

ESTUDO DE INTEGRAÇÃO DE ENERGIA HELIOTÉRMICA EM UMA TERMELÉTRICA DE CICLO COMBINADO

Sérgio Luiz Bohrer Filho – serginho.bohrer@gmail.com

Mario Henrique Macagnan – mhmac@unisinis.br

Maria Luiza Sperb Indrusiak – mlsperb@unisinis.br

Universidade do Vale do Rio dos Sinos – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

Resumo. Este trabalho apresenta um estudo de viabilidade de inserção de energia solar térmica na matriz elétrica brasileira, através de integração de um campo de energia termosolar de concentração com uma usina termelétrica de ciclo combinado localizada na Região Centro-Oeste. A atual conjuntura do setor elétrico, que apresenta crescimento do despacho termelétrico e consequente elevação dos custos de geração de energia elétrica, justifica o desenvolvimento de fontes alternativas. O objetivo principal deste estudo é apresentar um modelo de empreendimento de produção de eletricidade por meio de fonte solar térmica, compatível à realidade tecnológica e econômica do mercado de energia. O estudo baseia-se na simulação de integração de um campo solar com tecnologia de concentração Fresnel linear e geração direta de vapor superaquecido, junto à Usina Termelétrica Luís Carlos Prestes (UTE-LCP), no município de Três Lagoas, no estado de Mato Grosso do Sul. O desempenho do campo solar é verificado através do software System Advisor Model (SAM) do National Renewable Energy Laboratory (NREL) e a produção adicional de termelétricidade é determinada com base na análise de eficiência global do Turbogenerador a Vapor (TGV) da UTE-LCP. Por fim, é realizada a análise financeira do projeto através de ferramentas de engenharia econômica, onde identifica-se um custo nivelado da energia elétrica (LCOE, na sigla em inglês) de 139,24 USD $MW^{-1}h^{-1}$, com uma redução de 42,7% em relação às estimativas de custo internacionais para usinas heliotérmicas. Análises de sensibilidade indicam que o custo do capital tem impacto crítico sobre o LCOE, fato atribuído ao caráter de alta dependência dos recursos de capital da tecnologia solar térmica.

Palavras-chave: Energia solar térmica, Integração Solar, Refletor Fresnel Linear.

1. INTRODUÇÃO

A matriz elétrica brasileira historicamente apresenta grande presença de fontes de energias renováveis. Conforme dados da Empresa de Pesquisa Energética (2014), as fontes renováveis representam 79,3% da oferta interna de eletricidade no Brasil. Porém, observa-se nos últimos anos um substancial aumento do despacho termelétrico de usinas que, em sua maioria, consomem combustíveis fósseis. A geração elétrica a partir de fontes não renováveis no ano de 2013 representou 20,7% do total nacional, contra 15,5% em 2012 (EPE, 2014).

A maior participação da termoeletricidade no sistema elétrico provoca grandes impactos macroeconômicos como, por exemplo, o aumento do custo da energia elétrica para as indústrias, comércio e domicílios e postergação ou cancelamento de investimentos por conta da imprevisibilidade de custos com eletricidade.

Neste cenário, a participação de fontes de energia renováveis tem encontrado espaço para crescimento. Por possuir a maior parte do território localizado entre os trópicos, o Brasil dispõe de grande potencial para aproveitamento de energia solar e o uso dessa fonte energética pode trazer diversos benefícios para o país, como a viabilização do desenvolvimento em regiões afastadas e a regulação da oferta de energia em períodos de estiagem.

Contudo, este trabalho busca propor uma alternativa para viabilizar a inserção da energia solar térmica na matriz elétrica brasileira, através da integração de uma central solar térmica com uma usina termelétrica de ciclo combinado.

A Usina Termelétrica Luís Carlos Prestes é a unidade selecionada para este estudo devido a diversas características favoráveis, como as variáveis operacionais dos Turbogeneradores a Vapor (TGV) da UTE-LCP e a média anual da irradiação direta normal no município de Três Lagoas (MS) que, conforme o Atlas Brasileiro de Energia Solar, é de 2.181 kWhm⁻².

2. ENERGIA HELIOTÉRMICA

A tecnologia solar térmica consiste em uma sucessão de conversões energéticas. A irradiação solar coletada através de dispositivos reflexivos, geralmente arranjos de painéis de espelhos com concentração pontual ou linear, é transferida para o fluido térmico na forma de calor por meio de um receptor. O calor absorvido é convertido em trabalho mecânico através de um ciclo termodinâmico de potência, e em eletricidade em um gerador. Devido ao sistema de concentração solar não focalizar a radiação difusa, o local de instalação de uma central termosolar (CSP, na sigla em inglês) deve possuir alta disponibilidade de radiação solar direta e, portanto, média elevada de dias de céu claro.

Os principais fatores que impactam na eficiência de uma CSP são: as perdas óticas no concentrador, as perdas térmicas no receptor, no transporte e no armazenamento de calor e as perdas no sistema de conversão de calor em eletricidade. As fontes de perdas óticas podem ser divididas em perdas inerentes à qualidade dos espelhos, erros de montagem ou provocados por dilatação térmica da estrutura do concentrador e erros de rastreamento do Sol.

Conforme Lovegrove e Stein (2012), há outras fontes de perdas no concentrador, como o efeito cosseno e as perdas de extremidade. O efeito cosseno origina-se no princípio de funcionamento do sistema de concentração solar, pois, para refletir a radiação incidente no receptor, a linha vertical à superfície do espelho não está sempre paralela à linha Terra-Sol, assim, a área aparente do espelho é reduzida de acordo com o cosseno do ângulo de incidência. As perdas de extremidade ocorrem quando a radiação solar não incide diretamente sobre o concentrador, fazendo com que parte da radiação refletida seja perdida, pois está concentrada além da extremidade do receptor.

As perdas radiativas no receptor incluem tanto a radiação emitida a partir do absorvedor, proporcional à sua temperatura, como a reflexão de parte da radiação solar concentrada incidente (Lovegrove e Stein, 2012). Portanto, é desejável que a superfície do absorvedor possua elevada absorvidade da radiação no espectro solar e baixa emissividade para ondas longas, evitando assim perdas por transferência de calor por radiação. Materiais com estas características são conhecidos como superfícies seletivas.

As tecnologias de concentração solar utilizadas são calha parabólica, disco parabólico, torre central e refletor Fresnel linear (LFR, na sigla em inglês). Este último foi o sistema de concentração solar selecionado para a realização deste estudo. As principais características que conduziram esta escolha são apresentadas na próxima seção.

2.1. Refletor Fresnel linear

O sistema LFR utiliza uma matriz de espelhos paralelos para refletir a radiação solar direta em um receptor linear fixo, situado em uma posição mais elevada que o plano dos espelhos (Fig. 1). Sendo assim, o LFR consiste basicamente de três componentes principais: campo de espelhos, receptor e sistema de rastreamento (Lin et al., 2013).

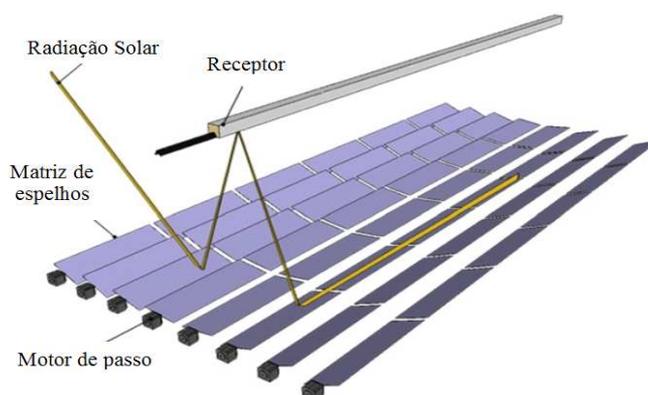


Figura 1 - Representação esquemática de um concentrador Fresnel linear.
Fonte: Lin et al. (2013).

A matriz de espelhos lineares pode ser compreendida como a segmentação do concentrador de calha parabólica em longas linhas paralelas de espelhos planos, sendo que cada linha possui um sistema próprio de seguimento solar para refletir e concentrar a radiação no receptor linear elevado e paralelo ao eixo de rotação do refletor (Mills, 2004). O principal diferencial do sistema LFR é o seu menor custo de fabricação, operação e manutenção em comparação com a calha parabólica, devido à utilização de espelhos de vidro plano, ao tubo do absorvedor fixo e à estrutura de sustentação menos robusta, simplificando assim o processo de montagem.

A geometria do LFR proporciona menor resistência aerodinâmica ao vento, assim a construção desses concentradores é mais simples do que os sistemas de calha parabólica. Porém, o refletor Fresnel linear possui eficiência ótica menor que o de calha parabólica, principalmente devido a ocorrências de sombreamento e bloqueio da radiação solar entre os segmentos de espelhos adjacentes.

As centrais heliotérmicas LFR existentes utilizam a geração direta de vapor (DSG, na sigla em inglês), onde o vapor é gerado diretamente no campo solar sem qualquer outro fluido de troca térmica entre o campo solar e o bloco de potência, como óleo térmico ou sal fundido (Montes et al., 2014). Sistemas DSG podem trabalhar com vapor saturado ou superaquecido.

Para geração de vapor superaquecido, o campo solar é dividido em duas seções: vaporização e superaquecimento, conforme apresentado na Fig. 2. A seção de vaporização é a de maior área de superfície coletora, pois o processo de vaporização da água necessita de mais energia. A seção de vaporização é representada na Fig. 2 pelos módulos de 1 a 12, e a seção de superaquecimento pelos módulos de 13 a 17.

O campo solar com geração direta de vapor pode ser classificado em dois tipos: com recirculação, como mostrado na Fig. 2, ou de fluxo direto. Para evitar que ocorra passagem de líquido na saída da seção de vaporização, os sistemas com recirculação utilizam um vaso separador com controle de nível. O excesso de líquido saturado nesse vaso é transferido para o início da seção de vaporização.

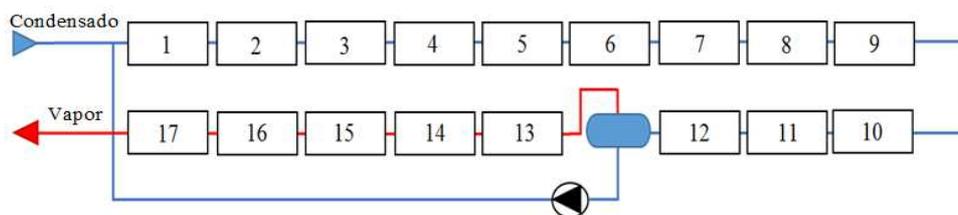


Figura 2 - Diagrama de um loop do campo solar com geração direta de vapor.

Devido às limitações térmicas dos materiais empregados no campo solar e às proteções de sobre temperatura de turbinas a vapor, a seção de superaquecimento é provida de sistema controle da temperatura do vapor de saída. Existem duas metodologias empregadas para dessuperaquecimento do vapor de saída do campo solar: injeção de condensado e desfocalização de parte do conjunto de espelhos da seção de superaquecimento.

2.2. Custo de investimento

A abordagem utilizada neste trabalho para a avaliação econômica é a determinação do custo nivelado da eletricidade da proposta de integração solar térmica com a UTE-LCP. O LCOE é calculado utilizando o método simplificado proposto pela *International Renewable Energy Agency* (IRENA, 2015), o qual é apoiado em uma análise de fluxo de caixa descontado, tendo em conta o valor do dinheiro no tempo.

Conforme a IRENA (2015), o método aplicado para o cálculo do LCOE é relativamente simples, no entanto confiável e de fácil compreensão. O custo da energia é calculado pela Eq. (1):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t + M_t + F_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (1)$$

onde n é o prazo de amortização do empreendimento, t é o ano correspondente, C é o custo de investimento, M é o custo de operação e manutenção, F é o custo do combustível, E é a energia elétrica produzida e i é a taxa de desconto.

De acordo com a *U.S. Energy Information Administration* (EIA, 2014), o valor médio do LCOE de tecnologias CSP nos Estados Unidos é de 243,1 USD MW⁻¹h⁻¹ com variação entre 176,8 e 388,0 USD MW⁻¹h⁻¹. Muito próximo das estimativas da IRENA (2015), que indicam um LCOE para usinas termosolares de calha parabólica sem armazenamento térmico na faixa de 190 a 380 USD MW⁻¹h⁻¹.

Os custos de O&M de usinas termosolares variam de acordo com a tecnologia empregada, o nível de automação da planta e a capacidade de geração do empreendimento. Contudo, a IRENA (2015) indica que uma estimativa sólida dos custos totais de O&M fica na faixa de 0,02 a 0,04 USD kW⁻¹h⁻¹ de energia elétrica produzida.

2.3. Software de simulação

Em consequência da ausência de dados experimentais para prever a produção anual de calor do campo de concentração solar, faz-se uso do software de simulação *System Advisor Model*, desenvolvido pelo NREL. O SAM é capaz de simular o funcionamento de diversas tecnologias renováveis (Wagner e Zhu, 2012).

O SAM permite ao usuário obter dados de geração horária e totalizada, desempenho térmico, eficiência, custo nivelado de energia e custos de capital, operação e manutenção do projeto. A modelagem dos sistemas do SAM é apoiada em componentes do software *Transient System Simulation Tool* (TRNSYS). O modelo Fresnel linear do SAM determina a produção de vapor superaquecido, as perdas térmicas e o rendimento do campo solar através da análise das variáveis meteorológicas disponíveis no arquivo meteorológico típico (TMY), como velocidade do vento, temperatura ambiente e irradiância direta normal, juntamente com os dados de posição solar.

O SAM utiliza base de tempo horária para realização das simulações a exemplo do arquivo meteorológico típico (TMY). Assim, os resultados das variáveis processadas podem ser visualizados para as 8760 horas do ano.

A programação do SAM inicia com a seleção do arquivo de dados meteorológicos do local escolhido para a simulação. Posteriormente, configura-se o campo solar e o bloco de potência. São utilizados dois arquivos de dados meteorológicos no SAM para a cidade de Três Lagoas, os quais foram obtidos pelos softwares Adasys e Meteororm.

O Adasys é um software livre de processamento de dados meteorológicos que tem como objetivo auxiliar grupos de pesquisa a desenvolver novas soluções na área de energia renovável (Souza, 2015). Já o Meteororm é uma plataforma que oferece acesso a dados meteorológicos de diversas localidades. A incerteza do arquivo meteorológico da Meteororm para Três Lagoas é de $\pm 13\%$ para a irradiância direta normal e de $\pm 7\%$ para irradiância global horizontal.

Conforme Bohrer Filho et al. (2015), tanto o modelo de campo solar implementado no SAM, quanto os dados meteorológicos para a cidade de Três Lagoas, apresentam estabilidade e conformidade com os resultados esperados, habilitando-os para a aplicação na avaliação de viabilidade das propostas de integração solar térmica com a UTE-LCP.

3. USINA TERMELÉTRICA LUÍS CARLOS PRESTES

Localizada no município de Três Lagoas, a Usina Termelétrica Luís Carlos Prestes, apresentada na Fig. 3, tem como finalidade exclusiva a produção de energia elétrica. O parque gerador da UTE-LCP é dividido em dois blocos independentes. Cada bloco é composto por duas turbinas a gás, duas caldeiras de recuperação de calor e uma turbina a vapor.

Os Turbogeneradores a Gás (TGG) são do tipo PG6101 6FA da General Electric, com potência declarada de 65,25 MW. Os gases de exaustão das turbinas a gás podem ser direcionados diretamente para a chaminé (ciclo simples) ou para a respectiva caldeira de recuperação de calor (ciclo combinado). As quatro caldeiras de recuperação de calor (HRSG, na sigla em inglês) são de fabricação da empresa CBC Indústrias Pesadas S.A. e possuem um nível de pressão de vapor superaquecido com as seguintes características de projeto: pressão nominal de 69,43 bar, temperatura de saída de 502 °C e vazão mássica de 30 kgs⁻¹.

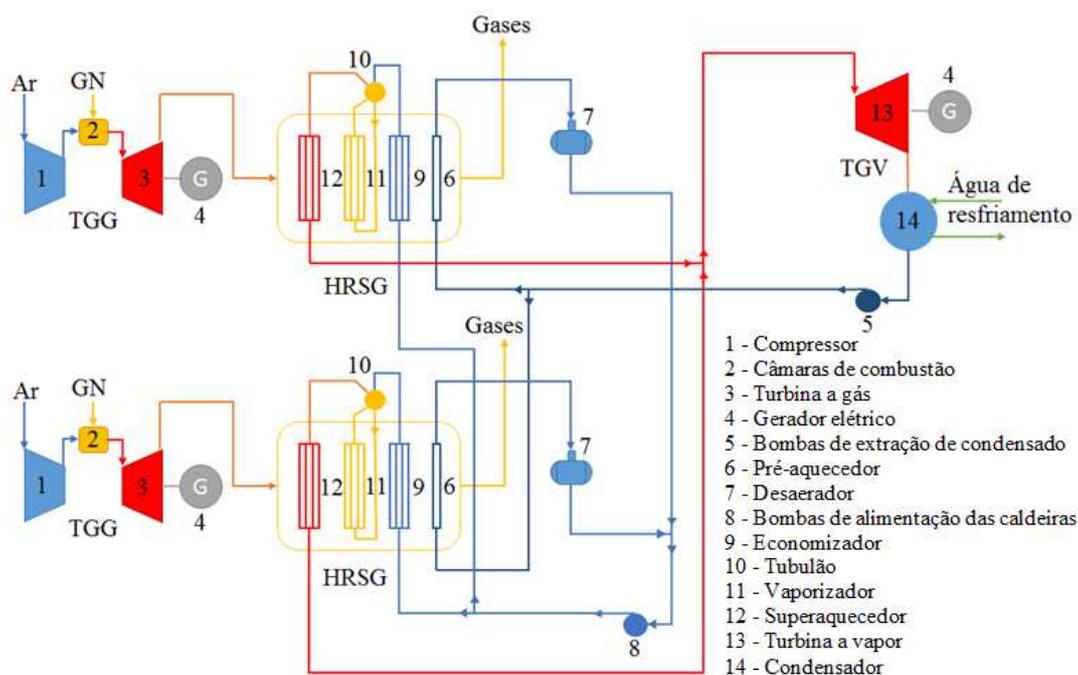


Figura 3 - Diagrama de um bloco de geração da UTE-LCP.

Os Turbogeneradores a Vapor instalados na unidade são da marca Siemens. As turbinas a vapor são de fluxo simples e condensação, com potência nominal de 62,545 MW. A pressão nominal do vapor de admissão é de 69 bar, com temperatura de 500 °C.

A potência da UTE-LCP foi comercializada com dois preços distintos de Custo Variável Unitário (CVU), 134,2 MW ao custo de 143,49 BRL MW⁻¹h⁻¹ e 216,0 MW ao custo de 286,62 BRL MW⁻¹h⁻¹ (ONS, 2014).

Apesar da complexidade do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) gerido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), pode-se afirmar que o Custo Variável Unitário é o preço celebrado por contrato entre o agente de geração e as distribuidoras para comercialização da energia elétrica.

4. RESULTADOS

Através de análise do histórico de dados operacionais coletados do sistema de supervisão e controle da UTE-LCP, verificou-se que a máxima potência de geração do TGV ocorre em condições de menor temperatura ambiente, normalmente na madrugada ou nas primeiras horas das manhãs do inverno. Para melhor compreensão desta dependência, realizou-se uma análise do comportamento de um dos blocos de geração da usina termelétrica.

A Fig. 4 apresenta um gráfico comparativo da potência elétrica gerada pelas turbinas a gás do bloco 2, com operação em carga base, e da temperatura ambiente para uma semana de inverno, de 24 a 30 de junho de 2014, onde verifica-se que a potência máxima gerada pela TGG varia inversamente com a temperatura ambiente. A diminuição da temperatura ambiente proporciona uma maior vazão mássica de ar na admissão no compressor axial do turbogerador a gás e, conseqüentemente, provoca a elevação da pressão de descarga do compressor. Conforme demonstrado por Desideri (2013), a maior relação de pressão do compressor proporciona um incremento na eficiência do ciclo Brayton. O aumento da pressão na descarga do compressor também confere maior capacidade de resfriamento das câmaras de combustão e das pás dos primeiros estágios da turbina a gás, possibilitando o aumento da vazão de combustível, sem exceder os limites térmicos dos materiais da turbina. A combinação desses fatores ocasiona uma maior potência de geração do TGG, quando operando no modo de carga base.

Com o aumento da potência e da vazão mássica dos gases de exaustão da turbina a gás, há uma elevação da velocidade e do calor disponível nos gases para a HRSG, possibilitando um incremento da produção de vapor. Na Fig. 5 é possível verificar que a taxa de calor do vapor superaquecido na entrada da turbina a vapor acompanha a variação da carga do TGG e, conseqüentemente, é alterada a potência produzida pelo TGV.

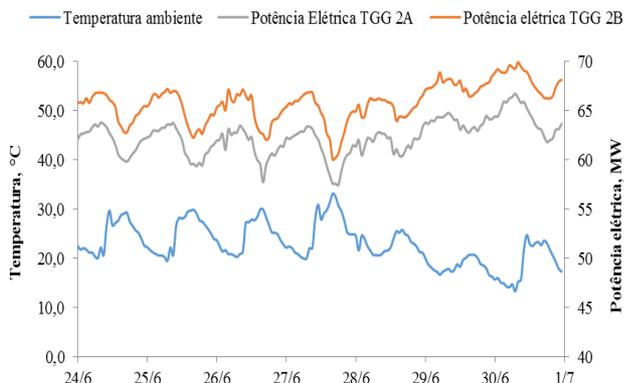


Figura 4 - Influência da temperatura na potência da TGG.

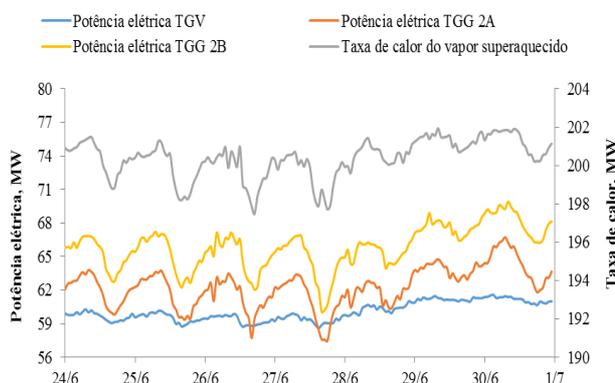


Figura 5 - Influência da carga da TGG na vazão de vapor.

Os cálculos da taxa de calor do vapor superaquecido de entrada da turbina a vapor e da eficiência global de conversão de energia térmica em energia elétrica bruta, em carga base do TGV, foram realizados por meio do software *Engineering Equation Solver* (EES), com base nos dados operacionais de pressão, temperatura e vazão mássica do vapor e de potência elétrica produzida pelo TGV. Assim, estimou-se a eficiência global média do TGV de 29,6%, com um desvio padrão de 0,5%, já considerando as perdas no gerador elétrico.

No histórico operacional analisado, a máxima potência de saída observada no TGV foi de 61,58 MW. Como a potência nominal do TGV é de 62,545 MW, a unidade possui disponibilidade mínima de 0,965 MW para produção adicional de eletricidade.

4.1. Proposta de integração solar térmica

A proposta de integração solar utilizada consiste em um campo solar com capacidade para suprir a potência disponível do TGV de um bloco de geração da UTE-LCP, de forma que a soma das correntes de vapor das caldeiras de recuperação do bloco e do campo solar não ultrapasse a potência nominal da turbina a vapor. A Fig. 6 ilustra essa proposta de integração.

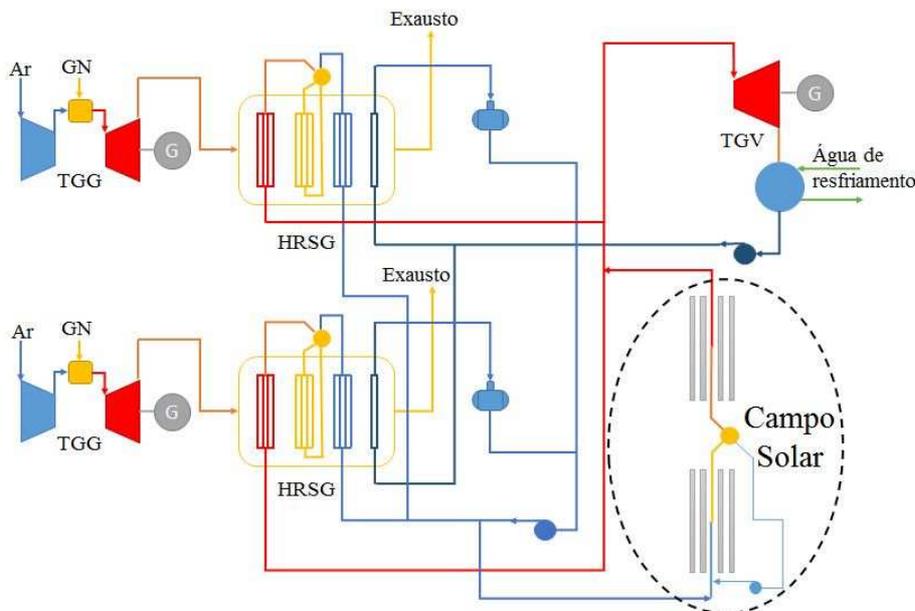


Figura 6 - Diagrama esquemático da proposta de integração solar térmica.

Para atender essa demanda, são realizadas simulações com diferentes configurações de campo solar. As três alternativas simuladas que melhor atendem à proposta de integração são apresentadas na Tab. 1, onde é possível verificar a produção anualizada de energia elétrica líquida adicional, o custo de investimento e o LCOE.

Destaca-se que, em consequência das estimativas de custos da tecnologia de concentração solar serem internacionais e do regime de câmbio flutuante adotado pelo governo brasileiro, todos os cálculos de LCOE são

realizados em dólar norte-americano (USD), aplicando a metodologia de análise da IRENA (2015). Para tanto, são consideradas as seguintes hipóteses na avaliação econômica da proposta de integração solar:

- período de recuperação do investimento de 20 anos, com base no prazo máximo de amortização aplicado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) a empreendimentos de geração de energia solar;
- custo médio ponderado do capital de 9,0%, com base na Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) do BNDES, de 6,5% em julho de 2015, somada à remuneração básica e a taxa de intermediação financeira;
- custo de manutenção e operação do campo solar de 10 USD MW⁻¹h⁻¹ de energia elétrica produzida;
- disponibilidade da instalação termelétrica, ao longo do período de análise, de 95%;
- custo do uso da terra nulo, devido ao menor impacto financeiro.

Tabela 1 - Resultados das simulações da proposta de integração solar térmica.

Parâmetro	A	B	C
Módulos do campo solar, un.	11	11	12
Módulos da seção de vaporização, un.	8	9	9
Módulos da seção de superaquecimento, un.	3	2	3
Potência nominal do campo solar, MW	3,147	3,147	3,433
Energia elétrica líquida anual, MWh	1.008,16	999,00	1.091,91
Tempo de operação do sistema solar, h	1.913	1.816	1.854
Fator de capacidade, %	12,98	12,97	12,94
Eficiência global de conversão, %	10,01	9,91	9,93
Custo do investimento, 10 ³ USD	1.129,92	1.129,92	1.232,64
LCOE, USD MW ⁻¹ h ⁻¹	139,24	140,42	140,17

A configuração A apresenta o menor LCOE. É formada por 11 módulos, onde 8 constituem a seção de vaporização e 3 a seção de superaquecimento. Como a superfície refletora primária de cada módulo LFR é de 513,6 m², o campo totaliza 5.649,6 m² de área de espelhos. De acordo com os dados da Novatec, o custo de instalação deste campo solar é de 1.129.920,00 USD.

A energia elétrica líquida produzida adicionalmente para esta proposta é de 1.008,16 MWh anualmente, conduzindo um LCOE de 139,24 USD MW⁻¹h⁻¹, o que representa uma redução de 42,7% em relação ao LCOE de referência para energia solar térmica, apontado no estudo da EIA (2014).

Empregando uma taxa de câmbio de 3,10 BRL por USD (cotação em 02 julho de 2015), obtém-se um LCOE de 431,64 BRL MW⁻¹h⁻¹. Este valor representa um acréscimo de 50,6% sobre o maior CVU contratado da UTE-LCP, que é de 286,62 BRL MW⁻¹h⁻¹.

Para viabilizar a proposta de integração solar com o atual CVU da UTE-LCP, é necessário um LCOE de 92,46 BRL MW⁻¹h⁻¹. A fim de igualar o LCOE nesse patamar, preservando as hipóteses da análise econômica, é imprescindível uma redução de 36,2% no custo de instalação do campo LFR, dos atuais 1.129.920,00 USD para 720.920,00 USD, indicando a necessidade de amadurecimento da tecnologia.

As configurações B e C possuem menos horas de operação ao longo do ano do que a configuração A, consequentemente, menor fator de capacidade e eficiência global de conversão, provocando um maior custo da energia.

A configuração C apresenta potência térmica de saída do campo solar maior que 3,26 MW em 95 horários, indicando que a capacidade de produção de vapor do campo está sobredimensionada.

Através da análise dos resultados das simulações, observa-se também que a configuração B possui baixa estabilidade na temperatura de saída campo solar, menor que 500 °C, indicando a necessidade de mais um módulo na seção de superaquecimento.

4.2. Análise de sensibilidade

O cálculo de custo nivelado de energia elétrica considera hipóteses que, em virtude da natureza dinâmica da economia, das incertezas do futuro e da formação de preços de uma tecnologia ainda não madura, como no caso da solar térmica, podem variar fortemente em relação ao cenário preestabelecido.

Para identificação das variáveis que possuem maior influência e de que forma podem impactar na qualidade dos resultados, realizou-se uma análise de sensibilidade do LCOE da configuração A da proposta de integração solar térmica com a UTE-LCP, onde as seguintes variáveis foram testadas:

- período de recuperação do investimento: variação baixa de 16 anos e a variação alta de 25 anos;
- custo médio ponderado do capital: a variação baixa, de 7,5%, é baseada em linhas de crédito para energias renováveis e, a variação alta, de 13,75%, é baseada na taxa básica de juros da economia (taxa SELIC) de julho de 2015;
- custo de manutenção e operação do campo solar: tanto a variação baixa, de 5 USD MW⁻¹h⁻¹, quanto a variação alta, de 15 USD MW⁻¹h⁻¹ de energia elétrica produzida, são baseadas nos dados da IRENA (2015);
- disponibilidade da instalação termelétrica ao longo do período: esse item considera o percentual de tempo em que o empreendimento solar e o ciclo térmico estão disponíveis para operação. A variação baixa considerada para essa análise é de 90% e a variação alta, de 97% do tempo disponível;
- custo inicial de investimento: o valor base do custo do investimento é apoiado nos dados disponibilizados no software SAM, os quais, segundo a Novatec, são estimativas de custo pessimistas realizadas para o mercado norte-

americano. Por tanto, utilizou-se uma redução de 10% no custo de investimento na variação baixa e um incremento de 7% na variação alta, que é a taxa indicada pelo SAM para contingências de projeto;

f) energia solar incidente: o arquivo meteorológico utilizado nas simulações é do Meteonorm, o qual indica uma incerteza de 13% nos dados de irradiância direta normal, mesmo fator aplicado nesta análise.

A partir dessas considerações, desenvolveu-se a análise de sensibilidade. A fim de auxiliar na compreensão do comportamento da sensibilidade do LCOE às seis variáveis investigadas, um diagrama tornado é apresentado na Fig. 7, onde o preço base da energia para o projeto, de 139,24 USD MW⁻¹h⁻¹, é representado pela linha central.

Com o auxílio da Fig. 7 é possível observar que o custo médio ponderado do capital apresenta o maior impacto no LCOE. Essa característica é atribuída ao caráter altamente dependente do capital da tecnologia solar, o que torna o custo financeiro do capital para construção do empreendimento o fator decisivo no custo nivelado da energia elétrica e, conseqüentemente, na viabilidade econômica do projeto.

Observa-se que a energia solar incidente também apresenta grande impacto na determinação do LCOE, sendo assim, é desejável que o dado meteorológico que apoiará as estimativas possua alto grau de confiabilidade.

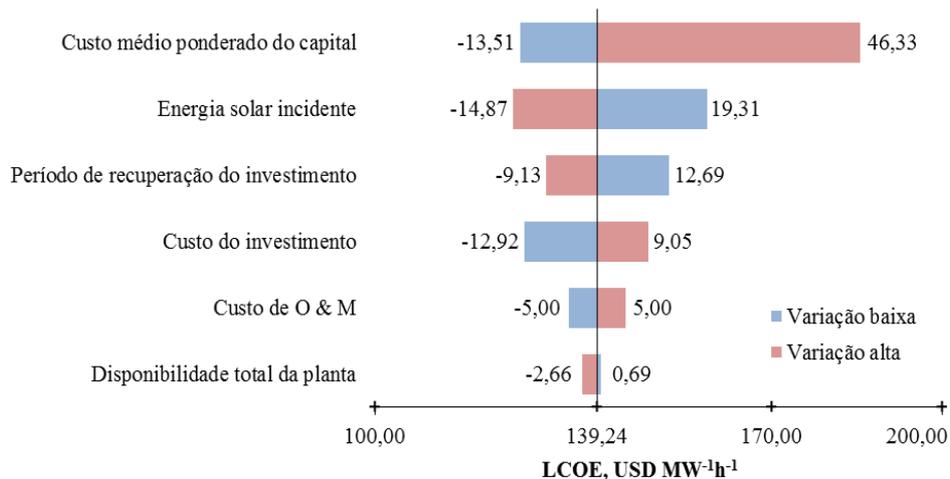


Figura 7 - Diagrama tornado da sensibilidade do LCOE.

O período de recuperação do investimento e o custo do investimento apresentam variações menores, porém significativas, demonstrando a importância da composição da estrutura financeira do empreendimento.

As variações testadas para a disponibilidade da planta termelétrica produziram o menor impacto no custo da energia, indicando que pequenas alterações na disponibilidade do empreendimento não alteram decisivamente o LCOE. Deve-se ressaltar que em períodos de grande disponibilidade de energia hidrelétrica, a geração termelétrica é dispensada pelo ONS, podendo a UTE-LCP ficar longos períodos desligada, inviabilizando a produção de energia do projeto de integração solar térmica e conseqüentemente anulando a receita para remuneração do investimento.

5. CONCLUSÕES

Em virtude dos aspectos apresentados, pode-se afirmar que a proposta de integração de energia solar térmica com a Usina Termelétrica Luís Carlos Prestes possui algumas vantagens competitivas, dentre as quais destacam-se: geração direta de vapor superaquecido no campo solar, menor investimento inicial por dispensar sistema de armazenamento de calor e utilização de estrutura física e organizacional de uma central termelétrica existente.

Prognósticos do mercado de energia indicam que a matriz elétrica nacional manterá uma grande participação de termelétricidade nos anos vindouros, sobretudo se ocorrer uma retomada do crescimento da economia. Entretanto, o investimento em um sistema solar térmico deve ser precedido de uma avaliação de longo prazo da probabilidade de despacho termelétrico, pois longos períodos de geração nula da UTE-LCP podem impactar na viabilidade do projeto.

Na atual conjuntura econômica, a instalação do projeto de integração solar térmica é inviável, apesar de possuir custo nivelado da energia elétrica 42,7% menor que o LCOE de referência para energia solar térmica apontado no estudo da EIA (2014). O fator preponderante para esse resultado é a forte influência da taxa de câmbio no custo do empreendimento, em consequência da necessidade de importação da tecnologia de concentração solar, visto que não há empresas nacionais que produzam sistemas de CSP.

Preservando as hipóteses da análise econômica, observa-se a necessidade de redução de 36,2% no custo de instalação do campo solar para viabilizar a proposta de integração. Por ser uma tecnologia relativamente nova, o sistema LFR pode alcançar essa redução de custo por meio do amadurecimento tecnológico e do ganho de escala.

Destaca-se que a análise econômica é realizada a partir da perspectiva de investidores privados e exclui o impacto financeiro de incentivos governamentais ou subsídios, que podem trazer oportunidades de redução do custo ao projeto.

Contudo, apesar de atualmente não ser viável economicamente, a metodologia de integração solar apresentada neste estudo pode contribuir para a inserção da fonte heliotérmica de concentração na matriz elétrica brasileira em

médio prazo, viabilizando o desenvolvimento do mercado de CSP nacional e o aperfeiçoamento do quadro técnico na área. A grande virtude dessa proposta é dispensar o investimento em um bloco de geração termelétrica como em outras centrais termosolares. Essa característica permitiu uma redução significativa no LCOE em relação às estimativas de custo de energia em usinas CSP.

Agradecimentos

O autor principal agradece ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro na forma de bolsa de estudo. M.H.M agradece ao CNPq pela bolsa Desenvolvimento Tecnológico e Extensão Inovadora (DT). Esse trabalho também recebeu suporte do CNPq através do contrato 406976/2013-9, Chamada: Linha 2 - Energia Heliotérmica.

REFERÊNCIAS

- Bohrer Filho, S.L, Macagnan, M.H, Indrusiak, M.L.S., 2015. Feasibility study of concentrated solar energy integration on a combined cycle. International Congress of Mechanical Engineering - COBEM, Rio de Janeiro.
- Desideri, U., 2013. Fundamentals of gas turbine cycles: thermodynamics, efficiency and specific power. In: Jansohn, Peter (Ed.). Modern gas turbine systems: High efficiency, low emission, fuel flexible power generation. Elsevier.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2014. Balanço energético nacional 2014: ano base 2013. Rio de Janeiro.
- International Renewable Energy Agency (IRENA), 2015. Renewable power generation costs in 2014. Germany: IRENA.
- Lovegrove, K., Stein, W. (Ed.), 2012. Concentrating solar power technology: Principles, developments and applications. Elsevier.
- Lin, M., Sumathy, K., Dai, Y.J., Wang, R.Z., Chen, Y., 2013. Experimental and theoretical analysis on a linear Fresnel reflector solar collector prototype with V-shaped cavity receiver. Applied Thermal Engineering, vol. 51, n. 1, pp. 963-972.
- Montes, M.J., Rubbia, C., Abbas, R., Martínez-Val, J.M., 2014. A comparative analysis of configurations of linear Fresnel collectors for concentrating solar power. Energy, vol. 73, pp. 192-203.
- Mills, D., 2004. Advances in solar thermal electricity technology. Solar Energy, vol. 76, n. 1-3, pp. 19-31.
- National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2014. System Advisor Model: Version 2014.1.14 (SAM 2014.1.14): User Documentation. Golden, USA.
- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2014. Programa mensal de operação eletroenergética para o mês de dezembro: Sumário executivo. Rio de Janeiro.
- Pereira, E. B, Martins, F. R., Abreu, S. L., Rüther, R., 2006. Atlas brasileiro de energia solar. 1. ed. São José dos Campos: INPE.
- Souza, G.K., 2015. ADASYS: Um software livre para processamento de dados meteorológicos. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade do Vale do Rio dos Sinos (Unisinos), São Leopoldo.
- U.S. Energy Information Administration (EIA), 2014. Levelized cost and levelized avoided cost of new generation resources in the Annual Energy Outlook 2014. Washington.
- Wagner, M.J., Zhu, G., 2012. A direct-steam linear Fresnel performance model for NREL's system advisor model. ASME 6th International Conference on Energy Sustainability & 10th Fuel Cell Science, Engineering and Technology Conference, pp. 459-468. San Diego, USA.

STUDY OF CONCENTRATED SOLAR ENERGY INTEGRATION ON A COMBINED CYCLE

Abstract. *This work presents a study of concentrated solar power insertion in the Brazilian energy matrix, through integration of the solar energy with Luís Carlos Prestes Thermoelectric Power Plant (UTE-LCP) in Três Lagoas city. The current situation of the Brazilian electricity sector, which has presented strong growth of thermoelectric dispatch in recent years and the consequent increase in the cost of electricity generation, justifies the development of alternative energy sources. The purpose of this study is to present a model of electricity generation through thermal solar source compatible to technological and economic realities of the energy market. The study is based on evaluation of the linear Fresnel reflector with direct steam generation, because this configuration has investment, operation and maintenance attractive costs. The performance of the solar field is simulated in the System Advisor Model software (SAM) of the National Renewable Energy Laboratory (NREL). The predict performance is used with UTE-LCP operational database to estimate the additional electricity generation. Finally, the financial analysis is carried out through economic engineering tools, which identifies a Levelized Cost of Electricity (LCOE) of the 139.24 USD MW⁻¹h⁻¹ at least. This LCOE is 42.7% less than cost estimates for Concentrating Solar Power plants. Sensitivity analysis indicates that the cost of capital has critical impact on the LCOE, which was attributed to the character of high dependence on Concentrating Solar Power (CSP) capital resources.*

Keywords: *concentrating solar power, integrated solar combined cycle, linear Fresnel reflector.*