

ANÁLISE TÉCNICA E ECONOMICA DO USO DE SAIS FUNDIDOS COMO HTF EM USINAS CSP DE CALHA PARABÓLICA

Massoxi Mandela Cuiêca (Instituição - a informar) - massoximc@unisinis.br

Mario Henrique Macagnan (Unisinis) - mhmac@unisinis.br

Resumo:

Neste trabalho foi apresentado uma possível melhoria de desempenho para usinas solares de concentração 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. Foi analisado o desempenho global da planta e o LCOE utilizando um modelo operacional da Andasol I, desenvolvido no SAM. Para o estudo foram utilizados o Dynalene MS2 e o Hitec Solar salt. Considerando 425 °C como temperatura máxima na saída do campo solar, o MS-2 apresentou melhor desempenho global, alcançando um fator de capacidade de 43,7%. O Solar Salt por sua vez alcançou um fator de capacidade de 37,7%. Em termos de LCOE, o Dynalene MS2 proporcionou uma redução de 8,65% em relação ao LCOE padrão da planta. O Hitec, devido ao mau desempenho energético, apresentou LCOE maior em relação ao padrão da planta, cerca de 5,76%. Entretanto, considerado possíveis reduções de custos de alguns sistemas devido a utilização dos sais fundidos, em ambos os casos, tem-se um LCOE inferior ao padrão da planta, sendo 0,234 USD/kWh para o MS-2 e 0,271 USD/kWh para o Solar Salt.

Palavras-chave: *Energia Solar, Sais fundidos, LCOE*

Área temática: *Conversão Térmica com Concentradores*

Subárea temática: *Equipamentos e sistemas de conversão heliotérmica para eletricidade*

ANÁLISE TÉCNICA E ECONOMICA DO USO DE SAIS FUNDIDOS COMO HTF EM USINAS CSP DE CALHA PARABÓLICA

Massoxi Mandela Cuiêca – massoximc@unisinis.br

Mario Henrique Macagnan – mhmac@unisinis.br

Escola Politécnica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade do Vale do Rio dos Sinos

Resumo: Neste trabalho foi apresentado uma possível melhoria de desempenho para usinas solares de concentração 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. Foi analisado o desempenho global da planta e o LCOE utilizando um modelo operacional da Andasol I, desenvolvido no SAM. Para o estudo, foram utilizados o Dynalene MS2 e o Hitec Solar salt. Considerando 425 °C como temperatura máxima na saída do campo solar, o MS-2 apresentou melhor desempenho global, alcançando um fator de capacidade de 43,7%. O Solar Salt, por sua vez, alcançou um fator de capacidade de 37,7%. Em termos de LCOE, o Dynalene MS2 proporcionou uma redução de 8,65% em relação ao LCOE padrão da planta. O Hitec, devido ao mau desempenho energético, apresentou LCOE maior em relação ao padrão da planta, cerca de 5,76%. Entretanto, considerando possíveis reduções de custos de alguns sistemas devido a utilização dos sais fundidos, em ambos os casos, tem-se um LCOE inferior ao padrão da planta, sendo 0,234 USD/kWh para o MS-2 e 0,271 USD/kWh para o Solar Salt.

Palavras-chave: Energia Solar, Sais fundidos, LCOE

1. INTRODUÇÃO

Aumentar a produtividade de usinas solares de concentração (CSP) e reduzir os seus custos por meio de processos mais eficientes e simplificados são um dos desafios de pesquisadores do setor. Para responder a estes desafios, é necessário realizar uma análise detalhada dos diferentes processos que ocorrem em uma CSP. Estruturalmente, são plantas térmicas dotadas de concentradores solares onde a radiação é refletida para o receptor que a absorve na forma de calor. Existem várias configurações de concentradores solares, mas cerca de 90% das CSP empregam concentradores do tipo calha parabólica (PTC), foco deste trabalho. O calor absorvido pelo receptor é removido por um fluido de transferência de calor (HTF), comumente um óleo térmico, alcançando temperaturas em torno de 340 a 398 °C, que posteriormente transfere parte deste calor ao gerador de vapor e, caso exista, ao sistema de armazenamento térmico (Zarza, 2012).

Apesar de empregar o mesmo princípio de conversão térmica e possuir estrutura semelhante às termelétricas convencionais, sendo uma vantagem devido a tecnologia já existente, usinas CSP geram menos energia por conta da variação da disponibilidade solar. Outro entrave está relacionado ao elevado custo nivelado de eletricidade (LCOE) se comparado com outras fontes renováveis. Segundo IRENA (2017), entre 2010 e 2017, usinas fotovoltaicas de até 300 MW apresentaram uma variação no LCOE entre 0,05 a 0,33 USD/kWh em relação aos 0,20 a 0,37 USD/kWh das CSP de até 100 MW. Assim, um dos desafios da indústria consiste em melhorar a eficiência de conversão do ciclo térmico de forma a aumentar a produtividade da usina e torna-las economicamente viáveis.

Segundo Serrano (2017), com o emprego de fluidos de transferência de calor que operam em faixas de temperatura acima dos limites impostos pelos óleos térmicos (400 °C), tem-se a possibilidade de alcançar maior eficiência no ciclo térmico, por conta do aumento da temperatura do vapor superaquecido, e simplificações de alguns processos que podem resultar na redução do LCOE. Portanto, este trabalho tem como objetivo analisar o potencial dos sais fundidos como HTF visando o aumento da produtividade da usina. O estudo consiste em analisar os impactos gerados pela substituição do HTF no campo solar e demais blocos da planta, bem como observar possíveis variações do LCOE utilizando a ferramenta de simulação de sistemas renováveis SAM (*System Advisor Model*).

2. ESTUDOS RECENTES

IRENA (2012), apresenta uma análise sistemática afim de estimar o custo das usinas CSP. Para o estudo, considerou-se a planta ANDASOL-I e verificou-se que o campo solar é a maior componente de custo, representando 35 a 49% do custo total da planta. Esta demanda é constituída principalmente pela estrutura dos concentradores (10,7%), receptor (7,1%), espelhos parabólicos (6,4%), sistema de transferência de calor (5,4%) e o HTF (2,1%). A implementação do TES (Sistema de Armazenamento Térmico) pode representar até 20%, dependendo da sua capacidade. O custo do bloco de potência representa uma leve influência, entre 12 a 16%, por conta das tecnologias já desenvolvidas para as termelétricas convencionais. A variação desses custos afeta diretamente o LCOE da usina. A variação do LCOE verificada, neste caso, ficou entre 0,20 a 0,33 USD/kWh. De acordo com Pitz-Paal *et al.* (2005), a otimização do LCOE pode ser alcançada instalando usinas com estrutura simplificada, empregando componentes mais

eficientes e baratos, processos de conversão calor/eletricidade mais eficientes e locais com alto índice de radiação direta.

Buscando uma alternativa que proporcionasse maior eficiência do ciclo térmico e LCOE sustentável, Kearney *et al.* (2003), compararam o desempenho técnico e econômico de uma usina CSP de calha parabólica operando com sal fundido e óleo térmico. O ciclo térmico da usina operando com sal apresentou maior eficiência em função da maior temperatura na saída do campo solar do que a usina operando com óleo. Verificaram também que é possível obter reduções significativas do LCOE, mas a alta temperatura de solidificação dos sais fundidos poderá consistir em uma desvantagem devido a necessidade de implementação de sistemas complexos para resolução do problema.

Feldhoff *et al.* (2012) comprovaram que, com a substituição do óleo por outro HTF de maior temperatura, tem-se a possibilidade de aumentar a eficiência do ciclo térmico e, por consequência, a produtividade da planta, bem como possível redução do LCOE devido ao aumento da produção de energia e simplificações estruturais. Neste estudo, utilizaram o vapor d'água (DSG) como HTF que permitiu alcançar temperaturas na saída do campo solar acima de 500 °C. Contudo, a configuração do campo solar seria complexa por conta da mudança de fase e alta pressão do vapor, fatores que obrigariam a utilização de receptores robustos e separadores de fluidos.

3. USINAS CSP DE CALHA PARABÓLICA

Grande parte das usinas CSP do tipo PTC empregam um ciclo Rankine e geralmente apresentam eficiência em torno de 34%. A limitação da eficiência está associada à temperatura máxima de operação do HTF. Com a utilização de óleos térmicos, como o Therminol VP1 (398 °C) ou Dowtherm A (400 °C), há uma limitação de temperatura na saída do campo solar, pois estes fluidos se decompõem quando expostos a temperaturas acima do máximo operacional. Desta forma, a temperatura do vapor superaquecido que aciona a turbina é restringida, resultando em ciclos de baixa eficiência. O emprego de HTF de alta performance, como alguns sais fundidos, permitiria operar com temperaturas acima de 550 °C, proporcionando maior rendimento ao ciclo, como mostra a Fig. 1.

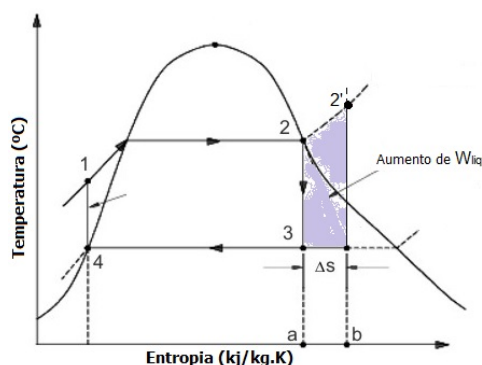


Figura 1 – Efeito do superaquecimento do vapor no ciclo Rankine, adaptado de Cengel e Boles (2013).

Algumas usinas de calha parabólica possuem um TES onde o calor é armazenado na forma de calor sensível por meio de um sal fundido com alta capacidade térmica. Conforme Pitz-Paal (2014), em períodos onde se utiliza exclusivamente o TES para fornecimento de calor, haverá uma diminuição de produção provocada pela redução da temperatura do vapor, uma vez que a temperatura do fluido armazenador é inferior à temperatura do óleo térmico. Economicamente, segundo IRENA (2012), usinas com TES têm custo estimado de 9.700 USD/kW em relação aos 4.600 USD/kW de usinas sem TES. Estas duas situações podem ser minimizadas com a utilização de fluidos com alta temperatura de operação, possibilitando a diminuição do volume de sal armazenado devido a maior disponibilidade energética por unidade de volume, bem como a não utilização de trocador de calor devido a possível integração entre o campo solar e o TES.

3.1 Fator de capacidade da usina e custo nivelado de eletricidade – parâmetros de desempenho anual

O fator de capacidade é uma proporção entre a energia gerada efetivamente durante um período e a capacidade total máxima que poderia ser gerada nesse período. O LCOE engloba todos os custos inerentes ao projeto e outros que vão surgindo durante a vida útil da usina e pode ser entendido como o custo para gerar 1 kWh de eletricidade, sendo um parâmetro eficaz para comparação entre sistemas de geração de energia. Segundo Kutscher *et al.* (2010), a variação do fator de capacidade depende da disponibilidade solar na região e da eficiência dos componentes (ou processos) que constituem a usina. Além destes, conforme IRENA (2012), a inclusão de um TES pode aumentar o fator de capacidade acima de 50%, dependendo da sua capacidade, se comparado aos 25% alcançados pelas usinas que não possuem um TES. Todavia, essa inclusão pode resultar em um aumento significativo do LCOE. Existem outros fatores que podem aumentar o fator de capacidade e, por consequência, otimizar o LCOE, como sucede com a substituição dos óleos térmicos por um HTF com maior temperatura de operação, por exemplo os sais fundidos.

3.2 Vantagens e desvantagens do uso de sais fundidos versus óleo térmico

A utilização de sais fundidos como HTF traz consigo múltiplos benefícios, quer sejam técnicos como estruturais, e que impactam diretamente na produtividade da usina e nos parâmetros econômicos. Sais fundidos têm alta densidade, alta capacidade de calor, alta estabilidade térmica e pressão de vapor muito baixa, mesmo a temperaturas elevadas, características importantes para um fluido de transferência de calor.

A Fig. 2 apresenta um diagrama simplificado de uma planta evidenciando as principais diferenças que podem ocorrer com a utilização de um sal fundido como HTF em detrimento de óleos térmicos. A elevação da temperatura de operação do campo solar de 395 para 550 °C resulta em ciclos mais produtivos por conta do aumento da temperatura do vapor superaquecido, de 385 para 485°C, conforme mostra a Fig. 2. Outro aspecto importante é a possibilidade de integração do campo solar com o TES, isto é, como o fluido armazenador geralmente é um sal fundido, a necessidade de utilização de trocadores de calor, como sucede na operação com óleo térmico, pode ser descartada uma vez que o HTF e o fluido armazenador pode ser o mesmo. Assim, as perdas de calor que ocorrem nos trocadores de calor do campo solar são descartadas. Ainda no TES, a diferença de temperaturas entre os tanques de armazenamento (quente e frio) é maior, cerca de 260 °C em relação aos 85 °C disponibilizados na operação com óleo térmico. Logo, haverá mais energia por unidade de volume, proporcionando assim uma redução de 64% do volume necessário para o TES. Outro benefício dos sais fundidos está relacionado a não ocorrência de contaminação e risco de incêndio em caso de vazamentos em tubulações e vasos. Além disso, quando o sal derretido é derramado no solo, cristaliza instantaneamente podendo ser facilmente recuperado e reutilizado, evitando assim os altos custos de descontaminação. A densidade dos sais fundidos é mais do que duas vezes superior à densidade dos óleos térmicos. Por exemplo, as densidades de Solar salt e do VP-1 a 350 °C são 1868 e 761 kg/m³, respectivamente. Essa alta densidade reduz a perda de pressão no campo solar, o que reduz significativamente o consumo de eletricidade para bombear (Zarza, 2017).

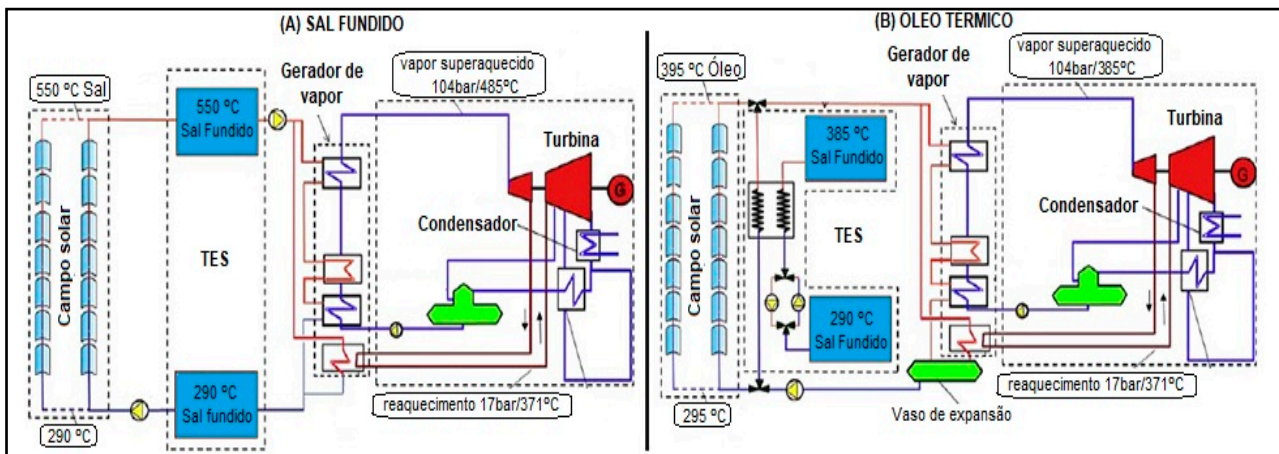


Figura 2 – Esquema de uma usina operando com sal fundido como HTF, adaptado de Zarza (2017).

A maior dificuldade para a empregabilidade dos sais fundidos surge com a elevada temperatura de solidificação destes, geralmente acima de 100 °C em CNTP. Este fator pode comprometer o funcionamento da usina, devido à possibilidade de solidificação do fluido no interior da tubulação. Entretanto, segundo Kearney *et al.* (2003), considerando uma usina de 55 MW, o consumo de combustível (neste caso, gás natural) no sistema contra solidificação é de aproximadamente 2×10^6 m³/ano, então, supondo um custo de 0,081 USD/m³ de gás, o gasto estimado foi de 162 mil dólares por ano, um valor relativamente baixo em comparação ao custo associado com O&M. Conforme Morales (2017), outra desvantagem associada aos sais está na necessidade de desenvolvimento de receptores e tubulações com aço inoxidável, devido a problemas de corrosão que ocorrem em aços carbonos em função da elevada temperatura com que o sal escoava no interior destes.

4. METODOLOGIA

Para se ter uma comparação prática da influência do sal fundido em relação ao óleo térmico no desempenho da planta, fez-se um estudo de caso utilizando uma planta real como referência, ANDASOL - I (Espanha). Essa avaliação foi desenvolvida em duas etapas distintas e independentes. Por meio da ferramenta de simulação de sistemas renováveis SAM (*System Advisor Model*), desenvolveu-se um modelo operacional da usina ANDASOL - I que possibilitasse obter, de forma aproximada, as condições operacionais anuais desta planta. A partir deste modelo operacional fez-se a substituição do HTF padrão (Dowtherm A) pelo sal fundido. Os parâmetros de operação foram mantidos, variando a temperatura do sal fundido na saída do campo solar em 425, 450 e 475 °C, de modo a verificar a variação dos parâmetros técnicos (eficiência térmica, produção líquida e consumos parasitas, dentre outros) e LCOE nessas condições de operação. Outros detalhes dessa planta são apresentados na Tab. 1.

Tabela 1 - Condições operacionais paramétricas de ANDASOL-I (NREL, 2012).

Ciclo térmico	Rankine	HTF	Dowtherm A
Capacidade instalada	55 MW	Temperatura máxima de projeto	393 °C
Pressão de vapor	50 bar	Temperatura mínima nominal de projeto	293 °C
Eficiência de projeto da turbina a vapor	40 %	Temperatura mínima de operação	140 °C
Área de abertura do campo solar	510.120.000 m ²	Fluido armazenador	Solar Salt
Receptor	Solel UVAC 3	Irradiação solar	5,45 kWh/m ²
Número de coletores por fileira	4	Capacidade (autonomia)	7,5 h
Coletor	EuroTrough T150	Percentual de descarga do TES em: Período de Sol Período sem Sol	50 % 90 %

O SAM disponibiliza dois modelos de simulação energética: modelo de sistema físico e modelo de sistema empírico. Optou-se pelo modelo físico por caracterizar muitos dos componentes da usina a partir dos princípios de transferência de calor, permitindo mais entradas e flexibilidade ao modelar cada bloco da usina. Os parâmetros financeiros de entrada (custo do bloco de potência, combustível auxiliar, HTF, incentivos fiscais, impostos, dentre outros) foram obtidos em NREL (2012), um caso de estudo sobre Andasol – I e Kutscher *et al.* (2010).

A avaliação do LCOE foi feita de duas formas: inicialmente verificou-se a variação do LCOE em função variação do fator de capacidade, obtidos nas três condições simuladas, mantendo-se fixos todos custos da usina de referência. Na segunda análise, além de considerar a variação do fator de capacidade em função da produtividade da usina, foram considerados novos custos que a tecnologia poderá alcançar com a implementação dos sais fundidos como HTF, de acordo com previsões feitas por Kutscher *et al.* (2010). Dentre os novos custos estão a redução do custo de investimento do TES, redução do custo do sistema de transferência de calor, e menor custo de obtenção dos sais fundidos.

Os HTF (sais fundidos) candidatos foram escolhidos considerando-se dois critérios: os limites de operação (temperaturas mínimas e máximas) e a temperatura de solidificação, conforme Kearney *et al.* (2003), sendo eles:

- **Dynalene MS 2**

O Dynalene MS-2 é um fluido de transferência de calor de sal fundido, não tóxico, que pode ser usado em aplicações solares térmicas a altas temperatura, oferecendo proteção extra contra solidificação e estáveis em faixas operacionais mais amplas, acima de 450 °C. Possui excelentes propriedades termofísicas no estado líquido, como baixa viscosidade, alta capacidade térmica e alta condutividade térmica. A alta densidade energética permite armazenamento de calor a longo prazo. Possui pressões mínimas de vapor, mesmo perto de temperaturas operacionais de pico, eliminando a necessidade de materiais caros e componentes de alta pressão, além de aumentar a segurança do sistema. A temperatura máxima de operação do MS-2 é 485 °C. Acima dessa temperatura, o fluido evolui lentamente para gases inertes não tóxicos, com pressões de vapor muito baixas. Possui excelente resistência à corrosão em aços inoxidáveis, SS-304 e SS-316, a 550 °C (24 µm/ano e 21 µm/ano, respectivamente).

- **Hitec Solar Salt**

Hitec solar salt é uma mistura de nitrato de sódio (60%) e nitrato de potássio (40%) e tem a capacidade de operar até 593 °C e solidifica-se abaixo de 220 °C.

Na Tab. 2 são apresentadas as principais propriedades associadas a cada um destes sais.

Tabela 2 - Características dos fluidos utilizados, a 300 °C.

Propriedades físico-químicas	Fluidos		
	Dynalene-MS2	Hitec solar salt	Dowtherm A***
Temperatura de solidificação, °C	130	220	12
Temperatura máxima de operação, °C	485	598	400
Massa específica, kg/m ³	1855	1899	679,5
Viscosidade dinâmica, N s/m ²	0,004	0,003263	0,00013

*** As propriedades do Dowtherm A foram obtidas na condição de máxima temperatura, 400 °C.

5. RESULTADOS

Os resultados da simulação do modelo operacional da usina ANDASOL-I na condição padrão (HTF – Dowtherm A), são apresentados na Tab. 3.

Tabela 3 – Comparação entre a simulação do modelo operacional em relação aos dados disponíveis na bibliografia.

Métrica	Simulado no SAM	NREL	CobraGroup
Produção anual de energia, GWh	177,583	174,511	179,103
Fator de capacidade, %	40,5	40,2	37,7
LCOE (nominal) USD kWh ⁻¹	0,3550	0,3669	-
LCOE (real), USD kWh ⁻¹	0,2909	0,2972	-
Custo total do projeto, USD	495.112.896	418.440.431	411.690.000

Comparando os resultados de desempenho anual obtidos a partir da simulação do modelo operacional com dados de desempenho anual disponibilizados pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) e CobraGroup, referentes a Andasol I, observa-se que o modelo desenvolvido no SAM oferece uma significativa aproximação ao comportamento real da planta Andasol I em termos de desempenho anual. Desde modo, o modelo desenvolvido é válido para análise técnica e econômica desta planta.

5.1 Influência da substituição do HTF nos processos da planta (campo solar, bloco de potências e TES)

Nesta etapa, as simulações foram realizadas avaliando a influência dos sais fundidos nos diferentes processos internos da usina, isto é, campo solar, bloco de potência e TES. A temperatura máxima de projeto foi fixada em 450 °C (temperatura máxima do MS2 e Solar Salt na saída do campo solar). A temperatura mínima de operação foi definida em função da temperatura de solidificação de cada sal. Assim, tendo em conta as propriedades operacionais dos sais descritas na Tab. 2, definiu-se para o Dynalene MS-2 140 °C e 248 °C para o Hitec *Solar Salt*. Os demais parâmetros operacionais foram mantidos conforme modelo operacional, como mostrado na Tab. 1.

De acordo com os dados de disponibilidade de irradiância solar, como mostra a Fig. 3, percebe-se que a usina apresentará dois momentos operacionais distintos, sendo o momento (I) compreendido entre 8 e 17 h 59 min, período em que será produzida efetivamente energia em função da disponibilidade solar, e um momento (II), compreendido entre 18 e 7 h 59 min, período em que se depende exclusivamente do sistema de armazenamento térmico (TES).

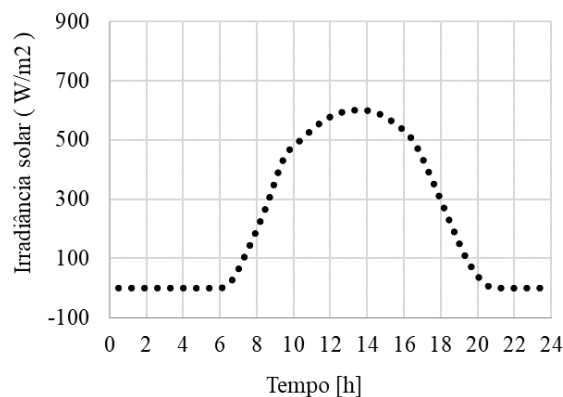


Figura 3 – Irradiância média anual na região de ANDASOL I.

Analisando a temperatura do Dynalene MS-2 e do Hitec *Solar Salt* na saída do campo solar no período compreendido entre as 8 às 16 h, os resultados mostraram um aumento de aproximadamente 50 °C em relação à temperatura alcançada pelo Dowtherm A, como mostra a Fig. 4a. No período anterior, entre as 0 e às 8 h, a diferença é de aproximadamente 110 °C, fruto da diferença de temperatura de solidificação dos fluidos, pois neste intervalo, devido à ausência de insolação e ao possível descarregamento total do TES, os fluidos devem ser mantidos acima da temperatura mínima de operação do campo solar pelo sistema de proteção contra solidificação.

A temperatura alcançada pelos sais fundidos provoca um aumento na perda de calor do receptor para o ambiente, como mostra a Fig. 4b, por conta do aumento da emissividade do material seletivo com o incremento da temperatura superficial do receptor. Analisando o experimento realizado por Burkholder e Kutscher (2009) sobre o receptor PTR70, verifica-se que a variação da perda de calor no receptor em função da temperatura do tubo absorvedor (tubo de aço) tem

um efeito exponencial, como mostra a Fig. 5. Fazendo uma correlação com os resultados apresentados pelo MS-2 e Solar Salt na Fig. 4b, conclui-se que se a temperatura de saída do HTF for acima de 550 °C, as perdas de calor para o meio podem chegar a 700 W/m, afetando drasticamente a eficiência térmica do receptor e, conseqüentemente, a eficiência global do campo solar. Contudo, para o bloco de potência, o incremento de temperatura alcançado pelo MS-2 e o Solar Salt é suficiente para elevar a eficiência do ciclo térmico em torno de 3% acima do valor produzido pelo Dowtherm A no período, como mostra a Fig. 4d. Este aumento de eficiência é consequência direta do incremento de temperatura do vapor superaquecido na entrada da turbina para 410 °C em relação aos 360 °C quando o HTF é o Dowtherm A, conforme Fig. 4c.

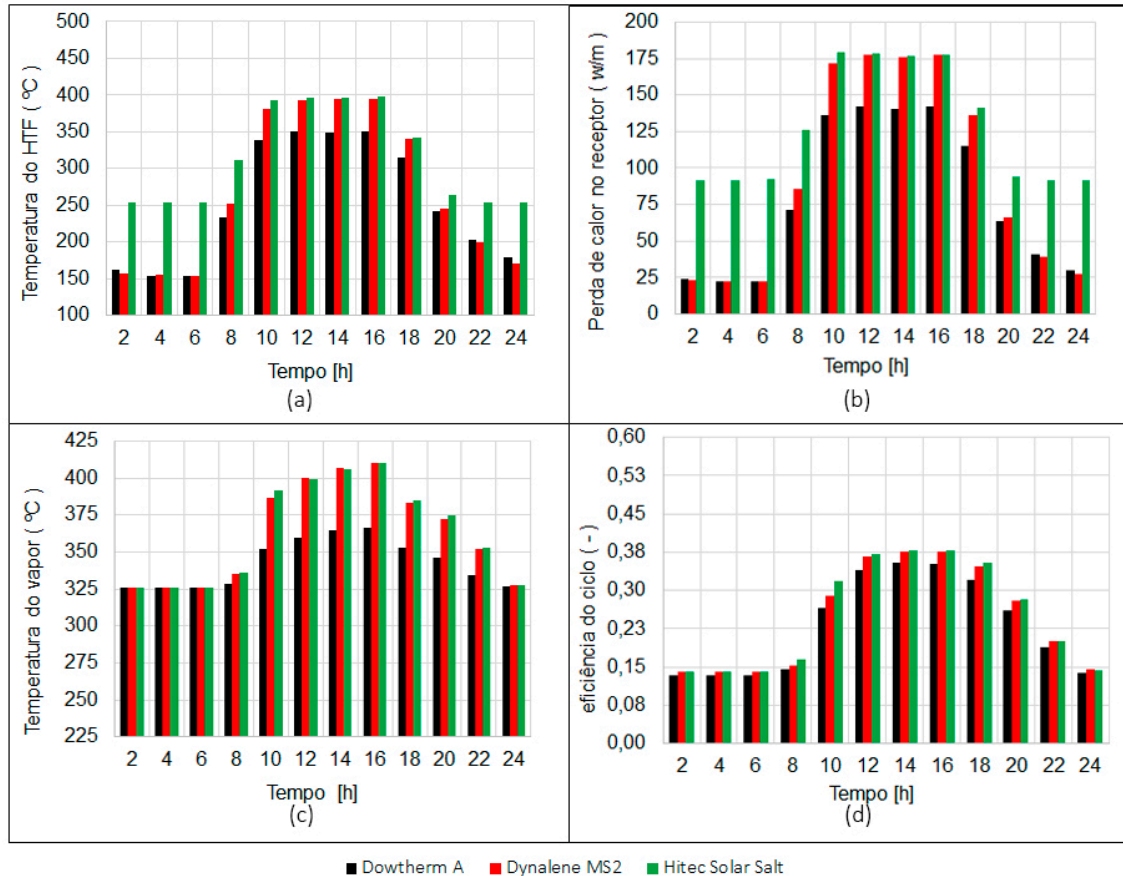


Figura 4 – (a) Temperatura do HTF na saída do campo solar; (b) Perda de calor média no receptor; (c) Temperatura do vapor na entrada da turbina; (d) Eficiência térmica do ciclo.

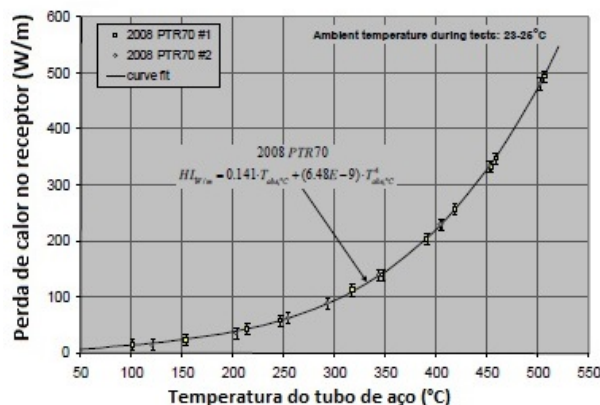


Figura 5 - Perda de calor no receptor obtidas experimentalmente por Burkholder e Kutscher (2009).

A elevação da eficiência do ciclo térmico resulta em mais produção de energia pela turbina, como mostra as Fig. 6a e 6b. Analisando essas duas figuras, observa-se uma diferença significativa entre a variação de potência líquida e a potência bruta produzida pela planta. A potência líquida é a diferença entre a potência bruta produzida pela turbina e entregue para a rede, descontando todos consumos internos da usina. Logo, a diferença verificada entre as Fig. 6a e 6b, é causada pelo consumo interno da usina que varia com as características operacionais do campo solar em função do

tipo de HTF. Na Fig. 6d, é mostrado o consumo de eletricidade do sistema de bombeamento do campo solar. O comportamento apresentado pelos HTF, conforme Zarza (2017), está associado à variação da massa específica dos mesmos, isto é, fazendo uma análise de propriedade físico-químicas, considerando a variação de temperatura entre a entrada e a saída do HTF do receptor, 293 e 400 °C, a variação média da massa específica do MS-2 é de 60 kg/m³, 70 kg/m³ para o Solar salt e 130 kg/m³ para o Dowtherm A, segundo dados do EES. Em termos gerais, o MS-2 e Solar Salt são duas vezes mais densos que o Dowtherm A. Assim, a elevada massa específica e a baixa variação apresentada por esta propriedade faz com que o escoamento de ambos os sais sofra baixa perda de pressão, como mostra a Fig. 6c, resultando em baixo consumo de bombeamento.

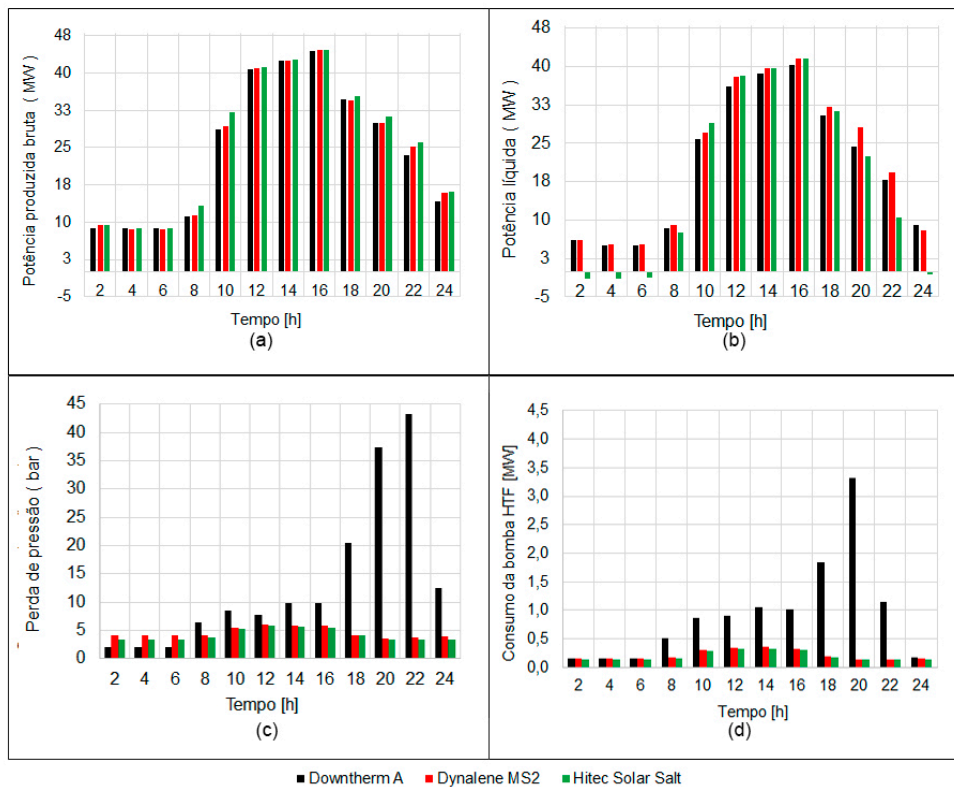


Figura 6 – (a) Potência bruta; (b) Potência líquida da usina; (c) Perda de pressão no escoamento; (d) Potência consumida pelo sistema de bombeamento do campo solar.

Outro dado de consumo interno provém do sistema de proteção contra solidificação. No caso do Solar Salt, o consumo para proteção contra solidificação influenciou negativamente na potência líquida por conta da sua temperatura de solidificação bastante elevada, acima de 240 °C, o que obriga a gastar mais energia auxiliar (fóssil ou elétrica) para manter o sal na fase líquida, como mostra a Fig. 7a. O MS-2, apesar de possuir temperatura de solidificação em torno de 140 °C, o seu consumo contra solidificação foi bastante similar ao Dowtherm A, cuja temperatura de solidificação é de 12 °C. Isso acontece porque a temperatura mínima de operação da usina em condições padrão é igual à temperatura de solidificação do MS-2, logo gasta-se praticamente a mesma quantidade de energia para manter ambos os fluidos, MS 2 e Dowtherm A, na temperatura mínima de operação (140 °C). Fazendo uma comparação entre o MS-2 e o Solar Salt no período compreendido entre 9 às 17 h, em ambos os casos a potência solicitada pelo sistema para impedir com que os sais solidifiquem foi relativamente baixa, cerca de 0,5 a 1 MW. Fora desse período, a potência requerida pelo Solar Salt é significativamente maior, apresentando uma diferença de 7,5 a 9 MW em relação à demanda requerida pelo sistema de proteção quando o HTF é o MS-2.

Contudo, o comportamento de ambos os sais com relação ao óleo térmico é bastante positivo, pois verificou-se uma redução de proximadamente 46% no volume total de fluido necessário para armazenamento térmico, como mostra a Fig. 7b. Esta redução se deve a dois fatores intrínsecos aos sais fundidos. Primeiro fator, o fluido comumente empregado no TES é o Hitec Solar Salt, seu calor específico a 400 °C é aproximadamente 1950 kJ/kg K. Por outro lado, o Dynalene a 400 °C possui calor específico igual a 1986 kJ/kg K. Essa similaridade de propriedade faz com que a proporcionalidade de calor transferido do TES para o HTF (ou o oposto) seja de 1/1. No caso do HTF ser o Dowtherm A, essa proporcionalidade é menor, uma vez que possui calor específico maior, em torno de 2700 kJ/kg K em relação ao sal do TES, fazendo com que seja necessário um volume maior de fluido de armazenamento. O segundo fator está associado com a maior diferença de temperatura que se verifica entre os tanques quente e frio, em relação à temperatura verificada no caso do Dowtherm A, como mostra a Fig. 7c. Quanto maior foi a diferença de temperatura maior será a quantidade de energia por unidade de volume.

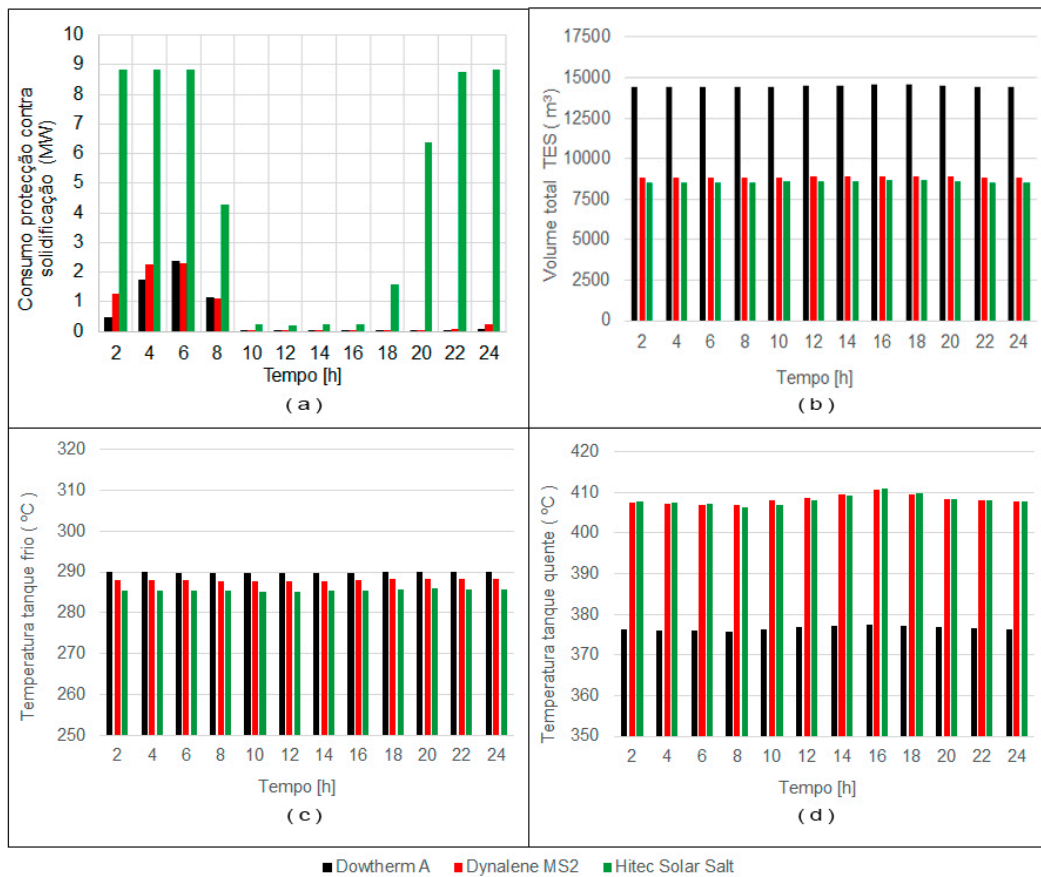


Figura 7 – (a) Consumo para proteção contra solidificação do HTF no interior das tubulações; (b) Volume total de fluido necessário para armazenamento térmico (TES); (c) Temperatura do tanque de armazenamento frio; (d) Temperatura do tanque de armazenamento quente.

5.2 Análise anual do desempenho energético

Nesta etapa foram analisados os impactos globais causados pelos parâmetros analisados na seção 5.1 no fator de capacidade da usina. As simulações foram realizadas considerando três situações de operação, variando a temperatura máxima de projeto entre 425, 450 e 475 °C. As condições de operação foram mantidas conforme observado na seção 5.1.

Conforme apresentado na Fig. 4c, o incremento de temperatura do vapor superaquecido do ciclo térmico devido a maior temperatura alcançada pelos sais fundidos, proporcionou um ligeiro aumento na eficiência do ciclo térmico. Este aumento de eficiência resultou em uma maior produção de potência bruta em relação ao sistema padrão da usina (Dowtherm A). Porém, quando observada a potência líquida da usina, o resultado verificado foi distinto para cada sal fundido por conta dos consumos parasitas individuais. Essa diferença de produtividade tem grande influência no fator de capacidade da usina e, conseqüentemente, na produção anual de energia, como mostram as Fig. 8a e 8b.

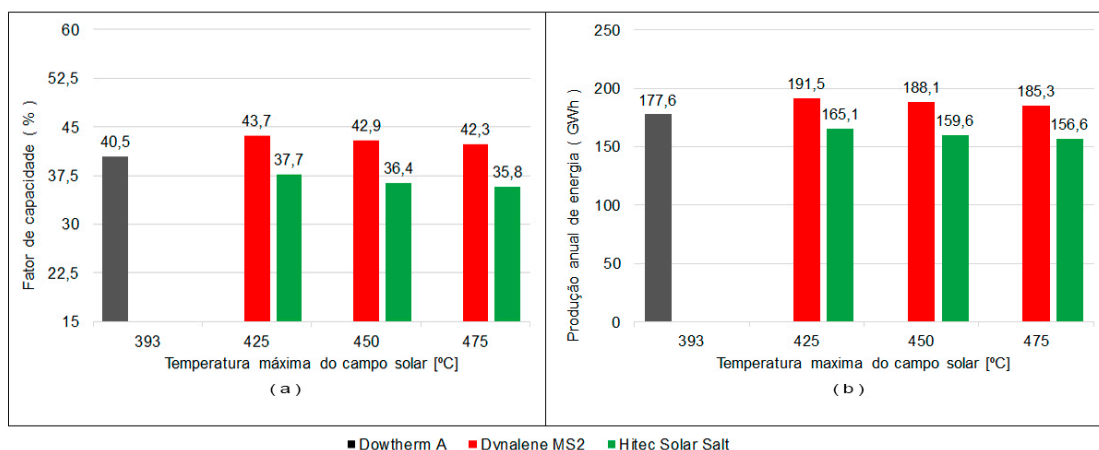


Figura 8 – (a) Fator de capacidade da usina; (b) Produção anual de energia, em função da temperatura do HTF na saída .

Com base nos resultados de produção anual de energia, mostrados na Fig. 8 em função da temperatura máxima do HTF na saída do campo solar, a avaliação do LCOE, como mostra a Fig. 9, foi realizada considerando o cenário que apresentou melhor desempenho energético, isto é, 425 °C.

Na análise (I), considerando apenas a variação do LCOE em função do desempenho da planta, observou-se uma redução de 8,6% no LCOE, passando de 0,291 para 0,266 USD/kWh, quando a planta opera com o MS-2. Por outro lado, o Solar Salt apresentou um acréscimo de 5,85% em relação ao LCOE padrão, alcançado os 0,308 USD/kWh, como mostra a Fig. 9. Sendo o LCOE inversamente proporcional à produção anual de energia, o comportamento apresentado por ambos os sais em relação ao LCOE era esperado por conta da diferença de produtividade da planta para sal fundido, como mostrou a Fig. 8b.

Na análise (II), considerando a previsão apresentada por Kutscher *et al.* (2010), onde estabelece que, até o ano de 2020, a implementação dos sais fundidos como HTF e o desenvolvimento de componentes mais eficientes e baratos, o que vai permitir reduzir de forma considerável o custo de alguns sistemas da usina. Dentre outros aspectos, espera-se que o custo de instalação do campo solar apresente uma redução de aproximadamente 22% por m², redução de 44% no custo com trocadores de calor por conta da possível simplificação da usina, redução de 68% no custo de implementação do TES devido ao menor volume e redução de 25% em gastos com O&M. Assim, levando em consideração essas estimativas, a redução do LCOE em função do emprego do MS-2 passa de 8,6% para 19,58%, isto é, 0,234 USD/kWh. O cenário também favorece o emprego do Solar Salt como HTF, pois essas estimativas de redução de custos possibilitariam melhorar o LCOE inicial em 12%, passando de 0,308 para 0,271 USD/kWh, representando cerca de 6% em relação ao LCOE padrão (0,291 USD/kWh), como mostrado na Fig. 9.

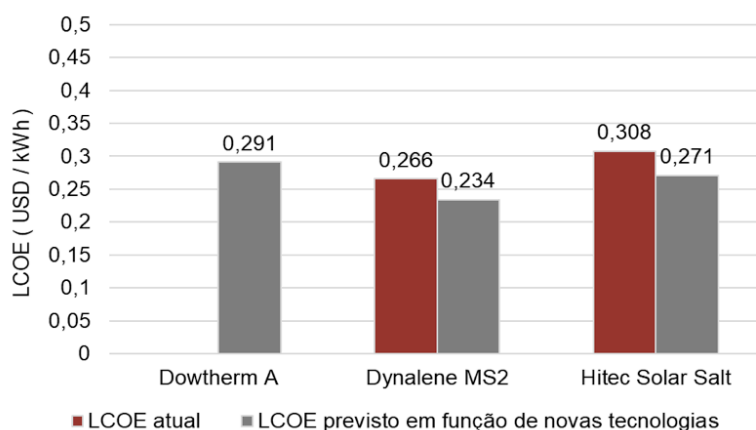


Figura 9 – Variação do custo nivelado de eletricidade em função do desempenho da usina e previsões de redução de custo.

6. CONCLUSÃO

Como previsto, com a aplicação do Dynalene e do Solar Salt, observa-se um incremento na temperatura de saída do campo solar, obtendo-se uma diferença de 50 °C em relação ao Dowtherm A nos períodos de maior incidência solar, entre as 9 e 17h. Porém, o incremento da temperatura do sal acarreta maiores perdas de calor no receptor, podendo chegar a 700 W/m se a temperatura do HTF for superior a 500 °C, fator que pode diminuir drasticamente a eficiência global do campo solar. Deste modo, para o emprego de sais fundidos deve-se desenvolver novos materiais seletivos com baixa emissividade, bem como tubulações resistentes a altas temperaturas.

O aumento da temperatura do campo solar resulta em um ligeiro aumento da eficiência do ciclo térmico, fruto da maior temperatura do vapor na entrada da turbina, gerando mais energia bruta. Todavia, a temperatura de solidificação dos sais fundidos é um parâmetro a ser considerado em função de fatores energéticos da planta, pois dependendo do sal, o consumo parasita para proteção contra solidificação pode ser muito elevado, como sucedeu com o Solar Salt que possui uma temperatura de solidificação de 248 °C, influenciando de forma negativa na produção de energia líquida da usina. Neste sentido, o Dynalene mostrou-se como uma alternativa viável, pois sua temperatura de solidificação (130 °C) é inferior à temperatura mínima de operação de usinas CSP, que geralmente é de 140 °C. Uma das vantagens verificadas nos sais fundidos, em ambos os casos, é a baixa perda de pressão no escoamento, resultando em baixo consumo com o sistema de bombeamento.

Em termos globais, constatou-se um acréscimo de 1,8 a 3,3% no fator de capacidade da usina operando com o MS-2, considerando as três situações de operação (425, 450 e 475 °C). O Solar Salt, nas três condições de operação, apresentou fatores de capacidade inferiores ao caso de referência, ou seja, uma redução de 2,8 a 4,7% em relação ao padrão da planta. Em termos de LCOE, o Dynalene MS2 proporcionou uma redução de 8,6% em relação ao LCOE padrão de 0,29 USD/kWh. O Hitec, por sua vez, por conta do mau desempenho energético, teve LCOE 5,76% acima do padrão. Entretanto, se forem consideradas as previsões futuras de possíveis reduções de custos em implementação e obtenção de alguns sistemas por conta do emprego dos sais fundidos como HTF, em ambos os casos, tem-se um LCOE

inferior ao padrão, sendo 0,234 USD/kWh para o Dynalene e 0,271 USD/kWh para o Hitec em relação aos 0,291 USD/kWh.

REFERÊNCIAS

- Burkholde, F. Kutscher, C., 2009. Heat-Loss Testing of Solel's UVAC3 Parabolic Trough Receiver. NREL Technical Report.
- Cengel, Y. Boles, A. M., 2013. Termodinâmica. 7 ed.
- CobraGroup. Disponível em: <<https://www.grupocobra.com/en/proyecto/andasol-1-2-solar-thermal-power-plants>>. Acesso em: 05 de maio de 2019.
- Concentrating Solar Power Project – Andasol-I. NREL 2012. Disponível em: <<https://solarpaces.nrel.gov/andasol-1>>. Acesso em: 10 agosto de 2019.
- Dynalene Molten Salts. Dynalene. Disponível em: <<https://www.dynalene.com/product-category/heat-transfer-fluids/dynalene-molten-salts>>. Acesso em: 05 de maio de 2019.
- International Renewable Energy Agency (IRENA), 2012. Renewable Energy Technologies: Cost analysis series: Concentrating solar power.
- International Renewable Energy Agency (IRENA). 2017. Renewable Power Generation Cost in 2018.
- Kearney, D. Herrmann, U. Nava, P. Kelly, B. Mahoney, R. Pacheco, J. Cable, R. Petrovitza, N. Blake, D. Price, H., 2003. Assessment of a Molten Salt Heat Transfer Fluid in a Parabolic Trough Solar Field. ASME. vol. 125. pp. 170 – 176.
- Kutscher, C. Mehos, M. Turchi, G. Glatzmaier, G., 2016. Line-focus solar power plant cost reduction plan. National Renewable Energy Laboratory Technical Report.
- Morales, A. S., G., 2017. 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. pp. 59 – 73
- Zarza, E. M., 2017. Innovative Working Fluids for Parabolic Trough Collectors. In: Blanco, M., SANTIGOSA, R. (Ed). Advances in Concentrating Solar Thermal Research and Technology. 1. ed. Woodhead Publishing, pp. 75 – 106.
- Zarza, E. M., 2012. Parabolic-Trough Concentrating Solar Power (CSP) Systems. In: Lovegrove, K. Stein, W. (Ed). Concentrating Solar Power Technology: Principles, Developments and Applications. 1. ed. Elsevier, pp. 197 – 239.
- Pitz-Paal, R., 2014. Solar Energy: Concentrating Solar Power. In: LETCHER, Trevor Melvyn (Ed). Future Energy: Improved, Sustainable and Clean Options for our Planet. 2. ed. Elsevier. pp. 405 – 431.
- Pitz-Paal, R. Dersch, J. Milow, B. Te'illez, F. Ferriere, A. Langnickel, U. Steinfeld, A. Karni, J. Zarza, E. Popel, O. 2005. Development Steps for Concentrating Solar Power Technologies With Maximum Impact on Cost Reduction: Results of the European ECOSTAR Study. International Solar Energy Conference. Solar Energy. Orlando, Florida, pp. 773-779. ASME.
- 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 de janeiro de 2019.
- Weather Data. Energy Plus. Disponível em: <<https://energyplus.net/weather>>. Acesso em: 02 de abril, 2019.

TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS OF THE USE OF MOLTEN SALTS AS HTF IN PARABOLIC TROUGH CSP PLANTS

Abstract: *In this paper it was presented a possible performance improvement for concentrating solar plants using parabolic through concentrator, with the application of molten salts as heat transfer fluids. The main goal consists in taking advantage of the highest operation temperature of molten salts to increase the turbine productivity and reduce the LCOE. The plant's global performance and LCOE were analyzed using Andasol I power plant operational model developed in SAM. For the study, Dynalene MS2 and Hitec Solar Salt were used. Considering 425°C as the maximum temperature in the exit of the solar field, the MS-2 presented better overall performance, reaching a capacity factor of 43,7%. As for the solar salt, its capacity factor was of 37,7%. In terms of LCOE, the Dynalene MS2 provided a reduction of 8,65% regarding the plant LCOE reference. Due to its poor energy performance, the Hitec presented higher LCOE regarding the plant reference, about 5,76%. However, considering possible cost reductions in some systems due to the use of molten salts, in both cases, the LCOE obtained is lower to the plant standard, being 0,234 USD/kWh for the MS-2 and 0,271 USD/kWh for the Solar Salt.*

Key words: *Solar Energy, Molten Salts, LCOE*