

ANÁLISE DE UM NOVO LAYOUT DE USINA SOLAR CONSTITUÍDA POR CALHAS PARABÓLICAS UTILIZANDO AR NÃO PRESSURIZADO

José Henrique Martins Neto – henrique@des.cefetmg.br
Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Departamento de Engenharia Mecânica

Resumo. Este trabalho propõe um novo layout para usinas solares constituídas por coletores do tipo "Calha Parabólica" tendo como fluido de trabalho "Ar Não Pressurizado". O sistema proposto consiste de uma configuração constituída por múltiplos circuitos paralelos de curto comprimento, diferente do layout convencional utilizado nas plantas comerciais que utiliza poucos circuitos paralelos de grande comprimento. Varias simulações foram realizadas utilizando um modelo determinístico previamente desenvolvido pelo autor visando determinar o melhor número e comprimento dos circuitos baseando-se na eficiência global do sistema e outras variáveis. As simulações foram realizadas considerando dados existentes de uma planta de demonstração a ser construída no país de 1 MWe constituída por três longos circuitos paralelos formados por coletores do tipo calha parabólica. As simulações mostraram para o melhor caso proposto com "Ar" à 600°C uma eficiência global 8% inferior aquela do sistema convencional operando com "Óleo Térmico". Uma análise de sensibilidade mostrou que plantas operando com "Ar Não Pressurizados" podem alcançar eficiências globais maiores que as plantas com "Óleo" desde que a eficiência do bloco de potencia seja maior que 32%. Plantas operando com "Ar Não Pressurizado" oferecem uma oportunidade para mitigação dos efeitos poluentes e de toxicidade dos "Óleos Térmicos", além de permitirem aumento da eficiência global devido a não restrição de temperatura do ar. Adicionalmente, este conceito possibilita uma melhor integração ao sistema de armazenamento de energia, maior facilidade de operação e manutenção, e maior segurança da planta.

Palavras-chave: Calha Parabólica, Ar, Fluido de trabalho

1. INTRODUÇÃO

Usinas termoeletricas solares, conhecidas internacionalmente com a sigla CSP (i.e. Concentrating Solar Power), são classificadas como sendo ou de foco linear (i.e., calha parabólica, espelhos de Fresnel) ou de foco centralizado (i.e., torre central ou prato paraboloide). As usinas de foco linear que utilizam o calha parabólica são denominadas pela sigla "PTC" (i.e., Parabolic Through Collector) e as que utilizam espelhos lineares colocados no nível do chão são denominados pela sigla "LFR" (i.e, Linear Fresnel Reflector) (Desai e Bandyopadhyay, 2017). O sistema composto por coletores do tipo "PTC" se constitui numa tecnologia comprovada sendo este conceito largamente adotado em plantas termoeletricas solares. O sistema "PTC" utiliza frequentemente como fluido de transferência de calor óleos sintéticos que alcançam temperaturas máximas de 400°C. Este fato se torna um fator limitante, pois impacta indiretamente na temperatura máxima alcançada no ciclo de vapor em torno de 375°C, e conseqüentemente no rendimento termodinâmico do ciclo Rankine (i.e., Bloco de Potência). Além disso, os óleos térmicos apresentam desvantagens tais como toxicidade, agressividade ao meio ambiente devido à possíveis vazamentos, e inflamabilidade que faz aumentar a necessidade de implantação de sistemas redundantes para prevenção contra incêndios.

Algumas usinas solares comerciais também utilizando o conceito "PTC" têm utilizado como fluido de trabalho "sais fundidos" (i.e, molten salt), que se constitui numa mistura em peso de 60% de sódio e 40% de potássio. Estes sais apresentam a vantagem de operar com temperaturas de até 560°C, entretanto, demandam sistemas de aquecimento noturno dos coletores do campo solar e também das linhas de circulação para prevenção de congelamento do fluido, visto que a sua temperatura de congelamento é alta em torno de 230°C (Rodríguez-García et al., 2014). Um novo sal comercial foi desenvolvido possuindo uma menor temperatura de congelamento de 142°C, entretanto, a sua temperatura máxima é inferior aquela dos sais convencionais ficando em torno de 450°C (Rodríguez-García et al., 2014).

Investigações têm sido conduzidas por Muñoz et al. (2014) visando estudar a utilização de gases pressurizados com pressões de até 100 bar em coletores "PTC", tais como CO₂, N₂, e He, chegando-se a conclusão que CO₂ seria o gás mais indicado devido a sua maior densidade na mesma condição de pressão e temperaturas comparado aos demais gases. A grande vantagem da utilização de gases pressurizados nos coletores do campo solar é sua alta pressão, cerca de 100 bar, que reduz significativamente a densidade destes gases com conseqüente redução da potência de bombeamento. Por outro lado, as altas pressões demandam construções robustas dos tubos absorvedores e tubulações, juntas rotativas especiais na entrada e saída dos circuitos do campo solar de forma a se evitar vazamentos, além de sistemas e controles que garantam a segurança.

Outro fluido que vem sendo investigado é o "Vapor de Água" conhecido pela sigla "DSG" (Direct Steam Generation). Este conceito consiste em gerar vapor superaquecido diretamente no coletores do campo solar. Estes sistemas, da mesma forma que aqueles operando com gases pressurizados, operam a altas pressões necessitando de um

reservatório separador visando a separação do líquido saturado e do vapor saturado, além de requererem circuitos de coletores distintos dedicados a fase de evaporação e a fase de superaquecimento. Um problema adicional à utilização do sistema "DSG" é a dificuldade de se conseguir uma geração de vapor uniforme em todos os circuitos paralelos (i.e., loops), devido às diferenças de pressão destes circuitos não serem iguais. Desta forma os sistemas "DSG" demandam controles especiais e geralmente têm sido utilizados em sistemas constituídos de um único loop ou poucos loops de longo comprimento. O sistema "LFR" tem se apresentado como bom candidato para este tipo de conceito, devido ao seu tubo absorvedor ser fixo não necessitando, portanto, de juntas rotativas especiais como requerido pelo sistema "PTC".

Até o momento poucos trabalhos têm sido realizados visando a utilização de "Ar Não Pressurizado" em sistemas "PTC" e "LFR", devido principalmente às baixas densidades que aumentam as perdas de carga e, conseqüentemente, demandam grandes potências de bombeamento o que inviabiliza a aplicação deste conceito. Um sistema comercial utilizando "Ar Não Pressurizado" como fluido de trabalho consiste de coletores do tipo "PTC" de grande largura de abertura e de um concentrador secundário do tipo "CPC" (i.e., Compound Parabolic Colector) montado na altura do tubo absorvedor (Airlight, 2017). O sistema consiste de loops de grande comprimento sendo a estrutura das parábolas de concreto. O tubo absorvedor utilizado neste conceito (Good, et al. 2015) consiste de um arranjo de tubos helicoidais por onde circula o ar. Estes tubos são conectados lado a lado e de forma perpendicular aos dois tubos coletores de entrada e saída que estão dispostos na linha focal do coletor. A utilização de vários tubos absorvedores helicoidais reduz a vazão nos tubos coletores reduzindo as velocidades e aumentando a área de transferência de calor de forma a compensar a alta resistência convectiva do ar. As desvantagens deste sistema seriam a sua construção pesada de concreto e o grande número de tubos absorvedores helicoidais requeridos o que deve demandaria processos de fabricação especializados com impacto nos custos.

O trabalho proposto apresenta um conceito simples de layout que pode ser utilizado em coletores "PTC" ou "LFR", consistindo de uma configuração em paralelo denominada "múltiplos circuitos" (i.e., múltiplos loops) operando com "Ar Não Pressurizado". A vantagem deste sistema é utilizar velocidades do ar numa faixa razoável de forma a reduzir as perdas de carga, e conseqüentemente, reduzir a potência de bombeamento aumentando a eficiência global da usina solar. O ar quente produzido na configuração "múltiplos circuitos" do campo solar pode ser utilizado para geração de vapor superaquecido por meio de trocadores de calor do tipo "ar - água/vapor" e direcionado para reservatórios constituídos por meio sólido (i.e., leito de pedras, PCM, areia) para armazenamento de energia.

2. METODOLOGIA

O esquema de funcionamento de uma planta CSP utilizando coletores concentradores do tipo "PTC" com potência elétrica nominal de 330 kWe tendo uma configuração em "série" (i.e., tipo "U") constituída por um único circuito com quatro SCA (i.e., Solar Collector Arrays) é apresentada na Fig. 1. Um outro esquema de funcionamento para uma planta similar de mesma potência elétrica tendo uma configuração em "paralelo" (i.e., múltiplos loops) é apresentada na Fig. 2. A localização dos blocos de potência, denominados pela sigla "PB", também são apresentados nas Figs. 1 e 2. Para potências elétricas superiores os fluxogramas das Figs. 1 e 2 podem ser utilizados visto que o número de circuitos aumenta proporcionalmente com a potência. Durante as simulações a perda de carga foi calculada nos módulos dos SCAs para as duas configurações, não tendo sido calculada a perda de carga para os tubos e os dutos coletores das duas configurações.

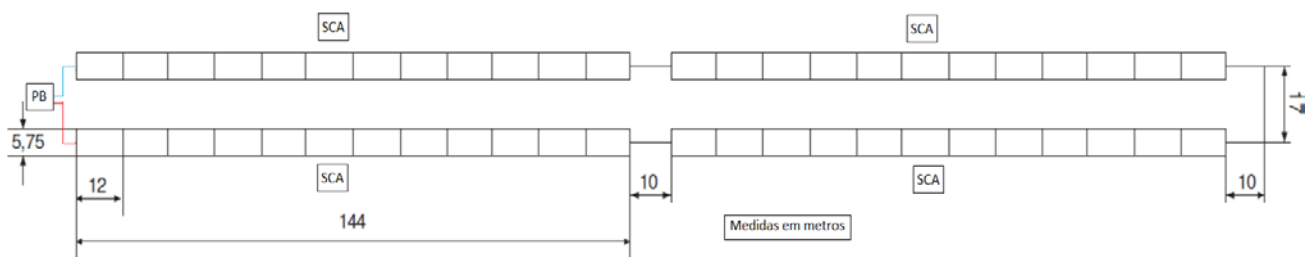


Fig. 1. Esquema de funcionamento da configuração em "série".

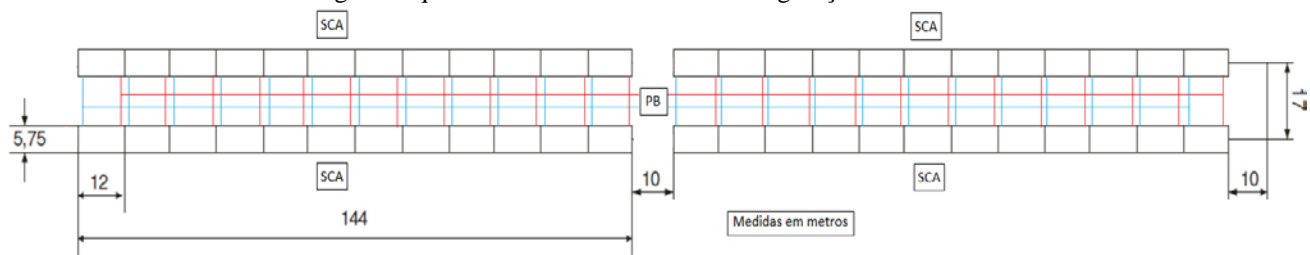


Fig. 2 Esquema de funcionamento da configuração em "paralelo" (múltiplos loops).

A metodologia utilizada neste trabalho consistiu na realização de varias simulações numéricas utilizando um programa computacional baseado num modelo determinístico termo hidráulico desenvolvido por (Neto, 2017), para dimensionamento e análise do campo solar de usinas termo solares que utilizam coletores concentradores de linha focal (i.e., "Calha Parabólica - PTC" e "Refletor Linear de Fresnel - LFR"). O modelo baseia-se na aplicação de balanços de energia considerando regime permanente e aplicação de equações e correlações referentes aos diferentes mecanismos de transferência de calor nos diferentes volumes de controle do elemento de calor (i.e., tubo absorvedor, tubo receptor de vidro, fluido de transferência de calor, elemento de calor). A parte hidráulica do campo solar também é considerada por meio da determinação da perda de carga e da potencia de bombeamento do fluido de trabalho. O programa pode ser utilizado para dimensionamento e análise de campos solares operando com fluidos térmicos com absorção de calor sensível (e.g. óleos térmicos, sal fundido, gases) e com absorção de calor latente (e.g., geração direta de vapor) de forma separada. O modelo determina **UM** dos seguintes parâmetros: (1) o comprimento do circuito (i.e., loop) "L-loop", dados o número de circuitos paralelos "N-loop" e a largura de abertura do coletor concentrador "W"; (2) a largura de abertura do coletor concentrador "W" dados o comprimento do circuito (i.e., loop) "L-loop" e o número de circuitos paralelos "N-loop". Os parâmetros e variáveis de entrada do modelo são apresentados na Tab. 1. Adicionalmente o modelo determina a eficiência térmica do campo solar, o rendimento global da usina solar, a vazão mássica e velocidade do fluido de trabalho, a perda térmica total do campo solar com discriminação das perdas térmicas convectiva e radiativa, as temperaturas medias do tubo absorvedor, tubo receptor e do fluido de trabalho, a perda de carga e potencia de bombeamento do fluido de trabalho, além do fatores de eficiência do coletor, remoção de calor e fluxo definidas em Duffie and Beckman (2013). Os parâmetros e variáveis de entrada do modelo utilizados nas simulações foram os mesmos parâmetros e variáveis de uma usina solar de 1 MWe constituída por calhas parabólicas e tubo absorvedor evacuado descrito por Vieira et al. (2012) e apresentados na Tab.1. Neste trabalho foi realizada uma análise paramétrica considerando "Ar Não Pressurizado" como fluido de trabalho, variando-se o "N-loop", de 1 a 1000 de forma a se encontrar o parâmetro "L-loop", as variáveis termo hidráulicas e as eficiências mencionadas acima. Posteriormente, para fins comparativos foi realizada outra análise paramétrica para o "Óleo Térmico" utilizado na usina solar conforme descrito em Vieira et al. (2012). Para este trabalho o modelo de calor sensível foi utilizado resultando em 27 equações e 27 incógnitas (i.e., variáveis e parâmetros de saída). O programa foi desenvolvido na plataforma EES (Engineering Equation Solver) visando solucionar o conjunto de equações algébricas não lineares. As propriedades termofísicas do fluido de trabalho foram determinadas na sua temperatura média aritmética, enquanto que as propriedades do ar ambiente foram determinadas na temperatura ambiente. A absorvidade e a emissividade do tubo absorvedor foram 0,94 e 0,1, respectivamente, enquanto que a emissividade do tubo receptor de vidro foi igual a 0,88 (Vieira,2012).

Tabela 1. Parâmetros e variáveis de entrada do modelo.

Parâmetro	Descrição	Parâmetro	Descrição
$D_{abs, ext} = 70 \text{ mm}$	Diâmetro externo do tubo absorvedor	$D_{abs, int} = 65 \text{ mm}$	Diâmetro interno do tubo absorvedor
$D_{rec, ext} = 125 \text{ mm}$	Diâmetro externo do tubo receptor	$D_{rec, int} = 121 \text{ mm}$	Diâmetro interno do tubo receptor
$W = 5,75 \text{ m}$	Largura do coletor	N_{loops}	Número de circuitos (loops)
Variável	Descrição	Variável	Descrição
$DNI = 850 \text{ W/m}^2$	Irradiância Direta Normal	$\dot{Q}_{ter} = 5.104 \text{ MW}_t$	Potência térmica do campo solar
$\eta_o = 75\%$	Eficiência ótica do coletor	$\eta_b = 70\%$	Eficiência de bombeamento
$\eta_{BP} = 25\%$	Eficiência Bloco de Potência	$T_{amb} = 35^\circ\text{C}$	Temperatura do ar ambiente
$T_{céu} = 10^\circ\text{C}$	Temperatura do céu	$T_{f,e} = 292^\circ\text{C}$	Temperatura do fluido na entrada no campo solar
$T_{f,s} = 392^\circ\text{C}$	Temperatura do fluido na saída do campo solar	$V_v = 7.8 \text{ m/s}$	Velocidade do vento

3. RESULTADOS E ANÁLISES

As simulações foram realizadas considerando "Ar Não Pressurizado" e "Óleo Térmico" como fluidos de trabalho para N_{loops} de 1, 3, 10 e a partir de 10 até 1000 com incrementos de 10 loops. O comprimento total do campo solar "L_{loop,total}", igual a soma dos circuitos individuais "L_{loop}", a área total de abertura "Area Total", igual ao produto de "L_{loop,total} x W" e o comprimento individual de cada loop "L_{loop}" são apresentados nas Figs. 3 e 4.

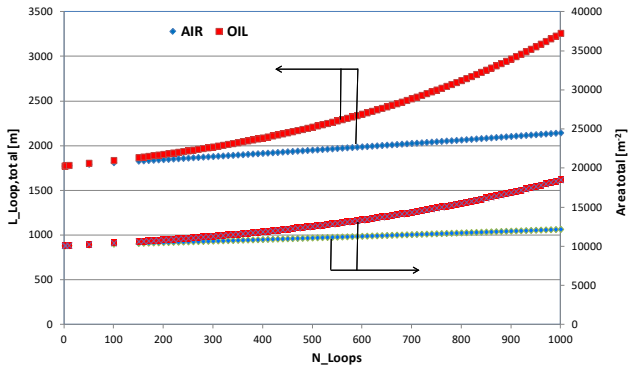


Figura 3 - Comprimento total dos circuito e área total.

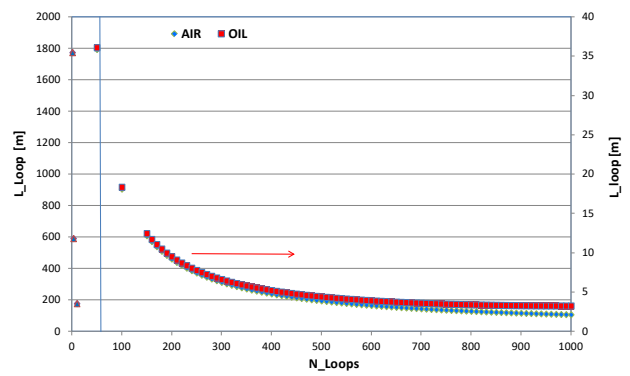


Figura 4 - Comprimento individual de um circuito.

Observa-se das Figs. 3 e 4 que o aumento do número de circuitos promove aumento do comprimento total dos circuitos e da área total de abertura do campo solar, enquanto que, o comprimento individual de cada circuito diminui para ambos os fluidos. Também observa-se que a diferença entre os dois fluidos fica cada vez maior a medida que o número de circuitos aumenta, sendo os valores absolutos sempre maior para o "Óleo Térmico". Para "N_loop = 400" o comprimento individual "L_loop" é 4,8m considerando "Ar" como fluido de trabalho.

A velocidade do fluido de trabalho no campo solar é uma variável importante e mandatória, pois impacta na perda de carga e na potencia de bombeamento afetando o rendimento global da usina. As velocidades dos dois fluidos e suas, respectivas perdas de carga são apresentadas nas Figs. 5, 6, 7 e 8. Neste trabalho as simulações realizadas para o "Óleo Térmico" desconsideraram o limite inferior de velocidade recomendada pelos fabricantes de 1 m.s^{-1} .

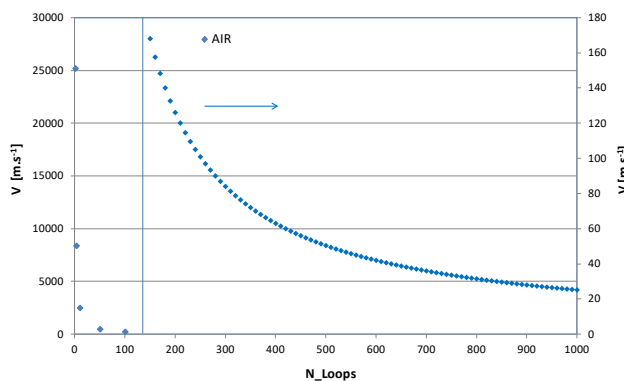


Figura 5 - Velocidade do "Ar" versus o número de circuitos.

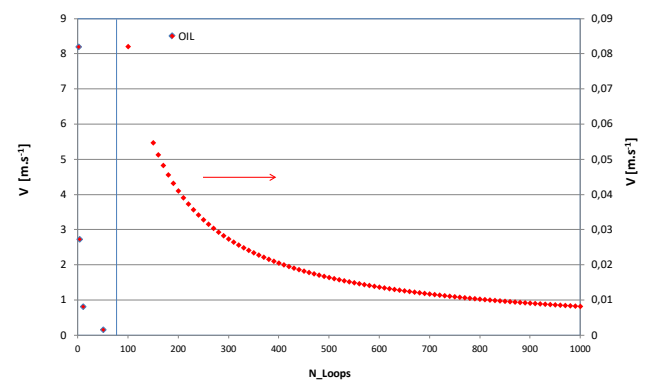


Figura 6 - Velocidade do "Óleo" versus o número de circuitos.

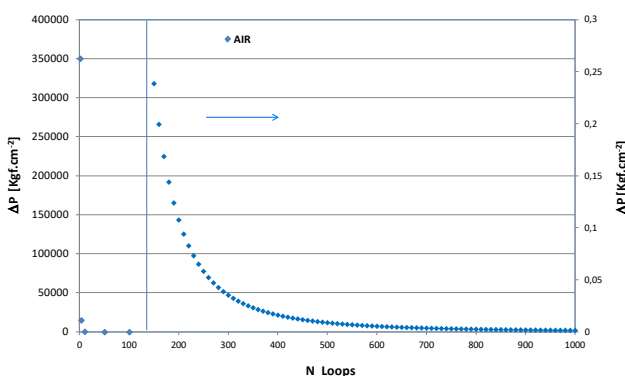


Figura 7 - Perda de carga do "Ar" versus o número de circuitos.

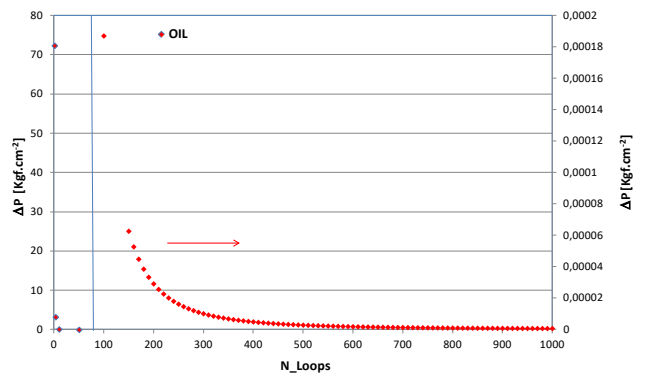


Figura 8 - Perda de carga do "Óleo" versus número de circuitos.

Observa-se das Figs. 5 e 6 que a velocidade de ambos os fluidos diminui a medida que o número de circuitos aumenta sendo a velocidade do ar superior a do óleo. Das Figs. 7 e 8 observa-se que a perda de carga de ambos os fluidos apresenta comportamento similar ao da velocidade, pois depende do quadrado da mesma. Para "N_loops" inferiores a 100, as velocidades dos fluidos aumentam à medida que "N_loops" diminui, conforme a lei da continuidade.

O comportamento termo hidráulico do campo solar é apresentado nas Figs. 9, 10 e 11 onde se vê os comportamentos da temperatura média do tubo absorvedor, perda de calor " $Q_{loss,total}$ ", temperaturas médias do tubo absorvedor e do fluido de trabalho, rendimento térmico do campo solar " η_{SF} ", rendimento global usina solar " η_{GLOBAL} " e potencia de bombeamento considerando o escoamento incompressível.

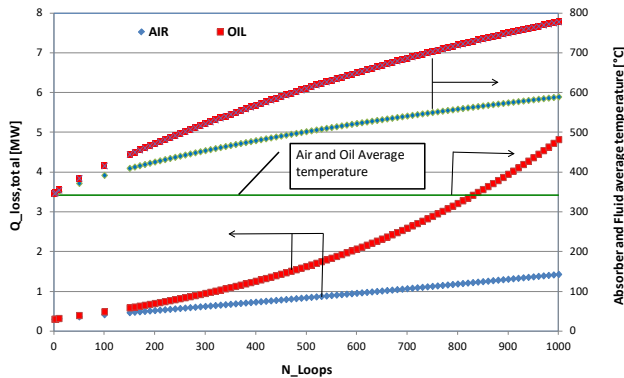


Figura 9 - Temperatura do absorvedor, fluido e perdas térmica.

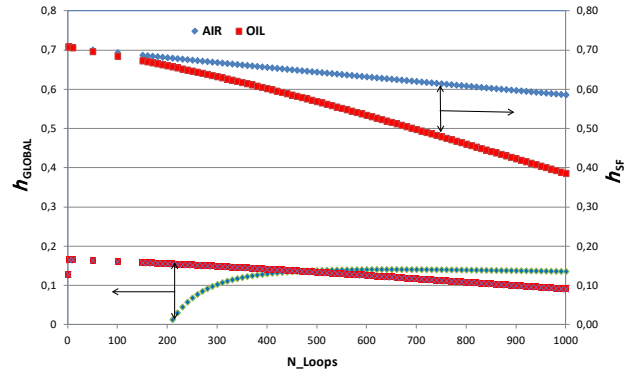


Figura 10 - Eficiências térmica e global.

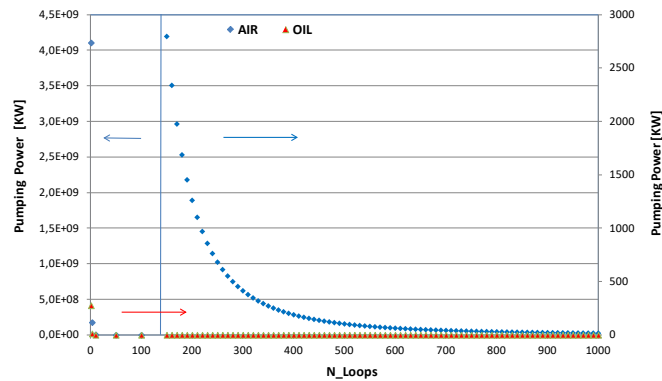


Figura 11 - Potencia de bombeamento em função do número de circuitos para o "Ar" e "Óleo".

Observa-se da Fig. 9 que a temperatura média do absorvedor e as perdas térmicas aumentam a medida que o número de circuitos "N-loops" aumenta para ambos os fluidos. Para um mesmo "N_loop" a temperatura média do tubo absorvedor e as perdas térmicas do "Óleo" são superiores aquelas do "Ar" aumentando a diferença com o aumento do "N_loops". Conforme mostra a Fig. 6 a velocidade do "Óleo" diminui significativamente com o aumento do "N_loops" (i.e., alcançando valores próximos a estagnação) aumentando consideravelmente a resistência térmica convectiva entre o fluido de trabalho e a parede interna do tubo absorvedor com conseqüente aumento da diferença de temperatura entre eles. Como as perdas térmicas dependem da temperatura do tubo absorvedor estas aumentam consideravelmente com o aumento do "N_loops" ocasionando redução do rendimento térmico do campo solar. Portanto, para um mesmo "N_loops" o campo solar operando com "Ar" trabalha mais frio que aquele operando com "Óleo" ocasionando menores perdas térmicas e maiores rendimentos térmicos. A eficiência global da usina solar operando com "Ar", conforme mostra a Fig. 10, para qualquer valor de "N_loops" é sempre inferior ao valor máximo de 16,5% alcançado pela planta com "Óleo" ("N_loops" igual a 3). Quando "N_loops" é inferior a 450, a eficiência global da usina com "Ar" para $T_{f,s}$ igual à 392°C é inferior aquela com "Óleo" para os mesmos valores de "N_Loops", entretanto, a partir deste valor a eficiência global da planta com "Ar" se torna superior. Isso se deve a maior eficiência do campo solar da usina operando com "Ar" (Fig. 10). Para "N_loops" inferiores à 210 a eficiência global da usina operando com "Ar" se torna negativa inviabilizando o sistema, entretanto, acima deste valor as potencias de bombeamento diminuem significativamente gerando eficiências globais positivas viabilizando o sistema. Outra análise (Fig. 9) mostra que a diferença entre as temperaturas médias do tubo absorvedor e do "Ar" para "N_loops" igual a 450 é 148,5°C, enquanto, para a instalação com "óleo" para "N_loops" igual a 3 a diferença de temperatura cai para 5,7°C. A diferença de temperatura do "Ar" com 450 circuitos é bem maior que a do circuito à óleo com 3 circuitos. A explicação para essa diferença é a maior resistência convectiva do "Ar" comparada ao "Óleo" quando se considera "N_loops" diferentes para os dois fluidos.

Uma conjunto de simulações adicionais foi realizado para analisar o comportamento do layout de "múltiplos circuitos paralelos" considerando as temperaturas do "Ar Não Pressurizado" na saída do campo solar 392°C, 500°C e

600°C, correspondendo as eficiências do bloco de potencia " η_{BP} " assumidas iguais à 25%, 27,5% e 30%, respectivamente. As Figs. 12, 13, 14, 15, 16 e 17 apresentam os resultados da eficiência global, eficiência térmica, comprimento total dos loops, temperatura média do tubo absorvedor, comprimento de um único loop e velocidade do fluido "Ar", para estas três temperaturas com as suas respectivas eficiências do bloco de potencia.

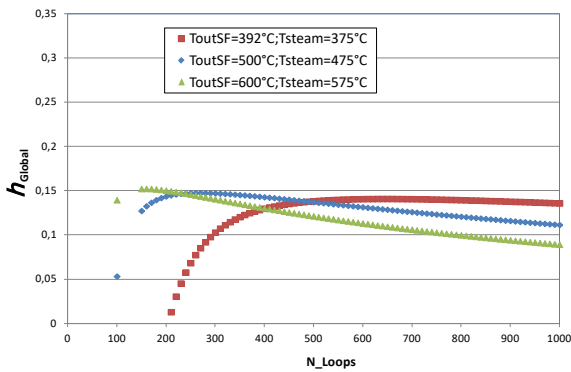


Figura 12 - Eficiência Global da planta operando com "Ar" para diferentes temperaturas e η_{BP} .

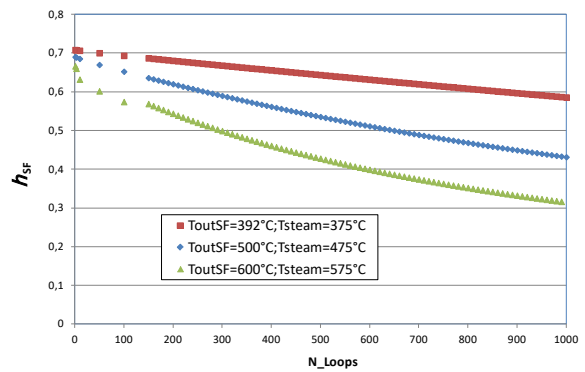


Figura 13 - Eficiência Térmica da planta operando com "Ar" para diferentes temperaturas e η_{BP} .

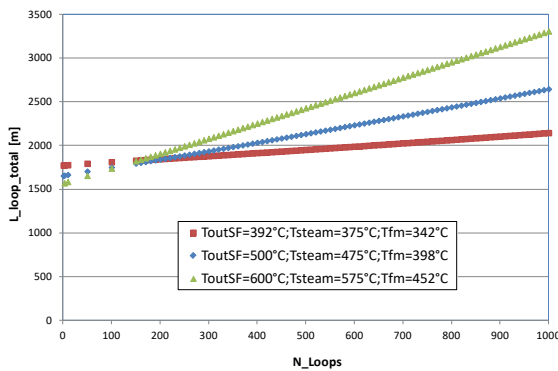


Figura 14 - Comprimento total dos circuitos da planta operando com "Ar" para diferentes temperaturas e η_{BP} .

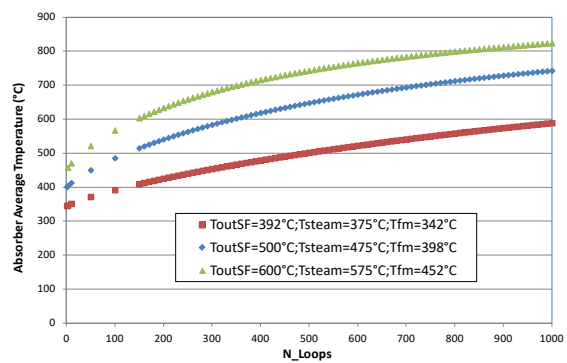


Figura 15 - Temperatura média do absorvedor da planta operando com "Ar" para diferentes temperaturas e η_{BP} .

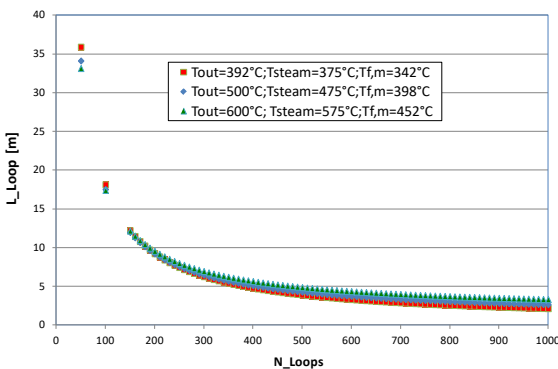


Figura 16 - Comprimento de um circuito da planta operando com "Ar" para diferentes temperaturas e η_{BP} .

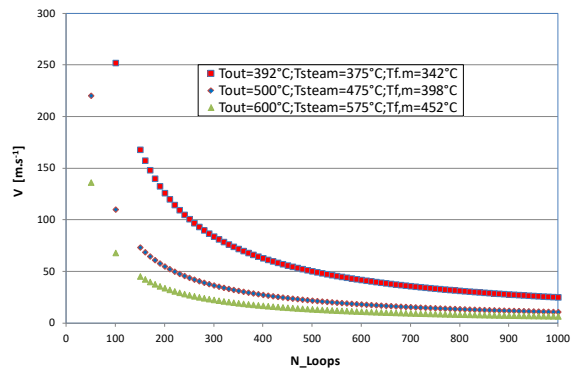


Figura 17 - Velocidade do "Ar" nos circuitos da planta operando com "Ar" para diferentes temperaturas e η_{BP} .

Observando a Fig. 12 verifica-se que existe um comportamento similar para as três curvas, ou seja, a eficiência global começa pequena aumenta até alcançar o seu valor máximo e depois diminui a medida que " N_{loops} " aumenta. Os pontos de inflexão (i.e., pontos das eficiências máximas) são deslocados para a frente a medida que $T_{f,s}$ diminui, ou seja, $\eta_{Global} = 15,23\% @ N_{loops} = 160$ e $T_{f,s} = 600^{\circ}C$; $\eta_{Global} = 14,76\% @ N_{loops} = 260$ e $T_{f,s} = 500^{\circ}C$; $\eta_{Global} = 14,09\% @ N_{loops} = 640$ e $T_{f,s} = 392^{\circ}C$. Os valores máximos da planta operando com "Ar" são inferiores ao valor máximo para a planta operando com "Óleo" (i.e., $\eta_{Global} = 16,6\% @ N_{loops} = 3$ e $T_{f,s} = 392^{\circ}C$). A redução de " η_{Global} " com o aumento de $T_{f,s}$ pode ser explicado pela redução de η_{SF} (Fig. 13) causado pelo aumento da temperatura do tubo

absorvedor (Fig. 15) devido à redução da velocidade do "Ar" (Fig. 17), impactando diretamente no aumento das perdas térmicas. Neste ponto é bom ressaltar que a potência térmica requerida no campo solar diminui com o aumento da eficiência do bloco de potência, que depende da temperatura do vapor na saída do gerador de vapor do bloco de potência. O comprimento total dos loops, conforme mostrado na Fig. 14 apresenta um comportamento interessante. A medida que a temperatura de saída do fluido aumenta o comprimento total requerido para atender a carga térmica aumenta, visto que os coletores trabalham mais quentes e as suas perdas térmicas aumentam. Observa-se, entretanto, que para um número de circuitos igual a 150 os comprimentos dos circuitos para as três temperaturas de saída do fluido se tornam praticamente iguais. Abaixo deste ponto ocorre uma inversão de comportamento e o comprimento do circuito de maior temperatura se torna o menor de todos. Isto pode ser explicada pela diferença cada vez mais acentuada entre as velocidades do ar para as três temperaturas do fluido quando o número de loops se torna pequeno (Fig. 17). Um campo solar que fosse constituído de 150 circuitos paralelos operando com ar deixando o campo solar na temperatura de 600°C requereria um comprimento total de 1823 m (i.e., 12 m por circuito). Neste caso a velocidade do ar seria 45 m/s, a eficiência global 15,2%, o rendimento térmico do campo solar 57%, e as temperaturas médias do tubo absorvedor e do ar seriam 604°C e 452°C, correspondendo a uma diferença de 152°C. Observa-se que a eficiência global máxima alcançada por uma planta operando com óleo térmico na temperatura limite de 392°C seria 16,6% @ $\eta_{BP} = 25\%$. Portanto, a utilização de ar não pressurizado em vez de óleo térmico para uma planta de calhas parabólicas com a mesma concentração geométrica e mesmo tubo absorvedor não promoveria ganho na eficiência global com o aumento de temperatura do fluido para 500°C @ $\eta_{BP} = 27,5\%$ e para 600°C @ $\eta_{BP} = 30\%$.

Observa-se que a eficiência do bloco de potência real depende de vários parâmetros e variáveis e, portanto, é susceptível de incerteza. Uma análise de sensibilidade desta variável foi realizada, conforme mostra a Fig. 18, para verificação do seu impacto na variável η_{Global} para uma usina operando com "Ar Não Pressurizado" e $T_{f,s} = 600^\circ\text{C}$.

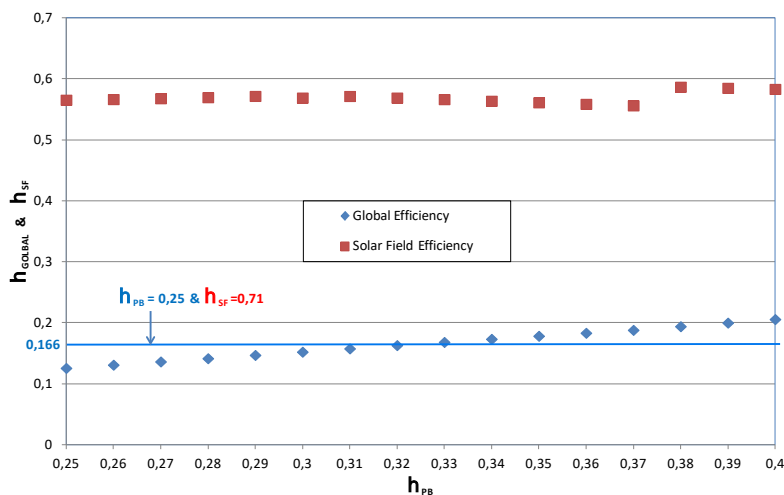


Figura 18 - Análise da influencia de η_{BP} em η_{Global} .

Uma análise da Fig. 18 revela que plantas solares utilizando concentradores do tipo "Calha Parabólica", arranjo do tipo "múltiplos circuitos paralelos" e operando com "Ar Não Pressurizado" com $T_{f,s} = 600^\circ\text{C}$ podem alcançar eficiências globais superiores aquelas obtidas pelas plantas convencionais utilizando "Óleo" desde que η_{BP} seja superior a 32%.

4. CONCLUSÕES

No trabalho desenvolvido foram apresentadas simulações para um layout constituído de múltiplos circuitos paralelos de curto comprimento para utilização em usinas solares de foco linear, especificamente para aquelas que utilizam coletores do tipo calha parabólica e coletores refletores lineares de Fresnel.

As simulações numéricas se basearam num modelo determinístico previamente desenvolvido pelo autor visando analisar o impacto dos diferentes números de circuitos nas variáveis térmicas e hidráulicas considerando a eficiência global de uma usina solar de 1MWe constituída por coletores do tipo calha parabólica.

Os resultados mostram que o valor máximo da eficiência global alcançado para uma planta operando com "Ar Não Pressurizado" à 600°C é inferior 8,3% ao valor obtido por uma usina convencional utilizando "Óleo" à 392°C. Entretanto, uma análise de sensibilidade mostrou que esta eficiência global pode se tornar superior aquela de uma usina convencional a "Óleo" desde que a eficiência do bloco de potência seja superior à 32%. Ressalta-se que este valor é possível de se obter tendo em vista a alta temperatura do vapor na saída do gerador de vapor (i.e., 575°C).

A grande vantagem de se utilizar o "Ar Não Pressurizado" como fluido de trabalho em usinas solares constituídas por coletores do tipo calha parabólica seria a possibilidade do campo solar poder operar com temperaturas elevadas limitadas apenas pela concentração geométrica e eficiência ótica dos coletores. Desta forma poder-se-ia aumentar o rendimento termodinâmico do bloco de potência e, conseqüentemente, a eficiência global da usina. Outras vantagens seriam: (i) a oportunidade de se utilizar o próprio ar quente gerado no campo solar como fluido de transferência de calor de sistemas de armazenamento de energia utilizando, por exemplo, um leito de partículas sólidas; (ii) a possibilidade de se evitar vazamentos comum em sistemas que operam com óleos térmicos reduzindo os impactos da poluição ambiental e de segurança; (iii) facilitar a operação e manutenção da planta solar devido a não pressurização do campo solar contribuindo para uma maior segurança da planta.

Outras melhorias que poderiam ser citadas para aumentar a eficiência global seriam as seguintes: (i) investigação de dispositivos aumentadores da transferência de calor do tubo absorvedor para o "Ar" para aumento da eficiência térmica; (ii) aumento da concentração geométrica das calhas parabólicas utilizando larguras de abertura das calhas maiores; (iii) utilização de concentradores secundários para aumentar a temperatura do ar e a eficiência global

A utilização da configuração "múltiplos circuitos paralelos" constituída por circuitos de curto comprimento requer um estudo visando determinar o melhor layout. A necessidade de se utilizar dutos coletores de grande comprimento demandaria dutos de grandes seções transversais para redução da perda de carga nos mesmos.

REFERÊNCIAS

- Airlight Energy. <http://www.airlightenergy.com/>
- Desai N. B., Bandyopadhyay S., 2017. Line-focusing concentrating solar collector-based power plants: a review. *Clean Technology Environmental Policy*, n 19, pp 9–35.
- Duffie J. A. and Beckman W. A., 2013. *Solar engineering of thermal processes*. 4^a edition. (Published John Wiley and Sons, New Jersey).
- Engineering Equation Solver - EES. <http://www.fchart.com/ees/>
- Good P., Ambrosetti G., Pedretti A., Steinfeld A., 2015. An array of coiled absorber tubes for solar trough concentrators operating with air at 600°C and above. *Solar Energy*, V. 111, pp. 378-395.
- Muñoz A. J., M. Biencinto B. M, Zarza E, Díez L. E., 2014. Theoretical basis and experimental facility for parabolic trough collectors at high temperature using gas as heat transfer fluid. *Applied Energy*, V. 135, pp. 373-385.
- Neto J. H. M., 2017. Deterministic Thermo Hydraulic Model For Preliminary Sizing Of Solar Fields Composed By Line-Focusing Concentrating Collectors. 2017. SolarPaces Conference. Santiago, Chile. Trabalho apresentado e artigo aguardando revisão.
- Rodríguez-García M. M., Herrador-Moreno M., Moya E, Z., 2014. Lessons learnt during the design, construction and start-up phase of a molten salt testing facility. *Applied Thermal Engineering*. V. 62. pp. 520-528.
- Vieira L. S. R., Guimarães A. P. C., Bezerra L. B., Serra E. T., 2012. Projeto básico de uma central heliotérmica de 1 MW em Petrolina - PE. IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferencia Latino-Americana da ISES. São Paulo, 18 a 21 de setembro de 2012.

ANALYSIS OF A NEW LAYOUT FOR A PARABOLIC TROUGH COLLECTOR CONCENTRATED SOLAR POWER UTILIZING NON PRESSURIZED AIR AS HEAT TRANSFER FLUID

Abstract. *This work presents a new layout for solar thermo electrical plants constituted by solar collectors type "Parabolic Through" having as working fluid "Non Pressurized Air". The system proposed consists of a configuration formed by multiple parallel loops of short length different of the conventional layout utilized in the commercial plants which utilize a few loops of long length. Various simulations have been performed using a deterministic model developed previously aiming determine the better number of loops and the length of the loops based on the global efficiency of the system and other variables. The simulations have been conducted considering data available from an existing demonstration plant to be erected in the country of 1 MWe of capacity constituted by three long parallel loops formed by collectors of type "Parabolic Through". The simulations showed that for the better proposed case with "Air" at 600°C the global efficiency was 8% lesser than that obtained for the conventional plants operating with "Thermal Oil". A sensitivity analysis showed that plants operating with "Air" can achieve higher global efficiencies than the plants operating with "Oil" for power block efficiencies higher than 32%. Plants operating with "Non Pressurized Air" offer an opportunity for mitigation of the pollutant effects and toxicity of the "Thermal Oils". Also this concept permits increase the global efficiency due to the non restriction of fluid temperature. Additionally, it allows a better integration with thermal energy storage system, better operation and maintenance, and better safety of the plant.*

Key words: *Parabolic Through, Air, Working Fluid*