

ANÁLISE LCOE DE UM SISTEMA SIMULADO DE TORRE SOLAR NO MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO

Victor Lennin Porto Amorim – lennin.amorim@gmail.com

Raphael Vieira Pereira - raphaelvieirapereira@gmail.com

Diego Cunha Malagueta - diegom@ppe.ufjf.br

Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto Politécnico do Centro Multidisciplinar de Macaé

Resumo. *Tendo em vista o cenário climático mundial e seus quadros de evidentes e abruptas mudanças, um caminho a se considerar é o da busca pela redução de emissão de gases de efeito estufa nas matrizes elétricas mundiais. O Brasil, apesar de possuir uma matriz rica em renováveis, com sua base hídrica e boa complementação de eólica e biomassa, vem expandindo neste século sua produção com termelétricas majoritariamente a gás natural, mas também com renovação do uso de carvão mineral em Santa Catarina. Com uma expansão do uso de energia solar através de painéis fotovoltaicos em curso, mas com poucas perspectivas para a heliotermia, este artigo tem o objetivo de comparar os custos de uma usina solar concentradora com usinas termelétricas no país. Utilizando como base o System Advisor Model (SAM), foi simulada uma planta do tipo Torre Solar localizada na cidade brasileira de Petrolina, no estado de Pernambuco. Diversos parâmetros foram levados em consideração para propor a instalação da usina como: condições locais de irradiação direta, condições climáticas e uma melhor infraestrutura. O estudo constatou que a usina de Petrolina tem um LCOE (Custo Nivelado de Energia) nominal de 149,9 US\$/MWh comparado ao LCOE médio de termelétricas de 68,39 US\$/MWh. Entretanto, a capacidade de armazenamento térmico não é precificada hoje pelo arcabouço regulatório do setor; e mudanças de políticas públicas podem fomentar a competitividade da heliotermia. O desenvolvimento de pesquisas em armazenamento de energia e em relação à produção dos elementos que compõem o equipamento são exemplos de ganhos além de valores monetários diretos.*

Keywords: heliotermia; torre solar, usinas elétricas.

1. INTRODUÇÃO

A ameaça das mudanças climáticas tornou-se cada vez mais evidente nas últimas décadas, e o setor elétrico está na vanguarda da transição para uma economia mais neutra em carbono. Combustíveis fósseis, como carvão, gás natural e petróleo, e outras fontes de energia emissoras de carbono provaram ser um dos principais contribuintes para a crescente ameaça de gases de efeito estufa, tornando-se assim uma solução desatualizada para as necessidades energéticas (Lowry, 2017).

Fontes renováveis de energia, como solar fotovoltaica, hidrelétrica e eólica, têm visto uma tendência recente de adoção generalizada como a principal solução para o esforço de transição em todo o mundo. Os painéis solares fotovoltaicos tiveram um declínio dramático no preço e, portanto, estão sendo amplamente adotados tanto em geração distribuída, quanto centralizada (Lowry, 2017).

No entanto, a energia solar fotovoltaica tem um problema bem conhecido com sua crescente penetração em um sistema elétrico. Como os painéis não têm opção de armazenamento de energia econômica e ambientalmente adequada, o consumo da energia produzida tem que ser imediato; somado à dissonância entre a curva de demanda de energia elétrica e o pico de geração de energia fotovoltaica, cria-se uma crise energética de subprodução (ou nenhuma produção) nos horários de alta demanda e superprodução nos horários de baixa demanda sem possibilidade de armazenar a energia extra (Karimi *et al.*, 2016).

A Energia Solar Concentrada, ou CSP, é outro tipo de fonte de energia solar que se apresenta como uma possível solução para esse mesmo problema. Em vez de contar com o efeito fotovoltaico para gerar energia, usa refletores para concentrar a energia solar em um ponto focal, aquecendo um fluido. Esse fluido e sua energia térmica podem ser armazenados com relativa facilidade em comparação ao armazenamento elétrico em baterias, e geralmente são liberados em um ciclo Rankine durante horas de alta demanda e baixa disponibilidade de Sol (Kalogirou, 2009). Este artigo busca explorar a viabilidade econômica da introdução de um CSP comercial no cenário elétrico brasileiro, não apenas como meio de produção de energia, mas também de armazenamento de energia.

1.1 Referencial teórico

No CSP, uma série de espelhos refletivos foca a irradiação direta do Sol (DNI) no tubo absorvedor, contendo um fluido de transferência de calor (HTF) que por sua vez transfere sua energia térmica para a água através de um conjunto de trocadores de calor, produzindo vapor de água aquecido. Um ciclo Rankine é usado para converter este vapor em energia elétrica (sendo o disco-stirling uma das exceções). Além disso, uma fração da energia térmica do Sol é armazenada no mesmo ou em outro HTF (geralmente sais fundidos) especificamente projetado para armazenamento (Kalogirou, 2009).

A tecnologia CSP também tem suas variações, compostas por quatro variações principais: a Calha Parabólica, a Torre Solar, o Fresnel Linear e o Disco-Stirling. Por sua vez, também se dividem em duas categorias: sistemas focados em linha (Calha Solar e Fresnel Linear) e sistemas focados em pontos (Torre Solar e Disco-Stirling) (Kalogirou, 2009).

Critérios quantitativos e qualitativos foram levados em consideração na escolha de qual tecnologia modelar neste estudo. As variáveis quantitativas são apresentadas na Tab. 1.

Tabela 1 - Variáveis quantitativas comparativas entre tecnologias CSP, adaptado de IRENA (2012).

| TECNOLOGIA | CAPACIDADE TÍPICA (MW) | EFICIÊNCIA ANUAL (%) |
|------------------|------------------------|----------------------|
| Calha Parabólica | 10-300 | 11-16 |
| Torre Solar | 10-200 | 7-20 |
| Fresnel Linear | 10-200 | 13 |
| Disco-Stirling | 0.01-0.025 | 12-25 |

O Calha Parabólica é a tecnologia mais difundida no mundo, cerca de 5.34 GW segundo a NREL(2021). Esse número conta com projetos em operação (4.698 GW) e construção (650 MW). Entretanto, a que mais cresce no mundo é a Torre Solar, que já atinge a potência de 1.65 GW. Além disso, vários estudos já modelaram Calha Parabólica para o Brasil (Soria *et al.*, 2017, Malagueta *et al.*, 2014, Fitcher *et al.*, 2017.), bem como existem plantas de P&D de Fresnel Linear e Calha Solar (Scalco *et al.*, 2021), assim, este trabalho se propõe a analisar uma Torre Solar em Petrolina.

A tecnologia de Torre Solar usa um campo de espelhos de rastreamento solar (heliostatos), que individualmente têm centenas de metros quadrados de área. Este campo (heliostático) concentra a radiação na parte superior de uma torre solar. Também é mais eficiente, pois seu sistema de armazenamento elimina a necessidade de óleo de transferência de calor. Esse tipo de sistema tem sido amplamente considerado promissor e, apesar de ainda possuir menor potência instalada que as calhas, é que tem sido mais instalada e é a maioria dos projetos em construção ou em planejamento de acordo com a NREL (2021).

2. METODOLOGIA

O estudo parte de parametrizações no SAM (System Advisor Model) em busca da minimização do custo nivelado para um local específico. Os resultados obtidos são comparados com projetos de termelétricas que venceram leilões nacionais, usando os lances como um valor aproximado para essas usinas. Embora existam atualmente usinas CSP de pesquisa e desenvolvimento e um sistema de Calha Parabólica de 0,5 MW em operação (Teixeira, 2022) e a planta de Petrolina, o Brasil não possui usinas CSP comerciais em serviço ativo ou em construção, em escala comparável às termelétricas comerciais (Fernández *et al.*, 2019). Consequentemente, uma simulação foi escolhida como o modelo primário para comparação.

2.1 Escolha de local

Os fatores de capacidade de usinas termelétricas são pouco dependentes da localidade onde operam, e seus custos dependem do valor do combustível e não da localidade. Enquanto as plantas CSP têm seu desempenho altamente dependente da localização, principalmente do clima. Ao contrário dos painéis fotovoltaicos, as usinas CSP têm sua produção de energia bastante diminuída (ao ponto de não funcionarem) em radiação difusa. Em outras palavras, a tecnologia é severamente afetada por clima nublado ou outras condições semelhantes, funcionando apenas em irradiação direta (Kalogirou, 2009).

Como tal, locais adequados para painéis ou usinas fotovoltaicas não se traduzem necessariamente em um local adequado para uma usina CSP, mesmo que as duas tecnologias usem a radiação do Sol para gerar eletricidade, conforme potencial para CSP no Brasil estimado por Burgi (2013). Esse fator e a disponibilidade de dados climáticos públicos reduziram os locais a dois, mostrados na Tab. 2.

Tabela 2 - Comparação entre as duas cidades cogitadas, adaptado do IBGE (2021) e Martins *et al.* (2007).

| LOCAL | POPULAÇÃO (ESTIMADA) | ELEVAÇÃO (METROS) | IRRADIAÇÃO DIRETA NORMAL |
|-------|-------------------------|----------------------|-----------------------------|
|-------|-------------------------|----------------------|-----------------------------|

| | | | (kWh/m ² /dia) |
|-------------------|--------|-----|---------------------------|
| Bom Jesus da Lapa | 70151 | 483 | 6,90 |
| Petrolina | 359372 | 379 | 6,67 |

Bom Jesus da Lapa é um município localizado na região sudoeste do estado da Bahia. Tem um Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) de 0,633, situando-se significativamente abaixo da média nacional, e tem uma densidade de 16,8 pessoas por km². Está localizada a 778 km de Salvador e 1454 km de Recife, duas das cidades mais influentes da região nordeste do Brasil. Petrolina está localizada no extremo sudoeste do estado de Pernambuco (diretamente ao norte da Bahia). Possui IDH de 0,719, pouco abaixo da média nacional, e densidade de 76,5 pessoas por km². Fica a 512 km de Salvador e 730 km de Recife. Decidiu-se que Petrolina seria a cidade escolhida para a modelagem da usina, apesar de uma incidência marginalmente menor (0,23 kWh/m²/dia) devido à sua proximidade a um centro urbano e maiores níveis de infraestrutura que possivelmente indicam menores custos adicionais de construção de uma usina.

2.2 Parâmetros comparativos

Foram analisados 165 projetos de usinas termelétricas vencedores de leilões de 2005 a 2019. Todos os valores das usinas foram extraídos da ANEEL (2020), responsável pelos leilões de geração, transmissão e distribuição. Como os leilões de energia, em sua maioria não restringem localidade geográfica, nem a fonte, projetos de todo o Brasil competem entre si, sendo assim, pode-se usar como base o preço dessas térmicas que venceram o leilão como preço competitivo a ser objetivado por um projeto de CSP que queira entrar no mercado brasileiro. Portanto, os valores encontrados foram corrigidos pelo uso dos valores e metodologias disponibilizadas pelo Banco Central do Brasil (2020), usando o índice de preços IGP-M (FGV), conforme Eq. 1 (Lai *et al.*, 2017).

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

Com I_t como os gastos de investimento no ano t , M_t como os gastos de operação e manutenção no ano t , F_t como os gastos com combustível no ano t , E_t como a energia elétrica gerada no ano t , r como a taxa de desconto e n como a vida útil esperada do sistema ou estação de energia. A equação então equivale à soma dos custos ao longo da vida útil da planta dividida pela soma da energia elétrica produzida ao longo de sua vida útil.

Ressalta-se que o valor do LCOE para as usinas termelétricas mencionadas é uma aproximação utilizando o lance final do leilão, pois os valores necessários para o cálculo do LCOE não estão disponíveis publicamente. No entanto, o valor do lance deve ser uma aproximação sólida, pois o sistema de leilão tende a aproximar o valor do lance do LCOE, e quaisquer diferenças não são suficientemente altas para afetar os resultados.

2.3 Metodologia de simulação

Uma metodologia de parametrização para o LCOE foi adaptada de Wagner *et al.* (2021). As principais variáveis que afetam o preço do LCOE identificadas foram a potência bruta do projeto do ciclo, o múltiplo solar, a radiação de projeto e as horas de armazenamento total. Camadas de parametrização foram adotadas devido ao custo computacional e tempo.

A radiação de projeto é definida como o valor de irradiação solar direta (DNI) para o qual os componentes, em especial o campo solar, são dimensionados para operarem. Ou seja, em momentos que a irradiação no local seja igual a de projeto, o campo solar é capaz de produzir exatamente a energia necessária para operar a turbina em sua potência nominal (SAM, 2020).

Assim, foram definidos limites mínimos e máximos dos principais dados de entrada do dimensionamento da planta a serem usados na parametrização: potência nominal, múltiplo solar, DNI de projeto, e horas de armazenamento, conforme a Tab. 3.

Tabela 3 - Variáveis e restrições utilizadas no modelo.

| PARÂMETROS DE PROJETO | LIMITE INFERIOR | LIMITE SUPERIOR |
|---|-----------------|-----------------|
| Potência Nominal (MW) | 50 | 120 |
| Múltiplo Solar | 2.2 | 3.2 |
| Irradiação de Projeto DNI (W/m ²) | 450 | 1200 |
| Horas de armazenamento | 4 | 20 |

As restrições vinculadas foram selecionadas por razões técnicas, incluindo custos de capital e valores de retorno de custo do LCOE decrescente. Para o lote inicial de simulações, o múltiplo solar e as horas de armazenamento foram definidos para 3,0 e 20 horas, respectivamente, a fim de encontrar os menores valores de LCOE para o DNI do ponto de projeto e a potência bruta do projeto do ciclo. Em cada sequência de simulações, a resolução e o alcance dos parâmetros foram reduzidos para encontrar a melhor solução parametrizada, mantendo um intervalo de números de simulações. O segundo lote corrigiu a Potência Bruta do Projeto de Ciclo e o DNI do Ponto de Projeto para encontrar o melhor armazenamento e Múltiplos Solares e, novamente, foi adotado o mesmo procedimento do primeiro lote.

No campo Localização e Recursos os dados foram fornecidos pelo OpenEI SWERA (Solar and Wind Resource Assessment) (Martins *et al.*, 2007) em uma configuração pronta. No campo Projeto de Sistema as características são: Múltiplo Solar, ciclo térmico de temperatura quente, ciclo térmico de temperatura fria, horas de armazenamento e ciclo de eficiência térmica. Além disso, algumas dessas informações são definidas principalmente como a temperatura fria (290°C), a temperatura quente (574°C). Em termos de vida útil e degradação, foi usado o percentual de 0,2% (Zhuang *et al.*, 2019).

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os lances de leilões extraídos da ANEEL variam de 158,99 R\$/MWh a 556,03 R\$/MWh, sendo a média média de 359,97 R\$/MWh. Fazendo a conversão de BRL para USD com a cotação de Fevereiro de 2022, os valores são 30,21 US\$/MWh (Lance mais baixo), 105,64 US\$/MWh (Lance mais alto) e 68,39 US\$/MWh (Média dos lances), respectivamente. Os valores encontrados são condizentes com a pesquisa de Ram *et al.* (2018). Os extremos deste intervalo devem ser utilizados como valores de referência assim como a média.

A partir do primeiro lote de simulações na metodologia parametrizada, que avaliou configurações de 60 a 120 MW, irradiações de projeto de 500 a 1200 W/m², com a função objetivo de minimização do LCOE, encontrou-se como melhores dimensionamentos a potência de 95 MW e a irradiação de projeto de 650 W/m², como mostrado na Fig. 1.

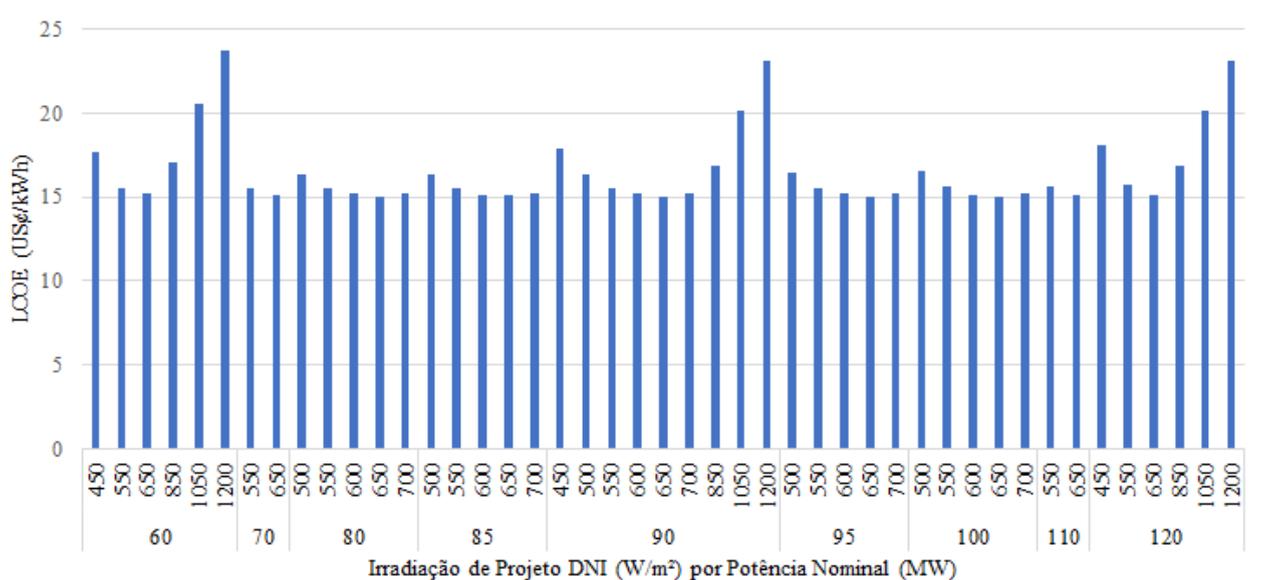


Figura 1 - valor de LCOE de plantas simuladas por irradiação de projeto DNI e potência nominal para um múltiplo solar de 3 e 20 horas de armazenamento.

Assim, fixando então os valores de Irradiação de Projeto e Potência nominal encontrados no lote anterior, um novo lote de simulações parametrizadas para o múltiplo solar e as horas de armazenamento, identificaram o múltiplo solar em 3, e as horas de armazenamento em 18h, como sendo o de menor valor de LCOE.

É importante para este estudo observar que o valor LCOE não se desvia significativamente de 150,00 US\$/MWh para potências nominais mais altas, apontando uma flexibilidade nos parâmetros de projeto em relação à potência nominal, e a combinação de horas de armazenamento e múltiplo solar.

O objetivo da parametrização era encontrar a maior planta possível para o menor custo nivelado, pois quanto maior o campo solar, e as horas de armazenamento, maiores os custos de capital e a capacidade de produção, entretanto o custo nivelado pela energia gerada começa mais alto para plantas pequenas, diminui até um ótimo de projeto onde se ganha em economia de escala, e volta a crescer para plantas sobredimensionadas. A Fig. 2 mostra a comparação da produção média anual para a configuração da planta com múltiplo solar de 2.2 e 4 horas de armazenamento, que além de produzir menos que a de múltiplo solar 3, apresenta um LCOE de 194,0 US\$/MWh contra 149,90 US\$/MWh.

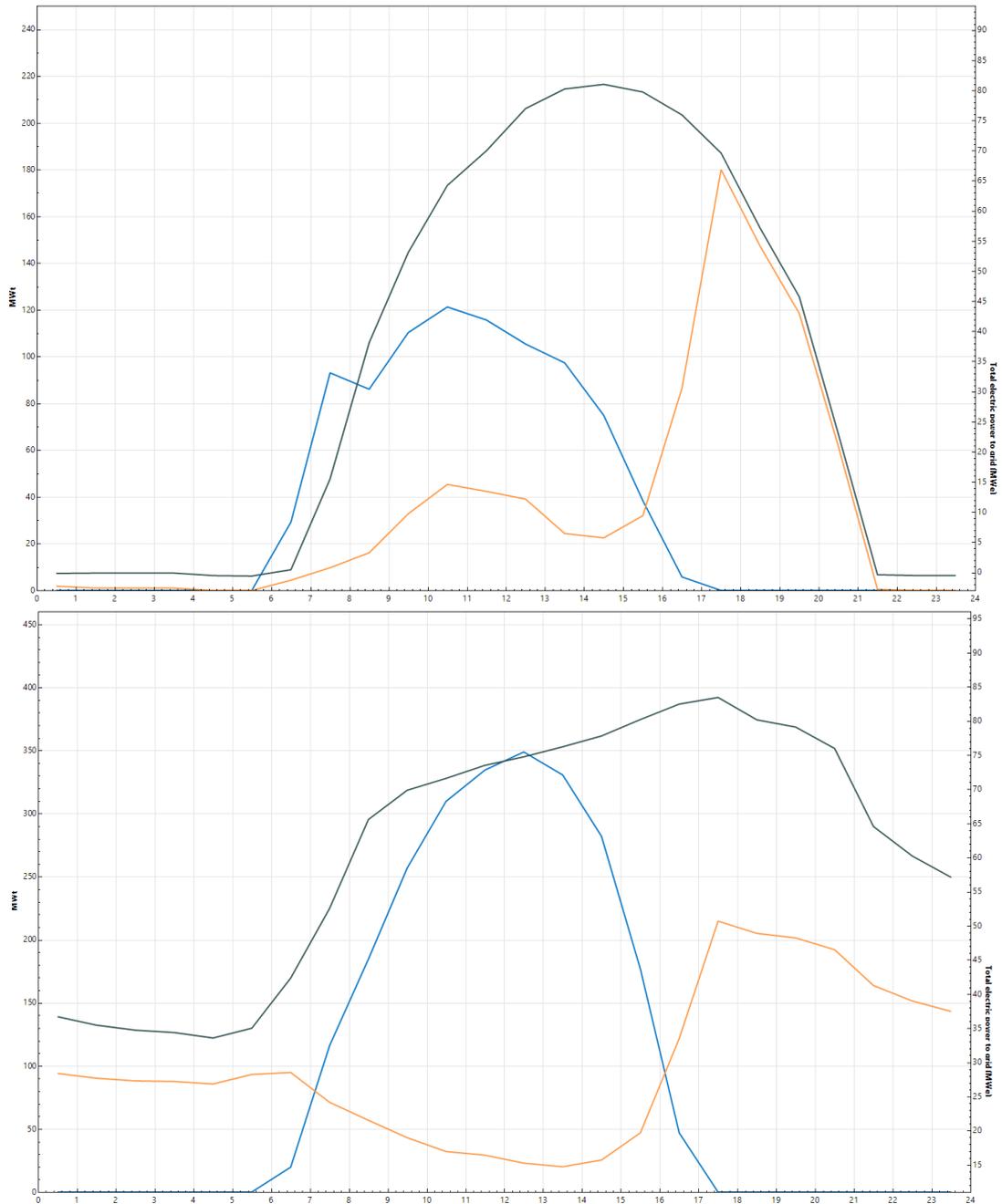


Figura 2 - Comparação da média anual de carga térmica (linha amarela), descarga (linha azul) em MWt e energia elétrica para rede (linha verde) para um dos conjuntos descartados (acima) e os parâmetros escolhidos (abaixo).

Sendo assim, foi escolhido este caso a ser analisado, o de menor LCOE dentro das faixas limites modeladas, que foi a configuração com os seguintes valores de projeto; potência nominal de 95 MW, a irradiação de projeto DNI em 650 W/m^2 , o múltiplo solar de 3 e 18 horas de armazenamento.

E ainda, a configuração dos espelhos no entorno da torre é elíptica dentro de um retângulo com aproximadamente 3 por 2,8 Km; a altura da torre é de 211,516 m; a altura do receptor foi de 17,6817 m, seu diâmetro foi de 18,2742 m. Com 9091 heliostatos (sendo cada heliostato com $144,375 \text{ m}^2$ de área) e uma área refletiva total de $1.312.511 \text{ m}^2$; O LCOE (nominal) foi de 149,9 US\$/MWh e um custo de capital de 977.939.648 USD.

Outros dois pontos importantes são a energia anual do primeiro ano em 516.479 MWh e o Fator de Capacidade em 69,0%. A Fig. 3 mostra a configuração dos heliostatos, confirmando um resultado esperado de uma configuração menos elíptica, devido à proximidade ao equador.

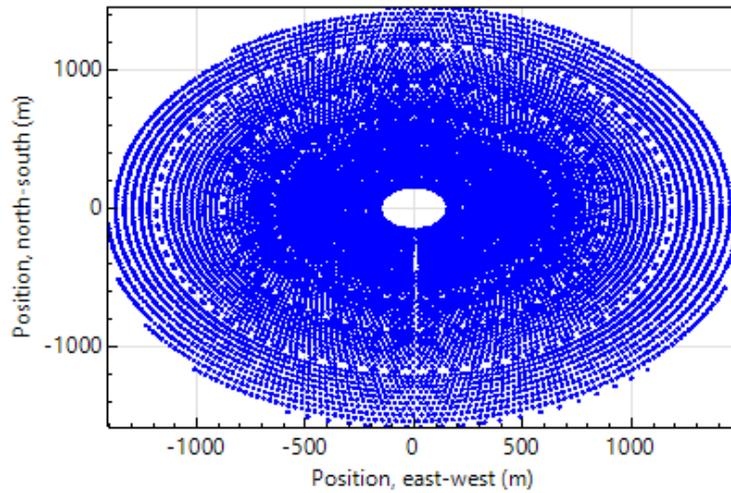


Figura 3 - Configuração do campo de heliostatos da Usina CSP Petrolina em 0 norte-sul e 0 leste-oeste é a torre solar.

Para entender a operação e sazonalidade ao longo do ano da planta analisada, a Fig. 4 mostra a média diária de produção da planta por mês, também confirmando a operação pretendida para este tipo de planta e tecnologia, especialmente a característica que a capacidade de armazenamento confere ao sistema, de dissociar temporalmente a produção de eletricidade em relação à intermitência do recurso solar.

Nas médias para abril e agosto, vê-se praticamente um platô de geração elétrica do amanhecer, até horas depois do pôr do Sol, passando das 20h da noite com produção praticamente a plena carga. Para os demais meses, vê-se até mesmo um pico de produção ao fim da tarde, início da noite, em comparação ao perfil padrão de um sistema fotovoltaico, justamente quando esse se desligaria, é que a CSP atingiria suas maiores potências, como em fevereiro e novembro. Sendo este o grande diferencial e serviço provido pela heliotérmica, diferentemente das demais fontes intermitentes, FV e eólica.

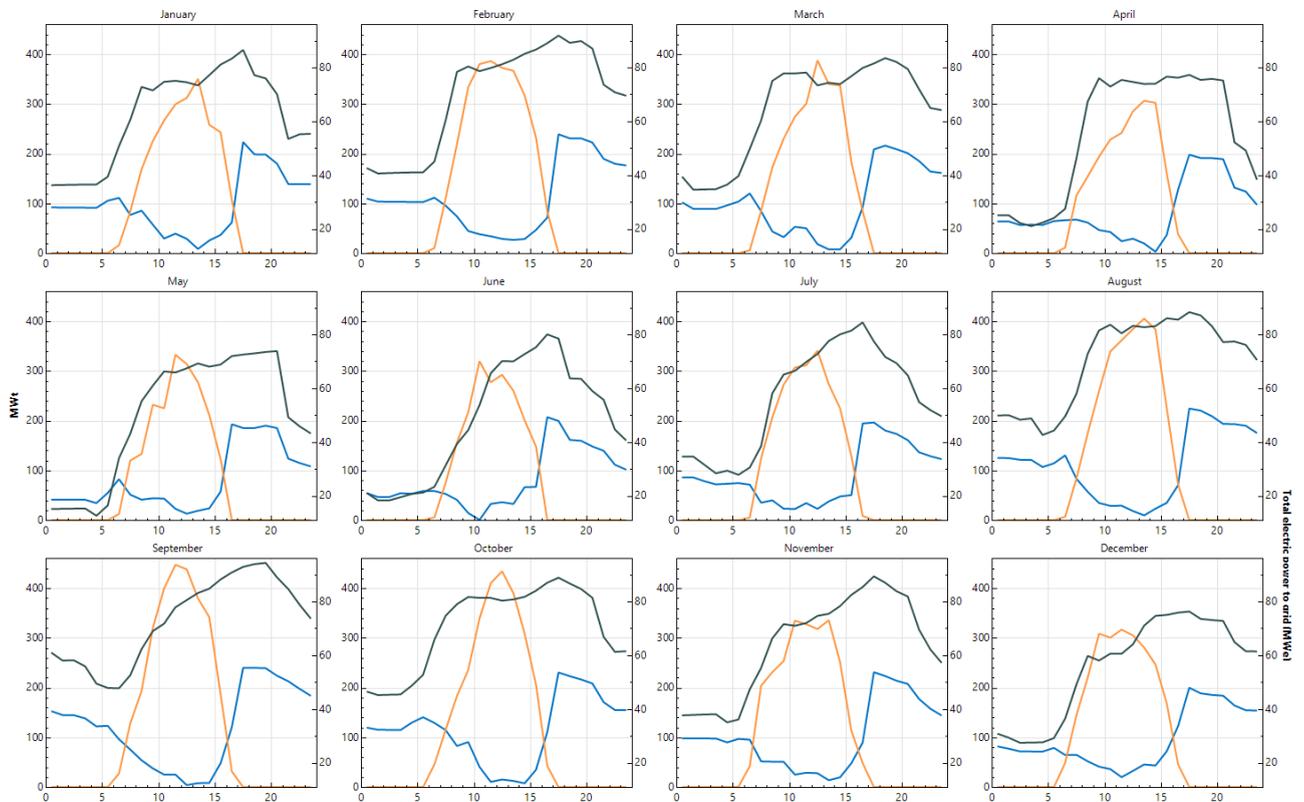


Figura 4 - Média diária em cada mês de carga térmica (linha amarela), descarga (linha azul) em MWt e energia elétrica para rede (linha verde).

4. CONCLUSÕES

É possível entender que existe um grau de competitividade razoável entre as usinas convencionais de energia e a planta CSP. Uma UTE convencional localizada no Brasil possui um LCOE médio de 68,39 US\$/MWh, sendo o maior custo estudado de 105,64 US\$/MWh, enquanto a usina proposta possui um LCOE nominal de 149,9 US\$/MWh, o que é determinístico para indicar a inviabilidade da escolha em uma análise puramente econômica. Atualmente, uma usina CSP seria interessante em termos de pesquisa e desenvolvimento de tecnologia e indústria. Vale destacar também que não ter uma produção nacional de componentes CSP influencia muito seu custo.

O LCOE e os custos de capital também podem ser melhorados pela maturidade da tecnologia e por processos simplificados. O primeiro pode ser vantajoso por meio das políticas de impostos diretos sobre o carbono e o segundo pode ser reduzido ainda mais pela diminuição das horas de armazenamento e dimensões gerais mais baixas. Reforçamos também a ideia de que o projeto do sistema pode ser melhorado caso seja refinado, usando de mais recursos computacionais.

Um outro ponto importante a ser destacado é o fator de capacidade. Por possuir um sistema de armazenamento, a usina proposta operaria durante mais tempo e de maneira mais uniforme. Vale apontar que o arcabouço de contratação de energia elétrica no Brasil não precifica ainda a capacidade de despacho de uma fonte, mudanças nesse cenário poderiam tornar a CSP mais competitiva também. Com um sistema análogo para tal caso, possivelmente os custos de se ter um armazenamento elétrico seriam maiores em comparação a um sistema térmico. De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o fator de capacidade de usinas fotovoltaicas encontradas no Brasil em média se encontra entre 20% e 40%, enquanto que o encontrado na simulação foi de 69%.

Agradecimentos

À Giovanna Picconi e Théo de Freitas pela imensa ajuda no *proofreading* deste artigo após a mudança inesperada e assustadora de língua no qual o mesmo está escrito para atender as demandas de submissão e à toda sequência pseudo-aleatória de eventos por permitirem esse artigo a tomar a forma atual.

REFERÊNCIAS

- ANEEL, 2020, Resultados dos Leilões de Expansão da Geração. Available at: <https://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>
- Banco do Brasil, 2020, Metodologia da Correção pelos Índices. Disponível em: <https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADAOPublico/metodologiaCorrigirIndice.do?method=metodologiaCorrigirIndice>
- Burgi, A. S., 2013, Avaliação do potencial técnico de geração elétrica termossolar no Brasil a partir de modelagem em DIG e simulação de plantas virtuais. Dissertação de Mestrado, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Fitcher T., Soria R., Szklob A., Schaeffer R., Lucena A. F.P., 2017, Assessing the potential role of concentrated solar power (CSP) for the northeast power system of Brazil using a detailed power system model, Energy, Volume 121, 15 February 2017, Pages 695-715.
- IBGE, 2021, BA - Bom Jesus da Lapa. Disponível em: <https://cidades.ibge.gov.br/brasil/ba/bom-jesus-da-lapa/panorama>
- IBGE, 2021, PE - Petrolina. Disponível em: <https://cidades.ibge.gov.br/brasil/pe/petrolina/panorama>
- IRENA (2012), Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series - 2012, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Fernandéz, A. G. Gomes-Vidal, J., Oró, E., Solé, A., Cabeza, L., F., 2019, Mainstreaming Commercial CSP Systems: A Technology Review, Renewable Energy Volume 140, September 2019, Pages 152-176.
- Lai C.S., Jia Y., Xu Z., Lai L. L., Li X., Cao J., McCulloch M. D., 2017, Levelized cost of electricity for photovoltaic/biogas power plant hybrid system with electrical energy storage degradation costs". Energy Conversion and Management. 153: 34-47.
- Lowry, J., 2017, Avoiding Carbon Apocalypse Through Alternative Energy: Life After Fossil Fuels. Springer, UK.
- Kalogirou S. A., 2009, Solar Energy Engineering, 1st ed. Elsevier. San Diego, Estados Unidos.
- Karimia, M., Mokhlisab, H., Naidua, K. Uddinc, S., Bakarab A. H. A., 2016, Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network – A review, Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, University of Malaya, 50603 Kuala Lumpur, Malaysia.
- Malagueta D., Szklob A., Soria R., Dutrab R., Schaeffer R., Soares B., Borbac M. C., 2014, Potential and impacts of Concentrated Solar Power (CSP) integration in the Brazilian electric power system, Renewable Energy, Volume 68, August 2014, Pages 223-235.

- Martins F. R., Pereira E.B. , Abreu S.L., 2007, Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA project. Solar Energy, Volume 81, Issue 4, páginas 517-528
- NREL, 2021, SolarPACES: Concentrating Solar Power Projects by Country. Disponível em: <https://solarpaces.nrel.gov/>
- SAM, Version 2020.2.29 r3, 2020. Disponível em: <www.sam.nrel.gov>
- Scalco P., Copetti J. B., Macagnan M., Oliveira J. D., 2021, Linear Fresnel Solar Collector Concentrator - A Review, 26th International Congress of Mechanical Engineering, Florianópolis, Brasil.
- Soria R., Lucena A. F. P., Tomaschek J., Fichterc T., Haasz T., Szkloa A., Schaeffera R., Rochedo P., Fahl U., Kernc J., 2016, Modeling concentrated solar power (CSP) in the Brazilian energy system: A soft-linked model coupling approach, Energy, Volume 116, Part 1, 1 December 2016, Pages 265-280.
- Ram M., Child M., Aghahosseini A., Bogdanov D., Lohrmann A., Breyer C., 2018, A comparative analysis of electricity generation costs from renewable, fossil fuel and nuclear sources in G20 countries for the period 2015-2030, Journal of Cleaner Production, Volume 199, 20 October 2018, Pages 687-704.
- Teixeira, P. A., 2022. Primeira usina heliotérmica do Brasil deve entrar em operação até o fim do mês, Canal Energia, Rio de Janeiro, Brazil.
- Wagner, M., 2021, Gas-Particle System: LCOE Analysis and System Design Optimization. Disponível em: https://www.energy.gov/sites/default/files/2021-09/Wagner_Gas-Particle%20System%20LCOE%20Analysis%20and%20System%20Design%20Optimization_UMW.pdf
- Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA), 2020.
- Zhuang X., Xu X., Liu W. and Xu W., 2019, LCOE Analysis of Tower Concentrating Solar Power Plants Using Different Molten-Salts for Thermal Energy Storage in China. School of Mechanical Engineering and Automation, Harbin Institute of Technology, Shenzhen, China.
- ONS, Resultados da operação fator de capacidade. 2022, Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/fator-capacidade.aspx>.

LCOE ANALYSIS OF A SIMULATED SOLAR TOWER SYSTEM IN THE BRAZILIAN ENERGY MARKET

Abstract. *Bearing in mind the global climate scenario and its situations of obvious and abrupt changes, a possible path is the search for a reduction in the emission of greenhouse gasses in the world's electrical matrices. Brazil, despite having a matrix rich in renewables, with its water base and good complementation of wind and biomass, has been expanding its production in this century with thermoelectric plants, mostly natural gas, but also with the renewal of the use of mineral coal in the Brazilian state of Santa Catarina. With an expansion of the use of solar energy through photovoltaic panels underway, but with few prospects for heliothermy, this article aims to compare the costs of a concentrating solar power with thermoelectric power plants in the country. Using the System Advisor Model (SAM) as a basis, a Solar Tower type plant located in the Brazilian city of Petrolina, in the state of Pernambuco, was simulated. Several parameters were taken into account to propose the installation of the plant, such as: local conditions of direct irradiation, climatic conditions and a better infrastructure. The study found that the Petrolina plant has a nominal LCOE (Leveled Cost of Energy) of 149.90 US\$/MWh compared to the average LCOE of thermoelectric plants of 68.39 US\$/MWh. However, thermal storage capacity is not currently priced by the sector's regulatory framework, and changes in public policies can foster the competitiveness of heliothermy. The development of research in energy storage and in relation to the production of the elements that make up the equipment are examples of gains in addition to direct monetary values.*

Keywords: CSP; electricity price, electric power plants.