

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA COMPARATIVA DAS TECNOLOGIAS DE CONCENTRAÇÃO HELIOTÉRMICA EM LOCALIDADES BRASILEIRAS

Velasquez R.M.G.*, Martins J.H.S.** **, Milani R.*, Pozzatti L.F.***, Meyer B.T.***

* Facto Energy, Rua Haddock Lobo 369, Rio de Janeiro, 20260-141, (RJ) Brasil,
roberto.velasquez@factoenergy.com, joao.martins@factoenergy.com, rodrigo.milani@factoenergy.com

** LEPTEN – Laboratório de Engenharia de Processos de Conversão e Tecnologia de Energia,
Departamento de Engenharia Mecânica, UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina,
Rua Eng. Agrônomo Andrei Cristian Ferreira, Florianópolis, 88040-900, (SC) Brasil

*** CGT Eletrosul, Rua Dep. Antônio Edu Vieira 999, Florianópolis, 888040-901, (SC) Brasil,
luis.pozzatti@cgetelectrosul.gov.br, bmeyer@cgetelectrosul.gov.br

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2032>

RESUMO

A avaliação da viabilidade econômica de novos empreendimentos é uma etapa indispensável no planejamento e na discussão de políticas energéticas. Diante disso, este estudo aborda uma análise técnico-econômica das principais tecnologias utilizadas em projetos CSP por meio de simulações computacionais de plantas em 20 localidades brasileiras. As usinas são modeladas em dois cenários de potência instalada (50 e 125 MW_e) e capacidade do sistema de armazenamento de energia térmica (7 e 12 horas). Os parâmetros utilizados na comparação entre os diferentes cenários, localidades e tecnologias são LCOE, geração de eletricidade, área do campo solar, Múltiplo Solar, CAPEX e OPEX nivelado. De maneira geral, esses parâmetros sugerem que a tecnologia de torre apresenta vantagens para maiores escalas de operação, enquanto a de cilindro é mais indicada para plantas de menor capacidade. Por possuir os mais baixos valores de CAPEX para plantas de pequeno porte, a alternativa de Fresnel é atrativa na inserção de projetos piloto em países com desenvolvimento incipiente da tecnologia CSP, situação na qual se enquadra o Brasil.

PALAVRAS-CHAVE: Energia heliotérmica, Análise técnico-econômica, Custo nivelado de energia

ABSTRACT

Assessing the economic viability of new ventures is an essential activity in energy planning and energy policy discussion. In this context, this paper approaches a technical economic analysis of the main CSP technologies used worldwide through numerical simulations in 20 Brazilian sites using the software System Advisor Model. Power plants were designed in two scenarios of capacity and TES capacity: the first with 50 MW_e capacity and 7 hours of equivalent storage, and the second with 125 MW_e and 12 hours of storage. The parameters used in the comparison between the different scenarios, locations and technologies were LCOE, annual electricity output, solar field area, Solar Multiple, CAPEX and levelized OPEX, which broadly suggested Power Tower has greater competitive advantages for a larger scale operation, while Parabolic Trough Collectors are more suitable for plants with lower installed capacity. Because it has the lowest Capital Costs up to a given solar field area, Fresnel alternative is attractive in the insertion of small scale CSP power plants in countries with undeveloped CSP technology, e.g. Brazil.

KEYWORDS: Concentrated Solar Power, Technical economic analysis, Levelized Cost of Energy

INTRODUÇÃO

Atualmente, no Brasil, estão sendo desenvolvidos projetos de pesquisa e desenvolvimento no segmento de energia heliotérmica (em inglês, *Concentrated Solar Power – CSP*). Em iniciativas desse tipo, previamente às etapas de projeto básico e execução, é necessário avaliar a viabilidade técnica e econômica da exploração dos recursos energéticos (Liu et al., 2018). A viabilidade econômica pode ser verificada quantitativamente a partir de uma série de indicadores, dentre eles: *payback*, taxa interna de retorno (TIR), Valor Presente Líquido (VPL) e, o mais amplamente utilizado, custo nivelado de energia (*Levelized Cost of Energy – LCOE*) (Tao e Finenko, 2016). Além de ser o principal parâmetro, o LCOE também é o mais difundido na comparação de tecnologias de geração de eletricidade, sendo considerado por diversas agências e órgãos reguladores, como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2018), a US Energy Information Administration (EIA, 2019) e a International Renewable Energy Agency (IRENA, 2019).

Um exemplo de sua utilização é o estudo de Astariz, Vazquez e Iglesias (2015), que tratou sobre as diferentes possibilidades de aproveitamento energético no ambiente marinho e utilizou o LCOE para realizar uma análise econômica de empreendimentos de energia eólica *offshore*, maremotriz e ondomotriz. Um trabalho semelhante foi conduzido por Ouyang e Lin (2014), que estimou o LCOE para uma série de fontes renováveis em diversas localidades da China, a fim de definir as políticas governamentais necessárias para aumentar sua competitividade frente aos combustíveis fósseis. Por sua vez, Liu et al. (2018) utilizaram uma abordagem multicritério, englobando LCOE, TIR, geração de energia e emissões de gases de efeito estufa para realizar uma análise técnico-econômica das alternativas renováveis de geração em uma província chinesa.

No presente trabalho, desenvolvido no escopo do projeto de pesquisa e desenvolvimento intitulado “Desenvolvimento e Implantação de planta termossolar de 0,25 MW_e” da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e da CGT Eletrosul, foi conduzida uma análise das diferentes tecnologias CSP, com o intuito de comparar seu desempenho técnico e econômico em diferentes escalas de operação e condições meteorológicas, representadas por diferentes localidades brasileiras.

METODOLOGIA

Para realizar a análise comparativa entre as tecnologias de geração heliotérmica, avaliou-se as mais amplamente utilizadas a nível mundial: coletores cilindro-parabólico (*Parabolic Trough Collectors – PTC*), torre solar (*Solar Power Tower – SPT*) e linear Fresnel (*Linear Fresnel Reflectors – LFR*). A alternativa de disco solar não está presente neste estudo, uma vez que não há plantas de grande porte em operação ou mesmo em fase de planejamento ou construção (NREL, 2018). O software System Advisor Model (NREL, 2017) foi aplicado na modelagem das plantas, considerando distintos cenários de potência instalada e de armazenamento de energia térmica em 20 localidades brasileiras presentes no banco de dados do SAM, com o propósito de analisar o comportamento das alternativas CSP em diferentes regiões, que representam diferentes faixas de irradiância direta normal (*Direct Normal Irradiance – DNI*). Os locais analisados podem ser observados na Figura 1.

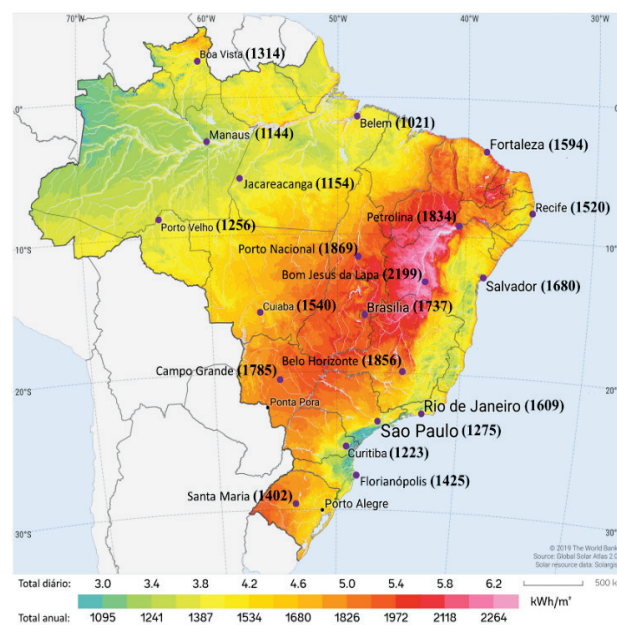


Figura 1. Irradiância direta normal no território brasileiro, em kWh/m².ano⁻¹, com destaque para as 20 localidades analisadas. Adaptado de Solargis (2017)

Determinação de cenários e parâmetros técnicos

No banco de dados do National Renewable Energy Laboratory (NREL, 2018), foram extraídas informações a respeito das usinas em construção e desenvolvimento de cada tecnologia CSP. Com isso, dois cenários foram traçados: o primeiro deles, de 50 MW_e e 7 horas, representa a tendência para as plantas em construção (10) e desenvolvimento (8) de PTC; já o segundo cenário, de 125 MW_e e 12 horas, representa a tendência para as plantas em construção (9) e desenvolvimento (10) de SPT. Um terceiro cenário ainda foi delineado para caracterizar as plantas em construção (3) e desenvolvimento (5) de LFR, com 50 MW_e e 14 horas, entretanto não foi considerado por se assemelhar aos anteriores. Os demais parâmetros aplicados na modelagem das plantas podem ser encontrados na Tabela 1.

Tabela 1. Parâmetros técnicos utilizados na modelagem das plantas

SUBSISTEMA	PARÂMETRO	CENÁRIO 1	CENÁRIO 2
Campo solar	Múltiplo Solar	Otimizado via análise paramétrica	
	DNI de projeto	Função da localidade	
	Coletores por loop	8	
Cilindro – PTC	Número de loops	Depende da localidade	
	Fluido de trabalho	Therminol VP-1	
	Modelo do coletor	Skyfuel SkyTrought	
	Modelo do receptor	Schott PTR80	
Torre – SPT	Altura da torre	Otimizada para a localidade no SAM	
	Altura e diâmetro do receptor	Otimizada para a localidade no SAM	
	Fluido de trabalho	Solar salt (60% NaNO ₃ , 40% KNO ₃)	
	Modelo do coletor	Heliostatos (12,2 m x 12,2 m)	
Fresnel – LFR	Modelo do receptor	Receptor externo	
	Fluido de trabalho	Therminol VP-1	
	Área do coletor	470 m ²	
	Comprimento do coletor	44,8 m	
TES	Tipo de sistema	Duplo tanque indireto; Solar salt	
	Capacidade de armazenamento	7 horas	12 horas
Bloco de potência	Potência instalada	50 MW _e	125 MW _e

Irradiância de projeto

Sendo o Múltiplo Solar (MS) a relação entre a área do campo solar e a área requerida para operar o ciclo de potência em condições nominais (Cardemil e Colle, 2010), a DNI de projeto é a potência incidente no campo solar capaz de acionar o bloco de potência com capacidade nominal, para um MS igual a 1 (NREL, 2017). Dentre os diferentes métodos existentes para a definição da DNI de projeto, é comum a escolha da DNI média para uma dada localidade. Caso tal valor seja adotado, sempre que a DNI a superar, haverá desperdício de energia. Em contrapartida, na hipótese de adoção da máxima DNI anual como valor de projeto, há uma significativa ampliação do campo solar, o que implica em maiores CAPEX e LCOE, além de tornar o campo solar subaproveitado na maior parte do ano (IEA, 2014). A metodologia empregada por estudos como o de Malagueta et al. (2013) utiliza a média das máximas DNIs diárias como valor de projeto. Assim, evita-se desperdício de energia e superdimensionamento do campo solar. Desta forma, esse critério também foi adotado neste estudo.

Determinação de custos e parâmetros econômicos

Custo nivelado de energia. Conforme Pawel (2014), o LCOE pode ser interpretado como o preço médio de comercialização da energia elétrica ao longo do ciclo de vida do empreendimento que implica em um VPL nulo. Ele pode ser calculado pela Eq. (1) na qual I_t são os custos de investimento da planta, M_t os custos de operação e manutenção (*Operational Expenditure* – OPEX), F_t as despesas com combustíveis, E_t a eletricidade gerada, r a taxa de desconto e n a vida útil do sistema (NREL, 1995).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

O LCOE permite que tecnologias de geração de eletricidade sejam comparadas em circunstâncias com diferentes períodos de investimento, tempos de análise e escalas de operação, ou com uma combinação desses fatores (NREL, 1995). Além disso, variações do LCOE entre tecnologias podem ser utilizadas como métrica de ganho competitividade e, usualmente, refletem fatores como desenvolvimento tecnológico, ganhos de escala e queda nos custos de fabricação e/ou operação (IRENA, 2019). Na Figura 2 são exibidos os LCOEs de empreendimentos de energia heliotérmica comissionados nos últimos anos. É possível notar que, desde 2014, nenhum projeto foi

concebido sem (*Thermal Energy Storage – TES*), bem como houve uma redução no LCOE, ocasionada por um aumento nos fatores de capacidade e na queda dos custos envolvidos (IRENA, 2019). Vale destacar que o LCOE não captura todos os benefícios e custos que podem advir da operação das tecnologias integradas a um sistema elétrico, que geralmente – e principalmente no caso brasileiro – é composto por tecnologias de geração com distintas características operativas e um extenso e complexo sistema de transmissão (EPE, 2018). Portanto, apesar de sua aplicabilidade em estudos e discussões de política energética, o LCOE não pode ser usado como critério de decisão para o planejamento da expansão de um sistema elétrico (EPE, 2018).

De fato, com a perspectiva de maior penetração de fontes renováveis intermitentes, como solar fotovoltaica e eólica, há uma crescente preocupação com o desenvolvimento de ferramentas mais sofisticadas de comparação, capazes de ponderar as especificidades de cada tecnologia (EPE, 2018). Em vista disso, para complementar a análise do LCOE, este estudo também contemplou outros parâmetros, como geração de energia, a área de campo solar e o MS, além dos custos de capital (*Capital Expenditure – CAPEX*) e de operação e manutenção (O&M).

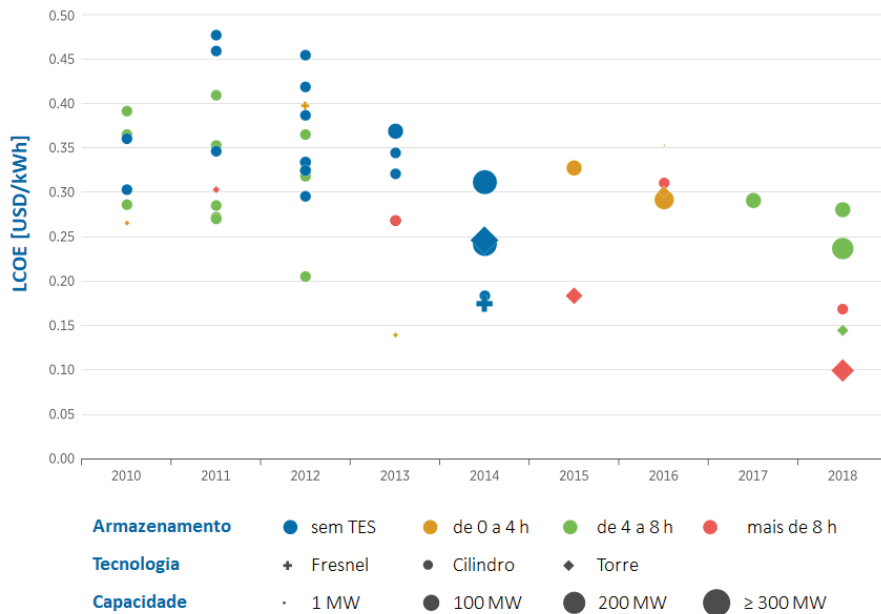


Tabela 2. Parâmetros econômicos utilizados nas simulações. Baseado em Schaeffer et al. (2012); Malagueta et al. (2013); Milani (2014); Soria et al. (2015); Milani, Szklo e Hoffmann (2017); EPE (2018)

PARÂMETRO	VALOR	UNIDADE / OBSERVAÇÃO
Período de análise	25	anos
Prazo de amortização	16	anos
Tempo de construção	5	anos
Imposto estadual	0%	a.a.
Imposto federal	34,0%	a.a.
Taxa de juros	7,4%	a.a.
Taxa real de desconto	8,0%	a.a.
Taxa interna de retorno	12,0%	a.a.
Fração de dívida de empréstimo	70,0%	-
Taxa de venda	5,0%	do custo total instalado
Seguro	0,5%	do custo total instalado

Tabela 3. Custos utilizados nas simulações. Baseado em NREL (2017)

PARÂMETRO	CILINDRO – PTC	TORRE – SPT	FRESNEL – LFR	UNIDADE
Melhorias no terreno	25	16	20	USD/m ²
Campo solar	150	150	150	USD/m ²
Sistemas de HTF	60	-	47	USD/m ²
Sistema de armazenamento	65	24	32	USD/kW _{th}
Bloco de potência	1150	1100	1100	USD/kW _e
Balanço da planta	120	340	340	USD/kW _e
Contingência	7	7	7	%
Custo fixo de O&M	66	66	66	USD/kWh
Custo variável de O&M	4	3,5	4	USD/kWano

RESULTADOS

Nesta seção são apresentados os resultados das análises computacionais, realizadas nas plantas CSP com os valores de MS otimizados por meio de análises paramétricas. Os principais resultados podem ser observados na Figura 26, na qual cada linha indica o resultado de uma determinada tecnologia, para um dos cenários de capacidade instalada e capacidade do TES definidos. As localidades estão classificadas pela DNI de projeto, em ordem decrescente.

Custo nivelado de energia

Os LCOEs obtidos para as três tecnologias CSP nas simulações são apresentados na Figura 3-a. Tais resultados indicam uma correlação inversa entre a DNI local e o LCOE. Vale notar que a tecnologia de SPT possui a menor variabilidade do LCOE em função da DNI, seguida por PTC e LFR: no cenário 1, SPT, PTC e LFR apresentaram desvio padrão do LCOE de 3,2; 4,2; e 6,1, respectivamente; no cenário 2, os desvios foram de 2,9; 3,6 e 5,9.

Os menores LCOEs foram encontrados para SPT no cenário 2. Esse resultado se justifica pelo seu menor custo de investimento por potência instalada em relação às demais alternativas, como será abordado adiante.

Na Figura 26-a também é possível notar que o LCOE do cenário 2 foi inferior ao do cenário 1 para todas as tecnologias e localizações, o que está de acordo com IPCC (2011) e IEA (2014), que apontam que a energia solar concentrada se beneficia economicamente do aumento de escala. Além disso, para maiores DNIs, a tecnologia de SPT tende a se favorecer da maior capacidade das plantas, pois apresenta a maior razão entre os LCOEs dos cenários 1 e 2 na maior parte dos locais abordados no estudo. Para faixas de DNI intermediárias, entre 600 e 660 W/m².ano⁻¹, SPT ainda se mostra mais vantajosa no grande porte, quando comparada às demais alternativas: em cinco das sete localidades nessa faixa de DNI, a relação entre o LCOE do cenário 1 e LCOE do cenário 2 foi maior para SPT. A tecnologia de PTC apresenta uma redução mais acentuada de seu LCOE no cenário 2 para DNIs menores que 600 W/m².ano⁻¹, tendendo a apresentar uma razão entre os custos nivelados dos cenários 1 e 2 mais elevada. Por fim, devido principalmente aos seus baixos fator de concentração e eficiência de conversão, LFR apresenta a menor redução percentual em seu LCOE do cenário 1 para o cenário 2.

Geração anual de energia

A geração de energia é diretamente proporcional à DNI local, como pode-se observar na Figura 3-b. No entanto, algumas localidades com uma DNI de projeto inferior a outras proporcionam maior geração de eletricidade, o que

pode ser justificado pelas limitações da metodologia. Também é interessante ressaltar que no cenário 1, em algumas localidades, a tecnologia de PTC apresentou maior geração que SPT; no entanto, o inverso ocorreu no cenário 2 em todos os locais estudados. Tal resultado corrobora a análise feita para o LCOE, que mostra que a SPT é tecnologia mais adequada para plantas de maior escala, enquanto compete com PTC para o cenário 1, de menor escala. Uma vez que SPT possui foco pontual, enquanto o foco das demais tecnologias é linear, é possível operar em maiores temperaturas, com uma menor área de transferência de calor é inferior, o que contribui para aumento do rendimento térmico. Para um campo solar maior, como ocorre no cenário 2, SPT é capaz de entregar mais energia para o bloco de potência, gerando mais eletricidade.

Para todas as localidades simuladas, em ambos os cenários, a tecnologia de LFR apresentou a menor geração de energia e o maior incremento percentual na geração no segundo cenário 2 em relação ao número 1. Isso ocorre porque o MS de LFR sofreu aumento superior em relação às demais alternativas, devido à sua menor eficiência, o que exige maiores campos solares, de forma a absorver calor suficiente para um TES de 12 horas. A avaliação é de que essa tecnologia não é a mais adequada para plantas com grandes sistemas de armazenamento. Como visto anteriormente, o LCOE de LFR foi o menos sensível ao aumento da escala da planta, o que é um reflexo dos elevados custos da ampliação de seu campo solar.

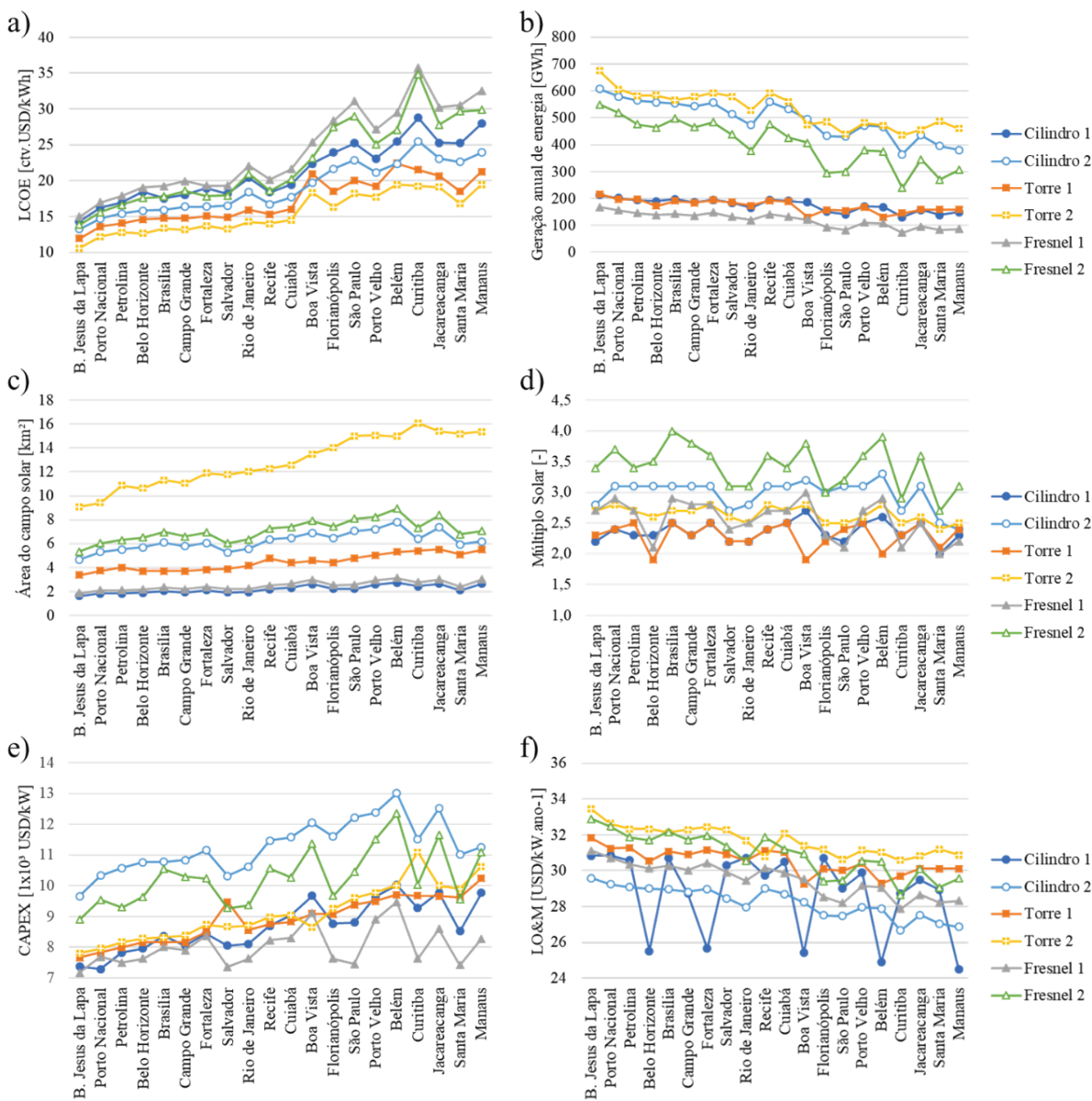


Figura 3. Resultados das simulações para os cenários 1 e 2 para: a) Custo nivelado de energia; b) Geração anual de energia; c) Área do campo solar; d) Múltiplo Solar; e) Custo de capital; f) Custo nivelado de O&M

Área do campo solar

Ao analisarmos cada cenário separadamente, a tecnologia de SPT possui o maior campo solar, seguida por LFR e PTC, como mostra a Figura 3-c. Devido principalmente ao espaçamento entre os heliostatos, a área de campo solar de plantas de SPT é da ordem de cinco vezes superior à sua área de reflexão (NREL, 2017). Para PTC ocorre efeito oposto, a área de campo solar tende a ser menor que sua área de reflexão, por conta da curvatura dos espelhos. Já nas plantas de LFR não há espaçamentos significativos no campo solar. A área superior à de PTC se deve ao seu menor fator de concentração, que requer uma maior superfície para ao aquecimento do fluido de trabalho.

Na Figura 26-c, caso se divida a área de campo SPT por cinco (para que se obtenha a área de reflexão), são obtidos valores inferiores aos das demais tecnologias em todas as localidades. Além disso, fica claro que a área de campo solar no segundo cenário é sempre maior a do primeiro, para todas as localidades e tecnologias, para acompanhar o incremento de capacidade e armazenamento da usina.

Múltiplo Solar

A Figura 3-d mostra que LFR apresenta o maior MS para todas as localidades em ambos os cenários. Além disso, é possível perceber que LFR é a alternativa que sofre a maior influência da localidade (ou DNI). Tais resultados decorrem de sua menor eficiência, conforme já indicado, o que provoca uma variação brusca na dimensão de seu campo solar na comparação entre cenários, a fim de suprir a demanda térmica do bloco de potência e do TES. Por fim, pode-se observar que em todos os casos simulados, o MS sofre aumento no cenário 2, em decorrência principalmente do aumento da capacidade de armazenamento de 7 para 12 horas.

Custo de capital

No cenário 1, de menor escala, a tecnologia de LFR apresentou o menor CAPEX em todas as localidades, seguida por de SPT e PTC, como mostra a Figura 3-e. É interessante comparar esse resultado com o do LCOE, pois pode-se supor que a alternativa com o menor CAPEX também apresente o menor LCOE. Entretanto, não é isso que ocorre no cenário 1, já que LFR apresenta a menor geração de energia. Uma vez que o cálculo do LCOE leva em consideração a energia gerada, conforme Eq. (1), a alternativa LFR possui um maior LCOE mesmo apresentado o menor CAPEX. Já no segundo cenário, de maior escala, SPT apresenta o menor CAPEX, seguida por LFR e PTC.

Analisando somente os custos de capital por área do empreendimento, é possível inferir erroneamente que SPT é a tecnologia que apresenta os menores custos nos dois cenários. Os custos da torre e do receptor possuem valores absolutos e não por unidade de área. Já para as outras tecnologias, esses custos estão incluídos nos custos por área, uma vez que o foco é linear (Günther; Joemann; Csmbor, 2011). Isso justifica o menor CAPEX de SPT em relação à alternativa de LFR para plantas de maior porte, já que os valores da primeira aumentam à taxa de 166 USD/m², enquanto os da segunda crescem à taxa de 235 USD/m² (vide Tabela 3). Com isso, para campos solares de maior dimensão, o CAPEX de LFR supera o de SPT. Assim, a tecnologia de LFR pode ser vista como uma boa opção para introdução da energia heliotérmica em países sem o desenvolvimento da tecnologia CSP. Onde a energia heliotérmica é pouco desenvolvida, dificilmente seu LCOE será competitivo com fontes de energia já consolidadas. Logo, se torna interessante investir inicialmente em uma alternativa de baixo CAPEX, a fim de difundir-la com baixos investimentos.

Custo nivelado de operação e manutenção

Na Figura 3-f é possível perceber que o LO&M é menor para o cenário 2, o que se deve à maior capacidade e maior geração de energia nas plantas no segundo cenário, uma vez que o LO&M é dado em USD/kW.ano⁻¹. Também é interessante notar que a tecnologia de SPT apresentou o menor LO&M, seguida por PTC e LFR, pois plantas que geram mais eletricidade devem apresentar os menores custos de O&M.

COMENTÁRIOS FINAIS

Este estudo contém uma série de comparações entre indicadores resultantes de simulações de centrais CSP em localizações em todas as regiões do Brasil, realizadas em dois cenários de potência instalada e horas de armazenamento. A determinação de cenários baseou-se nas tendências para plantas de PTC e de SPT em construção e desenvolvimento no mundo, que indicam uma potência de 50 MW_e e 7 horas de armazenamento para o primeiro e 125 MW_e e 12 horas para o segundo. Por ser a principal métrica empregada em comparações dessa natureza, o LCOE foi avaliado, entretanto, devido às suas limitações, também se considerou o MS, a geração de energia, a área do campo solar, os custos de capital e de O&M.

Com os resultados obtidos, conclui que os menores LCOEs são provenientes dos sítios com as maiores DNIs – Bom Jesus da Lapa (BA) e Porto Nacional (TO). A tecnologia de SPT apresenta os menores LCOEs para ambos os cenários, seguida por PTC e LFR. Além disso, verifica-se que SPT é a alternativa que mais se beneficia com o aumento de escala das centrais heliotérmicas em localidades com níveis intermediários e elevados de DNI, enquanto

PTC tem um maior ganho de escala nas localidades com baixas DNIs. Em detrimento de seu menor fator de concentração e baixa eficiência, a tecnologia de LFR tem a menor variação no LCOE na comparação entre cenários, o que indica que essa não é alternativa mais apropriada para empreendimentos de grande porte.

No que tange à geração anual de energia, nota-se que PTC tem o melhor desempenho no cenário 1, com potência mais baixa e menos horas de armazenamento, enquanto a SPT possui maior geração no cenário 2. A alternativa de LFR apresenta o pior desempenho em ambos os cenários. Em relação ao campo solar, SPT apresenta a maior área, em virtude de suas características construtivas, que exigem grandes espaçamentos entre heliostatos. No caso do MS, a tecnologia LFR registra o maior valor, uma vez que necessita de uma área superior de campo solar para suprir a demanda térmica do TES e do bloco de potência com uma menor eficiência.

Por fim, SPT obteve o menor CAPEX, seguida por PTC e LFR. Contudo, é verificado que para campos solares de pequenas dimensões, o CAPEX de LFR é inferior ao de SPT, o que torna essa tecnologia atrativa em empreendimentos de pequeno porte, especialmente em países com desenvolvimento incipiente da energia heliotérmica, como é o caso do Brasil.

AGRADECIMIENTOS

Os autores reconhecem o apoio da ANEEL e da CGT Eletrosul que, por meio de projetos de P&D, têm promovido estudos técnicos e acadêmicos, bem como a implementação da energia solar concentrada no Brasil.

REFERÊNCIAS

Astariz S., Vazquez A., Iglesias G. (2015). *Evaluation and comparison of the levelized cost of tidal, wave, and offshore wind energy*. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, v.7, n.5, 1-13.

Cardemil J.M., Colle S. (2010). A base de dados SWERA como suporte para análises técnico-econômicas de plantas termo-solares. *Proceedings of Congresso Brasileiro de Energia Solar*, 21-24 September, Belém, Brazil.

EIA. (2019). *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2019*. Retrieved from https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf

EPE. (2018). *Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica: no horizonte 2050*. Retrieved from <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-456/NT%20PR%20007-2018%20Premissas%20e%20Custos%20Oferta%20de%20Energia%20El%C3%A9trica.pdf>.

Günther M., Joemann M., Csambor S. (2011). Linear Fresnel Technology. *In Advanced CSP Teaching Materials*. 1 ed. Kassel.

IEA. (2014). *Technology Roadmap Solar Thermal Electricity. 2014*. Retrieved from https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarThermalElectricity_2014edition.pdf.

IPCC. (2011). *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: Direct Solar Energy*. 2011. Retrieved from https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/SRREN_Full_Report-1.pdf. Acesso em: 23 nov. 2019

IRENA. *Renewable Power Generation Costs in 2018*. 2019. Retrieved from https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf

Liu, G. et al. (2018). General indicator for techno-economic assessment of renewable energy resources. *Energy Conversion and Management*. v.156, 416–426.

Malagueta D. et al. (2013). Assessing incentive policies for integrating centralized solar power generation in the Brazilian electric power system. *Energy Policy*. v.59, 198-212.

Milani R. (2014). *Geração Heliotérmica: Avaliação do impacto da utilização de novos fluidos no custo da energia gerada* (Undergraduate thesis, Federal University of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brazil). Retrieved from <http://www.monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopolii10010098.pdf>

Milani R., Szklo A., Hoffmann B.S. (2017). Hybridization of concentrated solar power with biomass gasification in Brazil's semi-arid region. *Energy Conversion and Management*. v.143, 522-537.

National Renewable Energy Laboratory – NREL. (2018). *Concentrating Solar Power Projects*. Retrieved from <https://solarpaces.nrel.gov>.

NREL. (1995). *A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*. 1995. Retrieved from <https://www.nrel.gov/docs/legosti/old/5173.pdf>.

NREL. (2017) *System Advisor Model*. Version 2017.9.5.

Ouyang X., Lin B. (2014). Levelized cost of electricity (LCOE) of renewable energies and required subsidies in China. *Energy Policy*. v.70, 64-73.

Pawel I. (2014). The Cost of Storage – How to Calculate the Levelized Cost of Stored Energy (LCOE) and Applications to Renewable Energy Generation. *Energy Procedia*. v.46, 68-77.

Schaeffer R. et al. (2012). Energy sector vulnerability to climate change: A review. *Energy*. v.38, n.1, 1-12.

Solargis. *Solar resource maps of Brazil*. (2017). Retrieved from <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/brazil>.

Soria R. et al. (2015). Hybrid concentrated solar power (CSP)–biomass plants in a semiarid region: A strategy for CSP deployment in Brazil. *Energy Policy*. v.86, 57-72.

Tao J.Y., Finenko A. (2016). Moving beyond LCOE: impact of various financing methods on PV profitability for SIDS. *Energy Policy*. v.98, 749-758.