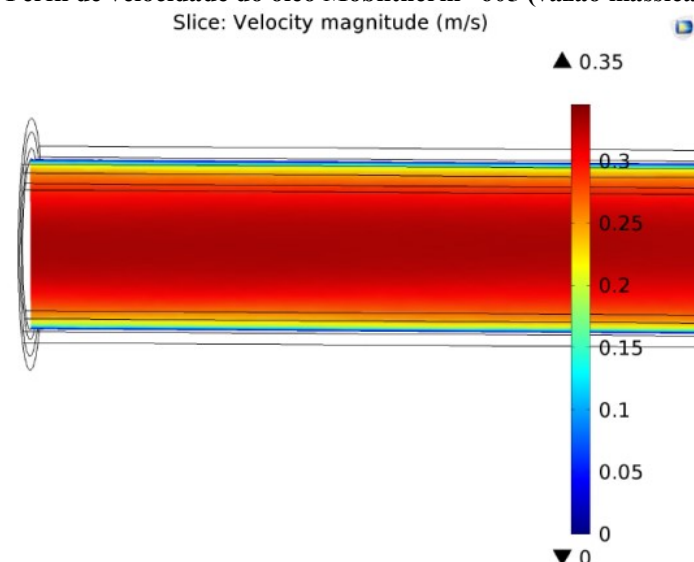


Figura 2: Perfil de velocidade da mistura fundida de sais de nitrato (vazão mássica constante)

Mesmo escoando com velocidades diferentes, o comportamento do perfil de velocidades dos HTFs adotados é semelhante aos resultados anteriormente obtidos no Teste Comparativo I. A viscosidade do óleo continua a definir perfis de velocidade que indicam grande influência desta propriedade físico-química mesmo a temperaturas mais elevadas. Na

Figura 3 é apresentado o perfil de tensão viscosa à saída da parte central do escoamento plenamente desenvolvido para o óleo térmico escoando segundo os parâmetros do Teste Comparativo II. Na Figura 4 o mesmo perfil é apresentado em referência ao sal fundido. Os perfis representam a seção reta do tubo normal ao eixo do tubo absorvedor para o caso do Teste Comparativo I e II são de tal maneira monótonos entre si que estes últimos puderam ser suprimidos, pois não oferecem insumo à análise do sistema que já não possam ser obtidos através das Figuras 3 e 4. O fato de os perfis de tensão para o óleo térmico e para o sal fundido não variarem consideravelmente com a velocidade do escoamento, ainda que, os valores absolutos das tensões se alterem combinado à análise das Figuras 6 e 7 pode corroborar a hipótese de que a continuidade da adoção do óleo térmico em detrimento do sal binário de nitrato aqui sugerido incorre em maiores perdas fluidodinâmicas ao sistema, tendo o módulo da velocidade do escoamento influencia nos valores absolutos das tensões, mas não no seu perfil de atuação sobre as camadas do fluido.

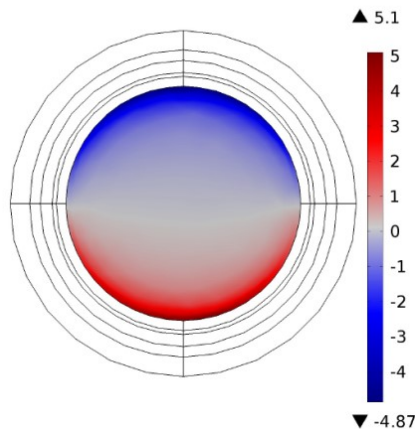
Surface: Viscous stress, y component (N/m²)

Figura 3: Perfil de tensões viscosas no óleo térmico

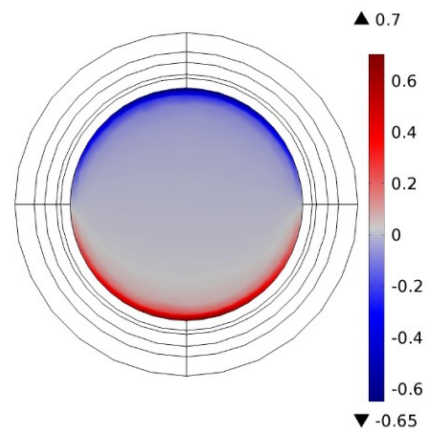
Surface: Viscous stress, y component (N/m²)

Figura 4: Perfil de tensões viscosas no sal fundido

A pequena dimensão dos coletores e o pouco comprimento das linhas de fluxo de fluido para absorção de radiação explicam as pequenas variações de temperatura de saída associadas tanto ao óleo térmico quanto ao sal fundido. Os Gráficos 1 e 2 aqui apresentados exibem, inclusive, certa aparência linear, em função do pequeno comprimento do circuito da linha de coletores da Usina Solar, de maneira que o caráter logarítmico do acúmulo de energia descrito pelo método da capacitância térmica não é apreciável na presente situação. No entanto, é possível notar, a despeito da escala, que a variação de temperatura ao longo do tubo absorvedor não é constante, mas decrescente em regime não linear. Assim, conforme esperado, os Gráficos 1 e 2 não representam funções lineares do aquecimento do sistema, a despeito da aparência que a pequena escala de temperatura medida lhes confere.

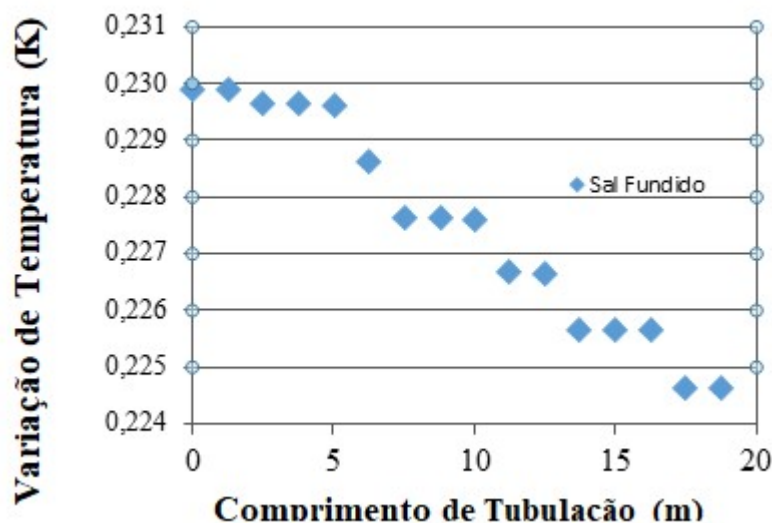


Gráfico 3: Diferença de temperatura ao longo do tubo absorvedor para o Teste Comparativo II

Como é mostrado por meio das simulações, uma usina solar qualquer que opere com sal fundido como seu HTF necessitaria de maior área de absorção de energia para atingir os mesmos parâmetros de temperatura de saída que uma usina em condições idênticas operando com óleo térmico caso o sal escoasse com velocidades semelhantes àsquelas recomendadas para o óleo térmico em sistemas PTC. Este aumento de área de absorção deve se traduzir, obviamente, num maior comprimento de tubulação absorvedora, bem como maior área de captação solar dos concentradores parabólicos já que o diâmetro do elemento de calor, e por consequência a área focal do receptor, é definido em função das características do sistema de bombeamento. Esta situação encontra paralelo nas situações apresentadas por Maccari *et al.* (2015) e Manenti e Ravaghi-Ardebili (2013). Estes apontam que a largura de abertura dos coletores do protótipo de campo solar *Archimede Solar Plant*, que opera com a mesma mistura de sais fundidos aqui adotada, é aproximadamente a mesma daqueles que operam na famosa usina SEGS VIII. Os comprimentos dos coletores, no entanto, diferem entre si, de modo que os coletores da *Archimede Solar Plant* são aproximadamente quatro vezes mais longos que aqueles da SEGS VIII. Muito desta desvantagem se deve à própria localização da *Archimede Solar Plant*.

Instalada na cidade de Siracusa – Itália, esta lida com baixos índices de radiação solar direta por longos períodos do ano, enquanto o complexo SEGS se encontra instalado no deserto de Mojave, uma das áreas mais privilegiadas do mundo em termos de radiação direta (Manenti e Z. Ravaghi-Ardebili, 2013; Maccari *et al.* 2015). A observação dos Gráficos 1 e 2 e das Tabelas 5 e 6 mostra que, para o caso específico da *Usina Solar* operando nas condições aqui propostas, para que o sal atinja uma temperatura de saída equivalente àquela obtida utilizando-se óleo térmico como HTF seria necessário que o circuito de coletores da *Usina Solar* fosse, no mínimo, 80% mais longo do que realmente é. Para o caso do Teste Comparativo II, em que é permitido ao sal escoar com velocidades médias que correspondem a quase metade daquela do Teste Comparativo I, o acúmulo de energia térmica de determinada massa supera em muito aquele relativo à idêntica massa de óleo térmico.

4 CONCLUSÃO

Foram realizados dois testes para comparação do desempenho do sal fundido operando como HTF de uma usina solar em relação ao desempenho do óleo térmico. Os resultados de temperatura de saída do sistema operando com ambos os HTFs foram computados e comparados. Finalmente conclui-se, com base nas investigações realizadas, que é possível adotar-se o sal fundido como HTF de uma usina solar de geração de potência elétrica com o intuito de que o rendimento térmico desta seja alçado àqueles níveis de rendimento logrados, até então, apenas por ciclos Rankine propelidos a combustíveis fosseis ou carvão vegetal, já que, conforme mencionado, um dado campo solar que opere com sal fundido de nitrato como seu HTF sob condições climáticas favoráveis pode fornecer calor às temperaturas requeridas para gerar vapor de água a temperatura e pressão de trabalho apropriadas à operação das turbinas do ciclo sem que este se degrade. Assim, para o caso em que estes HTFs operem a mesma velocidade média requer-se, por tanto, maior área de captação de energia solar devido à grande densidade dos sais fundidos em relação àquela dos óleos sintéticos minerais ordinariamente utilizados em instalações solares. As questões concernentes ao processo de congelamento e descongelamento da mistura dos sais de nitrato NaNO_3 e KNO_3 (60/40 p. p.), outrora fonte de grandes ressalvas em relação a sua adoção como fluido de transferência de calor adequado a coletores solares do tipo calha parabólica, vem progressivamente se mostrando previsíveis e controláveis conforme se investiga o comportamento dos sais sob as mais diferentes circunstâncias (Manenti e Ravaghi-Ardebili, 2013; ENEL, 2011; Maccari *et al.*, 2015; Böss *et al.*, 2012).

REFERÊNCIAS

- Hegazi, A. S., “Thermal performance of a parabolic trough collector with a longitudinal externally finned absorber,” *Heat and Mass transfer*, pp. 95-103, 1995.
- Lovegrove, K. e Stein, W., “Concentrating solar power technology. Principles, development and applications,” 1 ed., K. Lovegrove e W. Stein, Eds., Chicago, EUA, Woodhead Publishing Limited, 2012, pp. 233-236.
- Wang, *et al.*, “A three-dimensional simulation of a parabolic trough solar collector system using molten salt as heat transfer fluid,” *Applied Thermal Engineering*, pp. 462-476, maio 2014.
- Boukelia, *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*, pp. 292-303, junho 2015.
- Foong, *et al.*, “Numerical Study of a High Temperature Latent Heat Storage(200-300°C) Using Eutectic Nitrate Salt of Sodium Nitrate and Potassium Nitrate,” COMSOL Conference, Paris, 2010.
- Manenti e Ravaghi-Ardebili, “Dynamic simulation of concentrating solar power plant and two-tanks direct thermal energy storage,” *Energy*, pp. 89-97, 2013.
- ENEL, “Around the Clock Solar Power,” *Comsol News*, pp. 20-22, 2011.
- Pessoa, M. A., “Metodologia teórica experimental utilizando teste quase dinâmico para avaliação de coletores concentradores do tipo cilindro parabólico,” Belo Horizonte, 2014.
- Pacheco *et al.*, “Results of Molten/Salt Panel and Component Experiments for Solar Central Receivers: Cold Fill, Freeze/Thaw, Thermal Cycling and Shock, and Instrumentation Tests,” Springfield, 1995.
- Maccari *et al.*, “Archimede Solar Energy molten salt parabolic trough demo plant: a step ahead towards the new frontiers of CSP,” *Energy Procedia*, p. 1643 – 1651, 2015.
- Böss *et al.*, “Simulation of Parabolic Trough Power with Molten Salt as Heat Transfer Fluid,” 2012.

ASSESSMENT OF THE ADOPTION OF MOLTEN SALT IN PARABOLIC TROUGHS

Maryna Fernanda Ferreira Melo, maryna.melo@hotmail.com¹
Frederico Romagnoli da Silveira Lima, fredericolima@cefetmg.br²

^{1,2}Centro Federal de Educação tecnológica de Minas Gerais, Av. Amazonas, 7675 Nova Gameleira CEP 30.510-000
Belo Horizonte MG – Departamento de Engenharia Mecânica–DEM

Abstract. *In order to increase the efficiency and competitiveness of parabolic trough solar collector systems as well as reduce the costs of clean energy production, the next generations of solar collectors ought to achieve progressively higher working temperatures. As the conventional heat transfer fluid of these systems is chemically unstable at temperatures above 400 °C, for increasing the thermodynamic efficiency of the system and finding new heat transfer fluids is mandatory to permit the system to operate at higher temperatures. The adoption of molten salts as heat transfer fluids in parabolic concentrators is a promising concept, offering a path to make the energetic efficiency of solar power plants comparable to those of conventional Rankine cycles, once the salts are chemically stable at temperature ranges up to 600 °C. For this, a three - dimensional mathematical computational model capable of simulating the behavior of parabolic trough - type collectors based on the finite element method was developed to evaluate the temperature of the molten salt output in comparison to that of the thermal oil operating under identical conditions. The mathematical model was validated using existing data from a prototype solar field. It was concluded from the investigations that it is possible to adopt molten salt as a heat transfer fluid of a parabolic trough solar power plant for power generation, obtaining collector outlet temperatures between 544.11 K and 546.56 K. It is, thus, possible to integrate solar fields and conventional Rankine cycles to produce steam at the temperature and pressure appropriate to the operation of the turbines commonly adopted in this cycle.*

Keywords: *heliothermic energy, parabolic trough collector, molten salt, heat transfer*