

Contribuições para o Plano Nacional de Energia 2050

Título: Importância de Usinas Heliotérmicas Híbridas e Armazenamento de Energia Térmica para o Horizonte 2050

Autor

Rogério Diogne de Souza e Silva - Pesquisador do Programa de Pesquisa para o Desenvolvimento Nacional (PNPD) na Diretoria de Estudos e Políticas Setoriais de Inovação e Infraestrutura (Diset) do Ipea.

Resumo

A participação da energia heliotérmica na matriz elétrica do Brasil deve ser considerada, sobretudo quando consideramos o horizonte de 2050. Comprovadamente, a utilização híbrida de CSP com outras fontes primárias, associadas ao armazenamento de energia térmica aumentam a viabilidade econômica e redução de emissões da usina. Além disso, com o aumento da utilização de fontes intermitentes de energia na rede básica e no sistema de distribuição de energia elétrica, a adoção de soluções de armazenamento de energia tornam-se essenciais, incluindo o armazenamento de energia térmica, que encontra-se em pleno avanço tecnológico, em que diversos projetos de pesquisa internacionais atuam para o desenvolvimento de metodologias de armazenamento térmico e termoeletrico, bem como o desenvolvimento de usinas híbridas ou sistemas híbridos de energia.

Contribuições

1ª Consideração

Relatório PNE 2050 - Página 108: Capítulo V - Desafios e Recomendações por Fontes e Tecnologias Principais – Seção 3 – Energia Solar.

O relatório em questão não considera a energia heliotérmica com custo viável para entrada na matriz energética brasileira no horizonte 2050. No entanto, deve-se ressaltar que atualmente a energia heliotérmica utilizada através de usinas CSP, deve ser considerada de forma ampla incluindo o armazenamento e topologia híbrida de fontes primárias. Destaca-se ainda a utilização de usinas CSP com armazenamento térmico (TES – do termo em inglês *Thermal Energy Storage*) como estratégia na operação de sistemas de energia elétrica com elevada participação de fontes intermitentes de energia, que é o caso da rede básica de energia elétrica brasileira.

Estas afirmativas são embasadas por diversos estudos internacionais, conforme afirma Enescu *et al.* (2020), sistemas de geração de energia renovável intermitente podem utilizar armazenamento de energia para se adequar às mudanças sazonais e diárias e para garantir a operação contínua de vários sistemas, sendo o armazenamento usado quase continuamente para mitigar as flutuações na saída. Os autores ainda afirmam que usinas CSP acopladas a TES em um sistema conectado à rede de transmissão de energia elétrica permitem a redução das sobrecargas nos componentes, reduzindo assim a necessidade de novos investimentos.

Kleinberg *et al.* (2014) simularam a inserção de uma usina CSP com armazenamento térmico em um sistema de transmissão na Califórnia, EUA, apresentando como resultados a minimização do custo de produção, despachabilidade, neutralização da intermitência de uma usina fotovoltaica instalada no mesmo sistema, reduzindo sua variabilidade em 80%. Para um sistema de distribuição, os autores simularam a integração de armazenamento de energia elétrica com geração fotovoltaica, verificando-se redução de 2,5% na demanda no horário de ponta, redução de 6% das perdas e redução nas variações de tensão entre 86 e 100%.

Segundo Soria *et al.* (2015), para atingir a viabilidade, os autores inferem que os elevados valores dos níveis de irradiação direta normal (DNI, do inglês *direct normal irradiance*) e a disponibilidade de biomassa local de baixo custo no nordeste semiárido

do Brasil devem ser considerados. Para validar as inferências, projetaram e simularam a implantação de 10 plantas híbridas de CSP e biomassa de 30 MW cada, localizadas na região semiárida do nordeste brasileiro, região com DNI elevado. A simulação resultou em um custo nivelado de eletricidade de 0,11US\$/kWh, e custo de implantação do campo solar de 215 US\$/m². Os autores relatam ainda, que a construção das usinas resultaria em 760 empregos diretos e indiretos durante os 24 meses de construção da planta e aproximadamente 2.100 empregos anuais associados à operação e manutenção das unidades geradoras, além de gerar renda local adicional da ordem de US\$ 57 milhões.

Powell et al. (2017) enumeram as vantagens da utilização híbrida de usinas de CSP com outras fontes:

- Custos de capital reduzidos ao compartilhar equipamentos entre várias fontes de energia;
- Aumento da disponibilidade, combinando energia renovável com energia disponível não renovável;
- Aumento da utilização da capacidade de equipamentos de geração de energia;
- Aumento da confiabilidade do sistema;
- Oportunidade para operação flexível.

Wang *et al.* (2018) desenvolveram um modelo de otimização para projetar usinas CSP com armazenamento térmico, cujas simulações em um sistema de energia com uma usina eólica de 500 MW e CSP de 330 MW, demonstraram maior eficiência quanto a redução do custo operacional do sistema elétrico, quanto maior regulação da demanda no horário de ponta.

Nesse contexto, ainda deve-se considerar as tecnologias emergentes para CSP e armazenamento térmico, indicando que nos próximos anos o custo de produção da energia térmica será menor. Enescu *et al.* (2020), indicam o armazenamento de energia termoelétrica (TEES - do termo em inglês *Thermo-electric energy storage*), e destacam os projetos em desenvolvimento nos EUA, através da ARPA-E (*Advanced Research Projects Agency-Energy*), citando um programa denominado “*Duration Addition to electricitY Storage – DAYS*”, para desenvolver sistemas de armazenamento com durações de dez a 100 horas, e o programa “*High Energy Advanced Thermal Storage – HEATS*”, para desenvolver sistemas de armazenamento revolucionários, com elevada viabilidade econômica em três áreas específicas de armazenamento solar de alta temperatura, conversão de luz solar em calor para criar combustível sintético e uso de

TES para permitir o gerenciamento térmico de veículos com motor de combustão interna e aumentar a autonomia de veículos elétricos (Enescu *et al.*, 2020).

Por fim, para justificar a recomendação de considerar a Energia Heliotérmica, cito o próprio relatório PNE 2050 que na seção Recursos Energéticos Distribuídos, subseção ii – Tecnologias de Armazenamento, cita o Armazenamento Térmico em uma relação de investimentos prioritários em pesquisa e desenvolvimento de tecnologias de armazenamento de energia.

2ª Consideração

Anexo Relatório PNE 2050 – Página A-8: Seção II. Parâmetros por Fonte – Item C – Solar Heliotérmica

As nossas justificativas para considerar a energia heliotérmica na matriz energética brasileira foram apresentadas no item anterior. Na presente consideração, apresentamos os argumentos para a consideração da energia heliotérmica associada a outras fontes primárias, bem como a participação imprescindível do armazenamento de energia térmica.

De acordo com as nossas pesquisas, ocorre a redução dos custos de capital e operação e manutenção com a hibridização, em função disso observa-se uma tendência internacional adotando esta topologia (Peterseim *et al.*, 2013; Powell *et al.*, 2017; Ghadi *et al.*, 2019).

Na Tabela 1, apresenta-se dados de três exemplos de usinas híbridas e com armazenamento em operação.

Tabela 1. Características de usinas CSP instaladas em países diversos.

Potência (MW)	País	Nome	Tecnologia	Custo (US\$)	Localização	DNI (kWh/m ² /ano)	Empresa
700	Emirados Árabes Unidos	Noor Energy 1 CSP	Calha parabólica e Torre solar	4,33 bilhões	24°45'25.2"N 55°22'24.9"E	1.966	ACWA Power
22,5	Espanha	Borges Termosolar	Calha parabólica	173 milhões	41°31'44.00"N 0°47'60.00"E	1.919	Abantia
20	Argélia	ISCC Hassi R'Mel	Calha parabólica	354 milhões	33°7'27.00"N 3°21'25.00"E	2.160	New Energy Algeria

Fonte: (SolarPaces, 2020)

Na tabela 2, apresenta-se o custo nivelado de eletricidade para usinas híbridas CSP e turbinas a gás de ciclo combinado (CCGT).

Tabela 2. Custo nivelado de eletricidade (LCOE) – CSP 80 MW e CCGT 200 MW.

Tipo de CSP	LCOE (US\$/MWh)
Calha parabólica	199
Torre solar	235
Fresnel	237

Fonte: (Peterseim *et al.*, 2013)

Em uma simulação de uma usina híbrida CSP e biomassa, Soria *et al.* (2015) a partir de um estudo de caso no Brasil, obtém um LCOE de 110 US\$/MWh, para usinas de 30 MW, sendo 21 MW de CSP e 9 MW de biomassa.

Referências

ENESCU, D. *et al.* Thermal Energy Storage for Grid Applications: Current Status and Emerging Trends. **Energies**, v. 13, jan. 2020.

GHADI, M. *et al.* **A review on the development of concentrated solar power and its integration in coal-fired power plants.** In: 2019 IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES ASIA. Chengdu, China.: IEEE, 2019

KLEINBERG, M. *et al.* Energy Storage Valuation Under Different Storage Forms and Functions in Transmission and Distribution Applications. **Proceedings of the IEEE**, v. 102, n. 7, jul. 2014.

PETERSEIM, J. *et al.* Concentrated solar power hybrid plants, which technologies are best suited for hybridisation? **Renewable Energy**, v. 57, 2013.

POWELL, K. *et al.* Hybrid concentrated solar thermal power systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 80, 2017.

SOLARPACES. **SolarPaces: Solar Power and Chemical Energy Systems.** Disponível em: <<https://www.solarpaces.org/>>. Acesso em: 15 set. 2020.

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

WANG, Y. *et al.* Co-allocation of solar field and thermal energy storage for CSP plants in wind- integrated power system. **IET Renewable Power Generation**, v. 12, n. 14, set. 2018.

